



(12) **PATENT**

(19) **NO**

(11) **334124**

(13) **B1**

NORGE

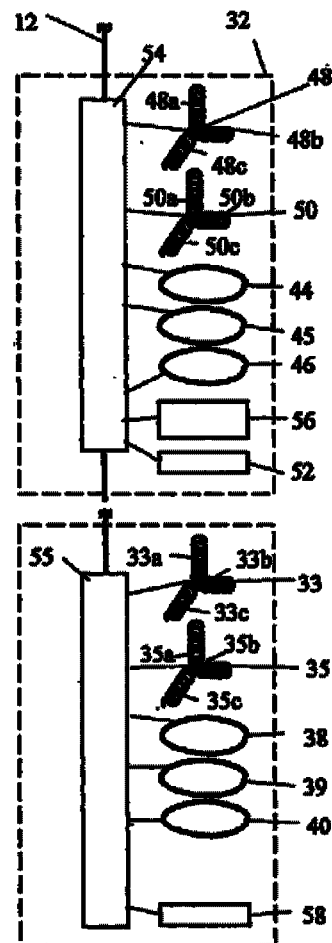
(51) Int Cl.
G01V 11/00 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20040733	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	2002.08.21 PCT/US2002/26589
(22)	Inng.dag	2004.02.20	(85)	Videreføringsdag	2004.02.20
(24)	Løpedag	2002.08.21	(30)	Prioritet	2001.08.23, US, 938355
(41)	Alm.tilgj	2004.03.19			
(45)	Meddelt	2013.12.16			
(73)	Innehaver	KJT Enterprises, 1303 Warwickshire Drive, US-TX77077 HOUSTON, USA			
(72)	Oppfinner	Kurt-Martin Strack, 1303 Warwickshire Drive, US-TX77077 HOUSTON, USA			
(74)	Fullmektig	Acapo AS, Postboks 1880 Nordnes, 5817 BERGEN, Norge			

(54)	Benevnelse	Integrert borehullsystem for reservoar deteksjon og overvåkning			
(56)	Anførte publikasjoner	US 6023443 WO 01/11180 A1 US 5841280 FR 2804469 A1			
(57)	Sammendrag				

I en utførelsesform omfatter oppfinnelsen et system (10) for å generere et bilde av en jordformasjon som omgir et borehull (14) som trenger inn i formasjonen. Formasjonens resistivitet måles ved bruk av en DC-måling (44, 45, 46, 38, 39, 40), formasjonens konduktivitet og resistivitet måles med et tidsdomenesignal eller AC-måling (48, 50, 33, 35). Formasjonens akustiske hastighet måles også (52, 58). DC-resistivitetsmålingen, konduktivetsmålingen utført med et elektromagnetisk tidsdomenesignal, resistivitetsmålingen utført med et elektromagnetisk tidsdomenesignal og den akustiske hastighetsmålingen kombineres (82, 84) for å generere bildet av jordformasjonen.



OPPFINNELSENS BAKGRUNN

1. Oppfinnelsens område

Foreliggende oppfinnelse relaterer til et apparat og en fremgangsmåte for å avbilde formasjonssoner som omgir et borehull.

2. Bakgrunn

Leting etter og utvinning av energi ved bruk av borehull boret inn i jordformasjoner krever overvåking og evaluering av fysiske parametere, slik som resistivitet og konduktivitet for jordformasjonene som omgir et borehull.

Fremgangsmåter for å eksitere et elektromagnetisk felt kan vanligvis klassifiseres som frekvensdomeneeksitering og tidsdomeneeksitering. I frekvensdomeneeksitering utsendes en kontinuerlig signalbølge, vanligvis ved en fast frekvens, selv om utsendelsen kunne være flere overlagrede frekvenser. For tidsdomeneeksitasjon svitsjes signalet, som kan være en firkantbølge, eller et pulset triangulært eller pseudo-tilfeldig binærsekvenssignal, brått.

En begrensning ved frekvensdomene(kontinuerlig bølge) eksitering er den sterke koplingen mellom senderen og mottakeren. Denne koplingen, kjent som direkte modus, oppstår på grunn av mottakerens deteksjon av det magnetiske feltet som overføres direkte fra senderen til mottakeren.

Direktemodussignalet kan være sterkere enn signalet mottatt fra formasjonen, og gjør det vanskelig å måle signalet mottatt fra formasjonen nøyaktig. Fremgangsmåter for å forbedre oppløsningen ved frekvensdomenemetoden inkluderer bruk av anordninger med flere spoler, slik som vanlige borehulls-induksjonsverktøy, permanent fokusert på spesiell områder av formasjonen. Slike metoder inkluderer også anvendelsen av verktøy slik som et induksjons- eller lateralloggmåleverktøy av rekketype til å generere en rekke målinger, og bruk av flermåls prosesseringsteknikker på rekken av målinger for å frembringe numerisk fokusering på utvalgte områder av forma-

sjonen. Nettosignalet som resulterer fra disse flermålsprosesseringsteknikkene er imidlertid lite sammenlignet med det totale målte signalet.

5 Ved bruk av tidsdomeneeksitering, svitsjes eksitasjonsstrømmen brått av, og produserer derved et transientsignal som detekteres av mottakeren. Og fordi sendersignalet ikke lenger blir dannet i løpet av den tiden som transientsignalet detekteres i, kan det mottatte signalet filtreres for å fjerne en hvilken som helst innvirkning på direktemodus-
10 signalet. Direktemodussignalet, som ikke inneholder noe informasjon om formasjonens resistivitet/konduktivitet, er ekskludert fra transientmålingen.

Evnen til å skille i tid, i det detekterte signalet, responsen for forskjellige romlige områder i formasjonen, er
15 en betydelig egenskap ved transientfremgangsmåten. Ved svitsjing av senderstrømmen induseres, ifølge Lenz lov, strømmer i respons på endringen i senderstrømmen. Den geometriske fordelingen av de induserte strømmene er lik senderstrømmen som var svitsjet av. Etter at senderstrømmen
20 svitsjes av, begynner strømmen diffusjon til formasjonen utenfor. Denne diffusjonen følges av demping og spredning der den romlige oppløsningen i de senere tidstrinnene blir betydelig redusert. Transientfeltdata i de senere tids-
trinnene har imidlertid vist seg mer følsomme for den
25 fjerntliggende formasjonsresistiviteten enn frekvensdomene eller DC-data.

Transiente elektromagnetiske måleteknikker har blitt benyttet ved utvinningsoperasjoner for å gjøre resistivitets-/konduktivitetmålinger der en dipolantenne med stor over-
30 flate (ofte flere hundre meter i lengde) benyttes med elektromagnetiske mottakere plassert i et borehull for å utføre målinger i sonene i jorden som omgir borehullet og mellom borehullet og jordens overflate. Slik bruk for utvinningsoperasjoner er ganske vanlig. Mer nylig har
35 geofysiske operasjoner brukt slike dipolantenner med stor

overflate på jordens overflate, som vist i US-patent nr. 5,467,018, som ble gitt til Ruter m.fl. den 14. november 1995. US-patent nr. 5,467,018 er herved inntatt ved referanse for alle formål.

5 Inntil nylig har modellering av transientresponsen blitt begrenset til en ganske enkel, tilnærmet modell. Metoder er imidlertid nå kjent for å utvikle en realistisk modell for elektromagnetisk transientrespons for borehull. Se for eksempel Tabarovsky, L. A., Goldman, M. M., Rabinovich, M. B.,
10 Strack, K.-M., 1996, *2.5-D Modeling in Electromagnetic Methods of Geophysics*, Journal of Applied Geophysics 35, 261-284. Parallelt med slike utviklinger innen området numerisk modellering, har muligheter for elektronisk svitsjing av høy effekt, forsterkerdesign og dataoverføring blitt forbedret,
15 noe som dermed muliggjør et tidsdomeneborehullsystem.

 Begrensningen på den radielle dybden som målingene kan gjøres fra med den elektromagnetiske transientmetoden bestemmes primært av signal/støy forholdet for målingene, som er relatert til impulsenergien som kan genereres. Videre forenkles fortolkningen av målingene dersom strukturen i formasjonsgrensene har blitt fremskaffet, eller i det minste tilnærmet, fra andre geofysiske data, slik som gravitasjon, seismikk, borehullslogging eller geologiske undersøkelsesdata. Denne informasjonen kan benyttes til å holde visse
20 deler av jordparametrene fast mens andre parametere fortolkes fra dataene.

 DC-eksitasjon kan også benyttes, men det målte signalet er et sammensatt signal omfattende en blanding av konfigurasjoner fra forskjellige regioner av undergrunnen. Oppløsningen er tilsvarende redusert.
30

 US-patent nr. 5,955,884 som ble meddelt den 21. september 1999 til Payton m.fl. viser et system der et loggeverktøy inkluderer minst én elektromagnetisk sender og minst én elektrisk sender for å påføre elektromagnetisk
35 energi til formasjonen ved utvalgte frekvenser og bølge-

former. Den elektromagnetiske senderen er fortrinnsvis en tre-akse sender omfattende tre ortogonale spoler for å generere det magnetiske feltet, og den elektriske senderen er fortrinnsvis en tre-akse sender omfattende tre ortogonale elektriske dipolantenner for å danne det elektriske feltet. US-patent nr. 5,955,884 er herved inntatt ved referanse for alle formål.

Andre meddelte patenter som kan være relatert til denne oppfinnellesgjenstanden inkluderer, uten å bære begrensende, US-patentene nr. 5,543,715; 5,841,280; 5,862,513; 5,883,515; 5,870,690; 6,147,496 der disse patentene herved er inntatt ved referanse for alle formål.

OPPSUMMERING AV OPPFINNELSEN

I en utførelsesform omfatter oppfinnelsen et system for å generere et bilde av en jordformasjon som omgir et borehull som trenger inn i formasjonen. Formasjonens resistivitet måles ved hjelp av en DC-måling, og formasjonens konduktivitet og resistivitet måles med et tidsdomenesignal eller en AC-måling. Formasjonens akustiske hastighet måles også. Målingen av DC-resistivitet, målingen av konduktivitet utført med et elektromagnetisk tidsdomenesignal, målingen av resistivitet utført med et elektromagnetisk tidsdomenesignal og målingene av akustisk hastighet kombineres for å danne bildet av jordformasjonen.

KORT BESKRIVELSE AV TEGNINGENE

Oppfinnelsen og dens fordeler vil lettere forstås med henvisning til følgende beskrivelse og de vedføyde tegningene, der:

FIG. 1 er et skjematisk diagram som viser oppfinnelsens operasjon.

FIG. 2 er et diagram av et verktøy som er nyttig for utøvelsen av oppfinnelsen.

FIG. 3 er et mer detaljert diagram av et verktøy som er

nyttig for bruk av oppfinnelsen.

FIG. 4 er et skjematisk bilde av en ringmontert elektrodesammenstilling på en verktøystamme.

5 FIG. 5 er et skjematisk bilde av en ringmontert elektrodesammenstilling.

FIG. 6 illustrerer eksitering av tidsdomene signalbølgeformer.

FIG. 7 viser fordelingen av strøm og potensiallinjer for en strømdipol.

10 FIG. 8 illustrerer plasseringen av elektroder langs en borehullsvegg.

FIG. 9A, 9B, og 9C illustrerer trinnene i frembringelsen av et borehullsbilde.

15 FIG. 10 er et flytskjema av en utførelsesform av oppfinnelsen.

Mens oppfinnelsen vil bli beskrevet i sammenheng med dens foretrukne utførelsesformer, vil det bli forstått at oppfinnelsen ikke er begrenset til disse, men skal inkludere
20 alle alternativer, modifikasjoner, og ekvivalenter innenfor omfanget av de vedføyde krav.

BESKRIVELSE AV FORETRUKNE UTFØRELSESFORMER

Det er beskrevet et system for å danne et bilde av
25 grunnen under jordoverflaten som omgir et borehull. I følge en første utførelsesform av oppfinnelsen benyttes et borehullsloggeverktøy til å utføre DC-målinger av formasjonens elektriske resistivitet, elektromagnetiske målinger av formasjonens konduktivitet og resistivitet, og seismiske hastig-
30 hetsmålinger. Et foreløpig bilde av grunnen under overflaten, som kan henvises til som en "pseudo-seksjon" genereres fra DC-målingene av formasjonens resistivitet. Bildet av grunnen under overflaten vist ved hjelp av pseudo-seksjonen kan så bli forbedret ved å benytte de elektromagnetiske målingene av
35 formasjonens konduktivitet og resistivitet. Seismiske hastig-

hetsdata kan så bli benyttet til å generere et kart der bildet av grunnen under overflaten generert fra DC-målingene av formasjonsresistiviteten og målingene av elektromagnetisk resistivitet og konduktivitet er begrenset av seismikk-dataene. I følge oppfinnelsen dannes kartet i hovedsak idet loggeoperasjonen finner sted.

På FIG. 1 er det vist et ned-i-hulls måleverktøy 10 ifølge oppfinnelsen anbrakt i et borehull 14 og holdt av en wirekabel 12. Verktøyet 10 kan være sentrert i borehullet 14 ved hjelp av vanlige sentreringsinnretninger 13. Kabelen 12 er støttet av en trinse/tannhjul (eng.: sheave wheel) 18 anbrakt i en borerigg 16 på vanlig måte og er kveilet på en trommel 20 for nedsenkning eller heising av verktøyet 10 i borehullet på en vanlig måte. Kabelen 12 er en vanlig flertrådkabel som har elektriske og/eller optiske ledere for å føre effekt og elektrisk og/eller optiske signaler fra overflaten til verktøyet 10 og for å sende data målt av verktøyet til overflaten. Ved jordoverflaten 26 er kabelen 12 sammenkoplet på en vanlig måte til en telemetrigrensesnittkrets 22 og en overflateinnsamlingsenhet 24 som registrerer dataene. En seismikkgenerator 25, også vist sammenkoplet med overflateinnsamlingsenheten 24, kan være inkludert for å generere seismikksignaler ved jordoverflaten for deteksjon med verktøyet 10.

FIG. 2 viser verktøyet 10 i mer detalj. Vanligvis vil verktøyet omfatte minst én sentralenhet 32 og et antall tilleggsenheter 30. FIG. 2 viser bare seks tilleggsenheter. Et vanlig borehullsloggeverktøy kan imidlertid ifølge denne oppfinnelsen inkludere så få som én tilleggsenhet eller så mange som 100 eller flere tilleggsenheter. I FIG. 2 er sentralenheten 32 vist plassert tilnærmet midt mellom flere tilleggsenheter 30. Sentralenheten kan imidlertid faktisk bli plassert ved begge ender av verktøyet 10 eller ved en hvilken som helst plassering langs verktøyet 10.

Som vist i FIG. 3, vil sentralenheten 32 vanligvis

inkludere minst to 3-komponent elektromagnetiske sendere/-
mottakere, vist som sendere/mottakere 48 og 50, omfattende
tre spoler 48a, 48b, og 48c, og 50a, 50b, og 50c, henholds-
vis, enten for utsending eller deteksjon av magnetiske felter
5 i tre ortogonale retninger. Sender-/mottakerspolene kan være
konfigurert for enten å sende eller detektere et magnetisk
felt. Sentralenheten vil vanligvis inkludere to elektro-
magnetiske sendere/mottakere, mens tilleggsenhetene vanligvis
vil inkludere bare én elektromagnetisk sender/mottaker, fordi
10 målinger nær brønnhullet vanligvis vil bli utført med
sentralenheten. Sentralenheten 32 vil vanligvis også omfatte
minst tre ringmonterte elektrodesammenstillinger 44, 45 og
46. Selv om disse elektrodesammenstillingene er vist på FIG.
3 innenfor sentralenheten 32, er de ringmonterte electrode-
15 sammenstillingene vanligvis montert på stammen 49 av sentral-
enheten, som vist på FIG. 4.

Sentralenhet 32 vil vanligvis også inkludere en
seismikksensor 56, som kan være en 3-komponent geofon tilpas-
set for å avføle seismikksignaler i hver av tre ortogonale
20 retninger. I spesielle utførelsesformer kan seismikksensorer
være en 4-komponent sensor der en trykksensor, slik som en
hydrofon, benyttes sammen med en 3-komponent geofon. Fire-
komponent geofoner kan benyttes, der de fire sensorene er
orientert i en 54 graders vinkel med hensyn til hverandre,
25 heller enn ortogonalt som i en vanlig 3-komponent geofon. En
fire-komponent geofon der sensorene er i en 54 graders vinkel
fra hverandre har en fordel ved at støyfølsomheten er lik i
alle fire komponenter, det vil si, sensorene vil være like
følsomme for støy fra alle retninger. I spesielle utførelses-
30 former kan seismikksensoren være en 5-komponent sensor der en
trykksensor benyttes sammen med en 4-komponent geofon.

Sentralenheten 32 vil normalt også inkludere orient-
eringsenheten 52, som kan være en standard orienteringssenhet
kjent for de med vanlige ferdigheter på fagområdet, slik som
35 et triaksialt magnetometer og/eller en gyro.

Som vist på FIG. 3, vil vanligvis hver av tilleggs-
enhetene 30 omfatte minst én 3-komponent elektromagnetisk
sender/mottaker 33 omfattende tre spoler 33a, 33b og 33c for
enten deteksjon eller utsendelse av magnetiske felter i tre
5 ortogonale orienteringer. Sender-/mottakerspolen kan være
konfigurert til å fungere enten som en sender eller mottaker.
Dersom det er ønskelig å sende og motta et magnetisk signal i
den samme tilleggsenheten, kan også en andre 3-komponent
elektromagnetisk sender/mottaker 35 omfattende tre spoler
10 35a, 35b og 35c være inkludert.

Hver av tilleggsenhetene vil vanligvis også inkludere
minst tre ringmonterte elektrodesammenstillinger, vist som
ringmonterte elektrodesammenstillinger 38, 39 og 40, i FIG.
3. Hver av tilleggsenhetene vil vanligvis også inkludere en
15 seismikksensor 58, som kan være en 3-komponent geofon til-
passet for å oppfange seismiske trykkbølgesignaler i hver av
tre ortogonale retninger. I spesielle utførelsesformer kan
seismikksensoren være en 4-komponent sensor der en trykk-
sensor, slik som en hydrofon, benyttes sammen med en 3-
20 komponent geofon. Fire-komponent geofoner kan også benyttes
der de fire sensorene er ved 54 graders vinkel fra hverandre,
heller enn ortogonale slik det er vanlig for en 3-komponent
geofon. I spesielle utførelsesformer kan seismikksensoren
være en 5-komponent sensor der en trykksensor benyttes sammen
25 med en 4-komponent geofon.

Hver av de ring-monterte elektrodesammenstillingene
inkluderer et antall punktkontakter. Hver av punktkontaktene
kan fungere som en elektrode, eller alle kontaktene kan
benyttes sammen til å danne en ringelektrode. Dersom den
30 ringmonterte elektrodesammenstillingen er montert på en
metallstamme, vil disse punktkontaktene være elektrisk iso-
lert fra stammen. FIG. 5 viser et grunnriss av ringmontert
elektrodesammenstilling 38. For klarhet er det henvisninger
til bare fire punktkontakter på FIG. 5, benevnt som punkt-
35 kontakter (elektroder) 38a, 38b, 38c og 38d. Et større antall

elektroder, slik som 16, kan imidlertid typisk være inkludert på en ringmontert elektrodesammenstilling. Elektrodene kan være koplet for å fungere i forskjellige konfigurasjoner. For eksempel, dersom en elektrisk spenning skal påtrykkes eller detekteres, eller dersom en elektrisk strøm skal påtrykkes, mellom to steder langs z-retningens utstrekning, i borehullets aksiale retning, ville alle elektrodene på en ring bli aktivert samtidig (eller sammenkoplet) slik at elektrodene fungerer som en ringelektrode. Om det er ønskelig å påtrykke eller detektere en elektrisk spenning, eller påtrykke en strøm, i x- eller y-retningene, normalt på borehullets akse, kunne en slik elektrisk spenning eller strøm bli påtrykket eller detektert mellom elektrodene 38a og 38c eller mellom elektrodene 38b og 38d. Kontroll- og behandlingsenheten 54 i sentralenheten 32 og tilleggsvis kontroll- og behandlingsenheter 55 i tilleggsenhetene vil kontrollere elektrodesammenkoplingene.

Sentralenheten 32 vil normalt inkludere en kontroll- og behandlingsenhet 54. Kontroll- og behandlingsenheten 54 inkluderer midler for funksjonskontroll og for kommunikasjon, inkluderende overføringen av data til overflaten, og elektronikken for å oppnå bufring for å kontrollere kommunikasjonen. Kontroll- og behandlingsenheten 54 inkluderer også midler for å oppnå definisjon nær borehullet. De som har vanlige ferdigheter på fagområdet vil forstå at målinger nær borehullet kan benytte borehullsloggeinstrument i tillegg til de som foreliggende oppfinnelse omfatter. Definisjon nær borehullet kan omfatte, men er ikke begrenset til, definisjon av verktøy-eksentrisitet, borehullsuregelmessigheter, brudd, inntrengning av slam, sprekkybder og asimuthale og andre parametere relatert til borehullstilstandene, miljøkorreksjoner, invasjonseffekter og parametere for formasjonen nær borehullet. Kontroll- og behandlingsenheten 54 mottar kontrollsignaler fra overflateinnsamlingsenheten 24. Kontroll- og behandlingsenheten 54 anvender i sin tur passende kontrollsignaler på

den elektromagnetiske senderen/mottakeren og til elektrodene. Kontroll- og behandlingsenheten 54 kontrollerer hvilke av de elektromagnetiske mottakere/sendere og hvilke av elektrodene som tjener som sender ved en hvilken som helst gitt tid og hvilke som tjener som mottakere. Kontroll- og behandlingsenheten 54 kontrollerer også mottaket av seismikk(akustiske)-signaler ved hjelp av seismikkdetektor 56. I en mulig utførelsesform kan kontroll- og behandlingsenheten 54 også inkludere en datamaskinbehandlingsenhet for å gjennomføre utvalgte behandlingstrinn ned-i-hulls i verktøyet.

Kontroll- og behandlingsenheten 54 sender også kontroll-signaler til og mottar datasignaler fra den tilleggsvisе kontroll- og behandlingsenheten 55 i hver av tilleggsenhetene. Den tilleggsvisе kontroll- og behandlingsenheten 55 påtrykker i sin tur de passende kontrollsignalene på de elektromagnetiske sendere/mottakere og på elektrodene i tilleggsenhetene for enten å sende eller motta de passende signaler. Kontroll- og behandlingsenheten 55 kontrollerer også mottaket av seismikksignaler av seismikkdetektorer 58. Kommunikasjon mellom sentralenheten 32 og tilleggsenhetene 30 er normalt digitale der hver tilleggsenhet har en unik adresse. Kontroll- og behandlingsenheten kan også utføre en viss signalbehandling, omfattende, men ikke begrenset til, korreksjoner av sender- og systemrespons, støyfiltrering, datamidling og signal/støy-forbedring.

Ifølge foreliggende oppfinnelse kan de elektromagnetiske sendere/mottakere benyttes til å generere og å detektere signal på flere forskjellige måter. Som benyttet her, viser uttrykket "tidsdomene" til målinger som benytter et eksitasjonssignal der strømmen svitsjes abrupt og derved produserer et transientsignal. For tidsdomeneeksitasjon, vil eksitasjonssignalet vanligvis være enten en firkantbølge, eller en pulset eller trekantbølge, eller et pseudo-tilfeldig binærsekvens(PBRS)signal, slik som illustrert i FIG. 6. En "frekvensdomene"-måling benytter normalt et sinusbølge

eksitasjonssignal. En "DC"-måling utføres med eksitasjonssignalet holdt i en konstant tilstand. Ved utførelse av DC-målinger er det fordelaktig å benytte et sakte varierende AC-signal for å forhindre polarisasjon av elektrodene, imidlertid vil endringstakten for AC-signalet være tilstrekkelig sen til at en måling ved en gitt samplingstid måler formasjonens DC-respons.

De forskjellige måtene som målinger kan utføres på ved hjelp av verktøyet 10 inkluderer, men er ikke begrenset til de følgende:

Metode 1: En tidsdomenemåling der et signal genereres ved hjelp av en elektromagnetisk sender (3 komponenter x, y og z) og detekteres ved hjelp av en elektromagnetisk mottaker (3 komponenter x,y,z). Denne målingen er hovedsakelig følsom for konduktiviteten til de ledende lagene av formasjonen.

Metode 2: En tidsdomenemåling der et signal genereres ved hjelp av en elektrisk dipol (bare z-retningen) og detekteres ved hjelp av en elektromagnetisk mottaker (3 komponenter x, y, z). Denne målingen har blandet følsomhet for ledende og resistive deler av formasjonen. Denne målingen er følsom for formasjonens resistivitet fordi det genererte signalet er et tidsdomene(transient)signal generert av en elektrisk dipol. Målingen er følsom for formasjonens konduktivitet fordi signalet oppfanges av en elektromagnetisk mottaker som er følsom for et magnetisk felt som er proporsjonalt med strømflyten i formasjonen.

Metode 3: En tidsdomenemåling der et signal genereres av en elektrisk dipol (bare z-retningen) og detekteres av en elektrisk dipolmottaker (3 komponenter x,y,z). Denne målingen er hovedsakelig følsom for den resistive formasjonen.

Metode 4: En tidsdomenemåling der et signal genereres av en

elektromagnetisk sender (3 komponenter x, y, z) og detekteres av en elektrisk dipol (3 komponenter x, y, z). Denne målingen tilveiebringer informasjon som er i hovedsak den samme informasjonen som tilveiebrakt av Metode 2 målingen, men kan utføres for redundans. Denne målingen er følsom for formasjonens konduktivitet fordi det genererte signalet er et tidsdomene(transient)signal generert av den elektromagnetiske senderen. Målingen er følsom for formasjonsresistiviteten fordi signalet oppfanges av en dipolmottaker som er følsom for spenningen som resulterer fra strømflyten.

Metode 5: En DC-måling der et signal genereres av en dipole-sender (bare z -retningen) og detekteres av en elektromagnetisk mottaker (3 komponenter x, y, z). Vanligvis vil denne målingen ikke tilføre tilleggsinformasjon til informasjonen frembrakt ved Metode 6 målingen. Denne målingen kan utføres for å bekrefte jevnheten for målingen. Denne målingen skulle teoretisk bare frembringe et konstant signal, fordi en DC-spenning ikke vil danne et magnetisk felt. En hvilken som helst større endring fra et konstant signal kan fortolkes enten som et signal som resulterer fra utstyrets operasjon, feiloperasjon av verktøyet, et signal som resulterer fra en sterkt ledende struktur i formasjonen (slik som pyritter), eller et signal som resulterer fra selve borehullet, slik som et veldig stort egenpotensial, eller en veldig stor induisert polarisasjon assosiert med spredningsprosesser (eng.: dissemination processes) i et hydrokarbonreservoar.

Metode 6: En DC-måling der et signal genereres ved hjelp av en dipolsender (bare z -retningen) og detekteres av en dipoldetektor (bare z -retningen). Denne målingen gir dipol-til-dipol resistivitetsmåling som en pseudo-seksjon dannes fra ifølge foreliggende oppfinnelse.

I en foretrukket utførelsesform av oppfinnelsen vil DC-

målinger av formasjonsresistiviteten utført i Metode 6 bli benyttet til å generere et foreløpig bilde av grunnen under overflaten henvist til her som "pseudo-seksjon". Elektromagnetiske målinger utført i Metodene 1,2,3 benyttes så til å forbedre pseudo-seksjonsbildet. Metode 1 detekterer i hovedsak ledende regioner av formasjonen. Metode 2 detekterer ledende og resistive regioner av formasjonen. Metode 3 detekterer hovedsakelig resistive regioner i formasjonen. I andre utførelsesformer benyttes målingene i Metode 4 i sammenheng med målingene i Metode 1, 2 og 3.

Målingene utført i Metode 6 vil fremdanne et første bilde av formasjonen. Ved utførelse av målingene i Metode 6, påtrykkes en elektrisk strøm på formasjonen av en første dipol, der en strøm trenger inn i formasjonen fra en første elektrode (omfattende elektrodene i en ringmontert elektrodesammenstilling konfigurert til å fungere som en ringelektrode) og returnerer fra formasjonen gjennom en andre ringelektrode, romlig atskilt fra den første ringelektroden. Vanligvis vil strømmen trenge inn i formasjonen fra elektrodering 44 og returnere gjennom elektrodering 46 i sentralenheten, eller strømmen vil trenge inn i formasjonen fra elektrodering 38 og returnere gjennom elektrode 40 i en tilleggsenhet. Spenninger måles så mellom to elektroder, for eksempel elektrodene 38 og 40, i hver av de andre tilleggsenhetene, eller elektrodene 44 og 46 i sentralenheten. Signalet utsendes så suksessivt av alle andre tilleggsenheter og sentralenheten og signalet detektert av detektorene i alle tilleggs- og sentralenheter som ikke sender signalet, inntil et signal er sendt fra alle sentral- og tilleggsenheter, og for hver utsendelse, detekteres av detektorene i alle enheter som ikke sender signalet.

Asimuthale variasjoner i resistivitet kan også bli målt ved hjelp av målingene i Metode 6. Men heller enn å danne en mottakerdipol fra to ringelektroder atskilt fra hverandre i lengderetningen i z-retningen, kan en dipol dannes fra en

første elektrode (slik som elektrode 44a illustrert i FIG. 4) og en andre elektrode atskilt fra den første elektroden i lengderetningen (slik som elektrode 46a illustrert i FIG. 4). En slik dipolkonfigurasjon vil være følsom for ledende

5 områder i grunnen under overflaten, slik som fluidfylte sprekker, på den siden av borehullet som mottakerdipolen er plassert på. Andre slike dipoler kan dannes av andre slike i lengderetningen forskjøvede elektrodepar ved andre laterale posisjoner omkring borehullet, og hvert slikt dipolpar vil

10 være følsomt for ledende områder i formasjonen, slik som fluidfylte sprekker, på den siden av borehullet som elektrodeparet er plassert på.

FIGURENE 7, 8, 9A, 9B, og 9C illustrerer benyttelsen av målingene fra Metode 6. Ved utførelse av målingene i Metode

15 6, viser FIG. 7 fordelingen av strøm og potensiallinjer for en strømdipol, henvist til i FIG. 7 som elektroder C_1 og C_2 , omfattende to elektroder ved borehullsoverflaten. Overflaten er representativ for et vertikalt lag av jordgrunnen på én side av borehullet. Strømlinjene, som er de buede linjene som

20 strekker seg fra C_1 gjennom formasjonen til C_2 , representerer overflatene av rør som hver bærer en tidel av strømmen fra elektroden C_1 til elektrode C_2 . FIG. 7 viser også de resulterende ekvipotensialfeltlinjene, som er normale på strømlinjene. Disse potensialfeltlinjene strekker seg til

25 overflaten av borehullet, og danner en spenningsforskjell ved romlig atskilte steder langs borehullsveggen. Denne spenningsforskjellen kan måles ved hjelp av spennings-

elektroder, identifisert i FIG. 7 som elektroder P_1 og P_2 . Det skal forstås at størrelsen på strømmen som flyter gjennom en

30 hvilken som helst bane mellom C_1 og C_2 er en funksjon av resistiviteten langs den banen, og at den delen av formasjonen der resistiviteten sterkest mulig vil innvirke på spenningen over elektrodene ved elektrodeposisjonene P_1 og P_2 er til-

nærmet det området der en linje trukket fra stedet i midten

35 av elektrodene C_1 og C_2 inn i formasjonen ved en 45 graders

vinkel fra borehullsveggen og utstrekker seg mot elektrodene P_1 og P_2 vil skjære en annen linje trukket fra stedet i midten av elektrodene P_1 og P_2 inn i formasjonen ved en 45 graders vinkel fra borehullsveggen og utstrekker seg mot elektrodene C_1 og C_2 . Tilsvarende, vil spenningsfølsomme elektrodepar som er romlig atskilt lengre fra strømelektrodene føle resistiviteten til formasjonsområdene som er dypere inn i formasjonen fra borehullsoverflaten.

Med henvisning til FIG. 8, og som forklart ovenfor, kan strømelektrodene som strømmen påtrykkes gjennom og til formasjonen omfatte to ringelektroder i én av enhetene (sentral eller tillegg) på verktøyet 10. Spenningsmålinger utføres så mellom elektrodepar på den andre enheten (sentral eller tillegg) av verktøyet 10. På FIG. 8, representeres enhetsmellomrommet mellom en dipols elektroder med "a", og mellomrommet fra midten av strømelektrodene og de respektive spenningsmålingselektrodene er "na", der "n" representerer antallet enhetsmellomrom mellom strømelektrodene og de respektive spenningselektrodene. Den resulterende resistivitetsverdien som oppnås fra injeksjonsstrømmålingen på én elektrode og spenningen registrert på den andre elektroden fremvises på stedet for skjæringen mellom 45-graders projeksjonslinjen mellom elektrodeseentrene. Ved å ta store n-verdier, som oppnådd fra større mellomrom, oppnår man en større undersøkelsesdybde.

I en annen utførelsesform av oppfinnelsen kan en kilde-dipol og/eller detektordipol også omfatte en første elektrode i én av sentral- eller tilleggsenhetene og en andre elektrode i en annen av sentral- eller tilleggsenhetene, fordi den større atskillelsen vil gi bedre signal/støyforhold.

FIG. 9A viser en grafisk representasjon av resistivitetsmålinger utført i Metode 6 langs en del av borehullet. Selv om FIG. 9A bare viser en vertikal skive av formasjonen på én side av borehullet, antas formasjonen som omgir borehullet å være symmetrisk rundt omkretsen, slik at

.....

pseudo-seksjonen utstrekker seg omkring omkretsen av borehullet. Målinger utføres ved suksessive plasseringer langs borehullet for å utvikle data for å generere pseudo-seksjonen. Målingene vil tilveiebringe en tilsynelatende resistivitet som en pseudo-seksjon kan utvikles fra. For hver posisjon av strømdipolen, vil spenningsmålinger bli utført ved et antall posisjoner for en spenningsdipol. For hver strømdipol/spenningsdipolposisjon plottes det målte datapunktet ved posisjonen der linjen fra strømdipolen skjærer linjen fra en spenningsdipol (som beskrevet ovenfor). Dataverdiene ved linjekryssingen lages det så konturer av, som vist ved konturlinjene på FIG. 9A, for å oppnå et tilnærmet bilde av grunnen under overflaten.

Feltdataene fra FIG. 9A fortolkes ved å utvelge en jordmodell basert på feltdatamålingene, og ved bruk av inversjon og avbildningsprosesser kjent for de med vanlige ferdigheter på fagområdet. FIG. 9C viser et eksempel for en komplisert jordmodell. En beregnet respons for jordmodellen som benytter den samme verktøykonfigurasjonen som den som benyttes for å gjøre borehullsmålingene genereres så og denne kalkulerte responsen for jordmodellen sammenlignes med de målte feltdataene. Jordmodellen varieres inntil en god match oppnås mellom den kalkulerte responsen for jordmodellen og feltdataene. FIG. 9B viser en slik beregnet respons for jordmodellen på FIG. 9C som en to-dimensjonal numerisk algoritme ble benyttet til å beregne responsen for.

De elektromagnetiske målingene fra Metode 1, 2 og 3 benyttes så for å oppnå estimer av konduktivitet og resistiviteten for jordgrunnen under overflaten som omgir borehullet. I metode 1 målingen energisettes suksessivt hver av de ortogonale spolene for en elektromagnetisk sender for en første tilleggsenhet (eller sentralenhet), og det resulterende signal detektert av de tre ortogonale spolene for en elektromagnetisk mottaker i hver av de andre tilleggs- og sentralenhetene, slik at for hver elektromagnetisk sender,

utføres ni målinger med hver elektromagnetiske sender. I metode 2, genereres et signal av elektriske dipolpar, med parets elektroder plassert i den sentrale eller én av tilleggseenhetene, og det resulterende signal detekteres av hver av tre ortogonale spoler i en elektromagnetisk mottaker, slik at tre målinger utføres for hver signalutsendelse. I Metode 3 genereres et signal av en elektrisk dipol, der elektrodene for dipolene er lokalisert ved den sentrale eller én av tilleggseenhetene, og det resulterende signal detekteres av elektriske dipolmottakere konfigurert til å detektere signal i hver av de tre ortogonale retningene, slik at tre målinger utføres for hver signalutsendelse. I hver av Metodene 1, 2 og 3, for hver verktøyplassering langs lengden av borehullet, utsendes signalet fra påfølgende tilleggs- (eller sentral-)enheter langs borehullsverktøyet, og for hver påfølgende utsendelse, detekteres resistivitetssignalet av mottakere i alle tilleggs(eller sentral-)enheter som ikke blir benyttet til å sende signalet. I spesielle utførelsesformer av oppfinnelsen utføres og benyttes Metode 4 målingene, sammen med Metode 1, Metode 2 og Metode 3 målinger.

En elektromagnetisk spolesender genererer et elektromagnetisk felt som induserer strømmer i formasjonen ved siden av borehullet når strømmen som flyter gjennom spolesenderen svitsjes brått. Disse strømmene genererer et sekundært elektromagnetisk felt som kan detekteres av den elektromagnetiske mottakeren, som omfatter en magnetisk feltmottaker eller -spole og en elektrisk feltmottaker eller elektrisk dipol. Størrelsen på det detekterte sekundære magnetiske feltet er i hovedsak proporsjonal med formasjonens konduktivitet ved målstedene og med formasjonens resistivitet ved målstedene. Det elektromagnetiske feltet genererer et sekundært elektrisk felt og magnetisk felt som kan detekteres av en dipolmottaker og elektromagnetisk mottaker. Størrelsen på det detekterte elektriske feltet er i hovedsak proporsjonalt med formasjonens resistivitet ved målstedene. Størrelsen på

det detekterte magnetiske feltet er i hovedsak proporsjonal med formasjonens konduktivitet ved målstedene. Avvik fra enkle horisontale lag slik som struktur- og store resistivitetskontraster i formasjonen gir opphav til blandede følsomheter for mottakerne. For en gitt sender er mottakere atskilt i varierende avstander langs borehullet sensitive for konduktivitet og/eller resistivitet ved varierende avstander fra borehullsoverflaten. Vanligvis vil målingene være følsomme for konduktiviteten og/eller resistiviteten i deler av formasjonen i avstander fra borehullsveggen som varierer fra 5 til 50 meter. Fremgangsmåter for å bestemme plasseringene av formasjonen som målingene er følsomme for konduktiviteten og resistiviteten til er velkjente for de med alminnelige ferdigheter på fagområdet.

Datamodeller, kjent for de med alminnelige ferdigheter på fagområdet, benyttes til å fortolke Metode 1 og 3 målinger for å bestemme resistiviteten og konduktiviteten detektert av sensorene. Sensitiviteten for målingene og deres respektive metoder evalueres ved å beregne den normaliserte Jacobiske for endringer i resistivitetsverdi for de respektive formasjonsenhetene. Resultatene plottes så mot tid og den største indikerte følsomheten indikerer de mest følsomme signalene.

Det elektriske tidsdomenefeltsignalet kan også oppnås ved å ta gradienten for det magnetiske feltsignalet detektert av elektromagnetiske feltmottakere i tilfellene der slamresistivitet er for høy og ikke tillater at de elektriske feltsensorene får kontakt med formasjonen. I en annen utførelsesform av oppfinnelsen kan magnetfeltgradiometre eller toroidantenner benyttes til å måle resistiviteten i stedet for elektrodene. Se for eksempel Karinski, A., og Mousatov, A, 2001, *Vertical Resistivity Estimation With Toroidal Antennas in Transversely Isotropic Media*, SPWLA Transactions, paper BB.

De elektromagnetiske tidsdomenemålingene av konduktivitet og resistivitet benyttes til å raffinere pseudo-

bildet fremkalt ved å bruke DC-målingene av formasjons-resistiviteten. Som nevnt ovenfor, benyttes i enkelte utførelsesformer av oppfinnelsen elektromagnetiske målinger i frekvensdomenet i sammenheng med elektromagnetiske målinger i tidsdomenet. Etter at det innledende bildet av en pseudo-seksjon i formasjonen er fremkalt ved bruk av DC-målingen og de elektromagnetiske tidsdomenemålingene av konduktivitet og resistivitet (og muligvis elektromagnetiske frekvensdomenemålinger) har blitt brukt til å forbedre bildet av en pseudo-seksjon, brukes den målte akustiske hastigheten til å begrense bildet. Det utsendte seismikksignalet kan genereres ved jordens overflate av seismikkilde 25 og detekteres med detektor 52 i sentralenheten og detektorer 58 i tilleggsenhetene i borehullet. I en alternativ utførelsesform av oppfinnelsen, genereres seismikksignalet av en seismikkilde (ikke vist) lokalisert på borehullsverktøyet.

I nok en annen utførelsesform av oppfinnelsen utføres elektromagnetiske målinger i frekvensdomenet av jordgrunnen under overflaten i tillegg til målingene i tidsdomenet. Som nevnt ovenfor, utføres vanligvis målinger i frekvensdomenet ved hjelp av en sinusbølge som signalkilder. Selv om målinger i frekvensdomenet vanligvis er mindre følsomme for formasjonsparametere i fjernere områder av formasjonen som omgir borehullet, kan kvaliteten på formasjonsbildet forbedres ved å inkludere frekvensdomenedata i avbildningsprosessen sammen med tidsdomenedata.

Ifølge foreliggende oppfinnelse er det innledende bildet av undergrunnen utledet av målinger av DC-resistivitet. Dette muliggjør at bildet kan dannes ettersom brønnen blir boret, heller enn å kreve at langtrukne inversjonsprosedyrer utføres ved et databehandlingssenter dager eller uker senere. Rask inversjon utføres på DC-dataene, og denne inversjonen benyttes for det elektromagnetiske bildet. De seismiske hastighetsdataene benyttes til å begrense resistivitets-/konduktivitetsdataene, dvs. innenfor et område av

undergrunnen der hastigheten i hovedsak er konstant, er resistiviteten/konduktiviteten også begrenset til å være konstant.

Selv om oppfinnelsen har blitt beskrevet i form av en utførelsesform der verktøyet 10 senkes inn i et borehull ved hjelp av en wirekabel 12, kan verktøyet i en alternativ utførelsesform av oppfinnelsen bli ført inn i borehullet ved hjelp av et vanlig borerør eller -slange/-ledning, eller en kveilet slange/ledning. Et rør- eller ledningsført system kan være spesielt nyttig for skrå borehull, eller der nedføringen av verktøyet kan bli hindret på grunn av borehullsforhold.

I enda en annen utførelsesform benyttes oppfinnelsen til å utføre reservoarovervåking med permanente sensorer. Denne utførelsesformen er i hovedsak den samme som utførelsesformen som benytter et borehullsverktøy, unntatt at sensoren forblir i permanente faste posisjoner i borehullet.

FIG. 10 viser et flytskjema for en foretrukket utførelsesform av oppfinnelsen. Ved trinn 72 genereres en grafisk representasjon av formasjonsresistiviteten målt med et DC-signal. I trinn 74 utvelges en jordmodell basert på malinger av feltdata. Ved trinn 76 genereres en beregnet respons for den utvalgte modellen av jorden for verktøykonfigurasjonen benyttet til å utføre borehullsmålingen. I trinn 78 sammenlignes den beregnede responsen for den valgte jordmodellen med de målte dataene. I trinn 80 modifiseres jordmodellen basert på denne sammenligningen. Ved trinn 82 kombineres elektromagnetiske data med DC-resistivitetsdata for å raffinere bildet generert fra DC-resistivitetsdataene. Ved trinn 84 benyttes seismikkdata til å begrense bildet generert fra kombinasjonen av DC-resistivitetsdataene og de elektromagnetiske data. De med alminnelige ferdigheter på fagområdet vil forstå at om forhåndskjente geologiske data eller andre relevante forhåndskjente data er tilgjengelige, at slike forhåndskjente data også kan benyttes til videre forbedring av bildet av grunnen under overflaten ifølge denne

oppfinnelsen.

Ved konstruksjon av verktøyet, korreleres de målte dataene med reservoarets konduktivitet og resistivitet. Man regner med at ved kalibrering av verktøyet, vil målinger utført i reservoarer som har kjente parametere bli benyttet til å utvikle forholdene mellom målinger og reservoar-betingelsene. Slik kalibrering kan også oppdateres kontinuerlig ettersom logging og bildeutviklingen forløper.

Anvendelse av oppfinnelsen omfatter, men er ikke begrenset til forutsigelse av uregelmessigheter i konduktiviteten foran boredelen for de brønnene som er skrå eller horisontale.

Radial følsomhetsinformasjon er nyttig for å utføre borehullskorreksjoner. For å måle radiell følsomhet injiseres en elektrisk strøm inn i formasjonene. Strømmen flyter langs borehullet (brønnrør, borefluid, slam, etc.) og noe av den elektriske strømmen lekker inn i formasjonen. Om strømflyten måles ved to sekvensielle steder langs borehullet, kan forskjellen mellom målingene henføres til strømmen som lekker inn i formasjonen. Strømmen måles ved å måle spenningen, og forskjellen i spenningsmålinger over de to sekvensielle stedene kan henføres til strøml lekkasje inn i formasjonen. Denne forskjellen kalles andredifferanse. Inkluderingen av de tre ringmonterte elektrodesamlingene (44, 45 og 46) i den sentrale enheten og de tre ringmonterte elektrodesamlingene (38, 39 og 40) i tilleggsenhetene er spesielt nyttige for å utføre disse målingene av andredifferanse.

Det vil bli forstått at forskjellige modifikasjoner og variasjoner kan utføres for oppfinnelsen uten å gå utenfor oppfinnelsens omfang som definert i de vedføyde kravene. Det er hensikten å dekke alle slike modifikasjoner og variasjoner innenfor omfanget av de vedføyde kravene.

P a t e n t k r a v

- 5 1. Fremgangsmåte for å generere et bilde av en jordformasjon som omgir et borehull som trenger inn i nevnte formasjon, k a r a k t e r i s e r t ved at den omfatter måling av formasjonens resistivitet med et elektrisk DC-signal,
- 10 måling av formasjonens konduktivitet med et elektromagnetisk tidsdomenesignal, måling av formasjonens resistivitet med et elektromagnetisk tidsdomenesignal måling av formasjonens akustiske hastighet,
- 15 og kombinasjon av nevnte resistivitet målt med et elektrisk DC-signal, nevnte konduktivitet målt med et elektromagnetisk tidsdomenesignal, nevnte resistivitet målt med et elektromagnetisk tidsdomenesignal og nevnte akustiske hastighet for å generere nevnte bilde av en jordformasjon.
- 20
2. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der måling av formasjonens resistivitet med et DC-signal omfatter måling av asimutalvariasjoner i resistivitet.
- 25 3. Framgangsmåte ifølge krav 1, der nevnte målinger utføres med et loggeverktøy som senkes inn i nevnte borehull og nevnte bilde i hovedsak genereres mens nevnte loggeverktøy er i nevnte borehull.
- 30 4. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der nevnte målinger utføres med sensorer installert i et brønnhull for utførelse av reservoarovervåking.

5. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der nevnte akustiske hastighet måles med en tre-komponent geofon som er følsom for seismikksignaler i tre ortogonale retninger.

5

6. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der nevnte akustiske hastighet måles med en hydrofon og en tre-komponent geofon som er følsom for seismikksignaler i tre ortogonale retninger.

10 7. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der nevnte akustiske hastighet måles med en fire-komponent geofon som har sensorer orientert slik at nevnte sensorer er i hovedsak like følsomme for støy i alle retninger.

15 8. Fremgangsmåte ifølge krav 7, der nevnte sensorer er orientert i hovedsak i 54 graders vinkel fra hverandre.

9. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der formasjonsresistiviteten målt med et DC-signal måles ved å benytte en strømdipol til å
20 påføre en strøm til borehullsveggen ved et første sted, og å måle en resulterende spenning med en spenningsdipol ved et sted på borehullsveggen som er romlig atskilt fra nevnte første sted.

25 10. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der et magnetfelt-gradiometer benyttes for å måle formasjonens konduktivitet med et elektromagnetisk tidsdomenesignal.

30 11. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der toroidantennener benyttes til å måle formasjonens konduktivitet med et elektromagnetisk tidsdomenesignal.

12. Fremgangsmåte ifølge krav 1, omfattende

måling av formasjonens konduktivitet med et elektromagnetisk frekvensdomenesignal,

måling av formasjonens resistivitet med et elektromagnetisk frekvensdomenesignal, og

- 5 kombinasjon av nevnte konduktivitet og resistivitet målt med et frekvensdomenesignal med nevnte konduktivitet målt med et elektromagnetisk tidsdomenesignal, nevnte resistivitet målt med et elektromagnetisk tidsdomenesignal, og nevnte akustiske hastighetsmålinger for å generere nevnte bilde av en jord-
10 formasjon.

13. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der nevnte tidsdomene-
målinger utføres ved å generere et magnetisk tidsdomenesignal
og å detektere det resulterende sekundære magnetiske signal, å
15 generere et magnetisk tidsdomenesignal og å detektere det resulterende sekundære elektriske signal, og å generere et elektrisk signal og å detektere et resulterende sekundært magnetisk signal.

- 20 14. Et verktøy for borehullslogging av en formasjon under jordoverflaten som trenger inn i et borehull,
k a r a k t e r i s e r t ved
en sentralenhet omfattende et kommunikasjonssystem for kommunikasjon med overflateutstyr,

- 25 minst ett tre-komponent instrument som kan tilpasses for enten å sende ut eller å avføle et magnetisk felt, plassert på nevnte sentralenhet,
minst to elektrodesammenstillinger plassert på nevnte sentralenhet, der nevnte elektrodesammenstillinger har flere
30 elektrodekontakter plassert på disse slik at nevnte kontakter kan benyttes som en ringelektrode eller som enkeltvis elektroder,
en seismikksensor plassert på nevnte sentralenhet,

- minst én tilleggsenhet romlig atskilte på nevnte verktøy fra nevnte sentralenhet,
- minst ett tre-komponent instrument som kan tilpasses for enten å sende ut eller å avføle et magnetisk felt plassert på nevnte
- 5 tilleggsenhet,
- minst to elektrodessammenstillinger plassert på nevnte tilleggsenhet, der nevnte elektrodessammenstillinger har flere elektrodekontakter plassert på disse slik at nevnte kontakter kan benyttes som en ringelektrode eller som enkeltvis elek-
- 10 troder,
- en seismikksensor plassert på nevnte tilleggsenhet, og et kontrollsystem på nevnte sentralenhet for å kontrollere operasjonen av nevnte verktøy.
- 15 15. Apparat ifølge krav 14, der minst én av de nevnte seismikksensorene omfatter en tre-komponent geofon som er følsom for seismikksignaler i tre ortogonale retninger.
16. Apparat ifølge krav 14, der minst én av de nevnte
- 20 seismikksensorene omfatter en hydrofon og en tre-komponent geofon som er følsom for seismikksignaler i tre ortogonale retninger.
17. Apparat ifølge krav 14, der minst én av nevnte
- 25 seismikksensorer omfatter en fire-komponent geofon som har sensorer orientert slik at nevnte sensorer er i hovedsak like følsom for støy i alle retninger.
18. Apparat ifølge krav 14, der minst én av nevnte
- 30 seismikksensorer omfatter en hydrofon og en fire-komponent geofon som har sensorer orientert i hovedsak i 54 graders vinkel fra hverandre.

19. Apparat ifølge krav 14, omfattende midler for å konfigurere nevnte dipoler for å påføre borehullsveggen en strøm med en første dipol ved et første sted og å måle resulterende spenninger ved andre steder på nevnte
- 5 borehullsvegg på steder romlig atskilt fra nevnte første sted.
20. Apparat ifølge krav 14, omfattende et magnetfeltgradiometer plassert på nevnte sentralenhet.
- 10 21. Apparat ifølge krav 14, omfattende en toroid-antenne plassert på nevnte sentralenhet.
22. Apparat ifølge krav 14, omfattende midler for å kontrollere nevnte tre-komponentinstrumenter for å påføre et
- 15 elektromagnetisk frekvensdomenesignal på nevnte formasjon med ett første tre-komponentinstrument og å detektere formasjonens konduktivitet og resistivitet med andre av tre-komponentinstrumentene.

1/10

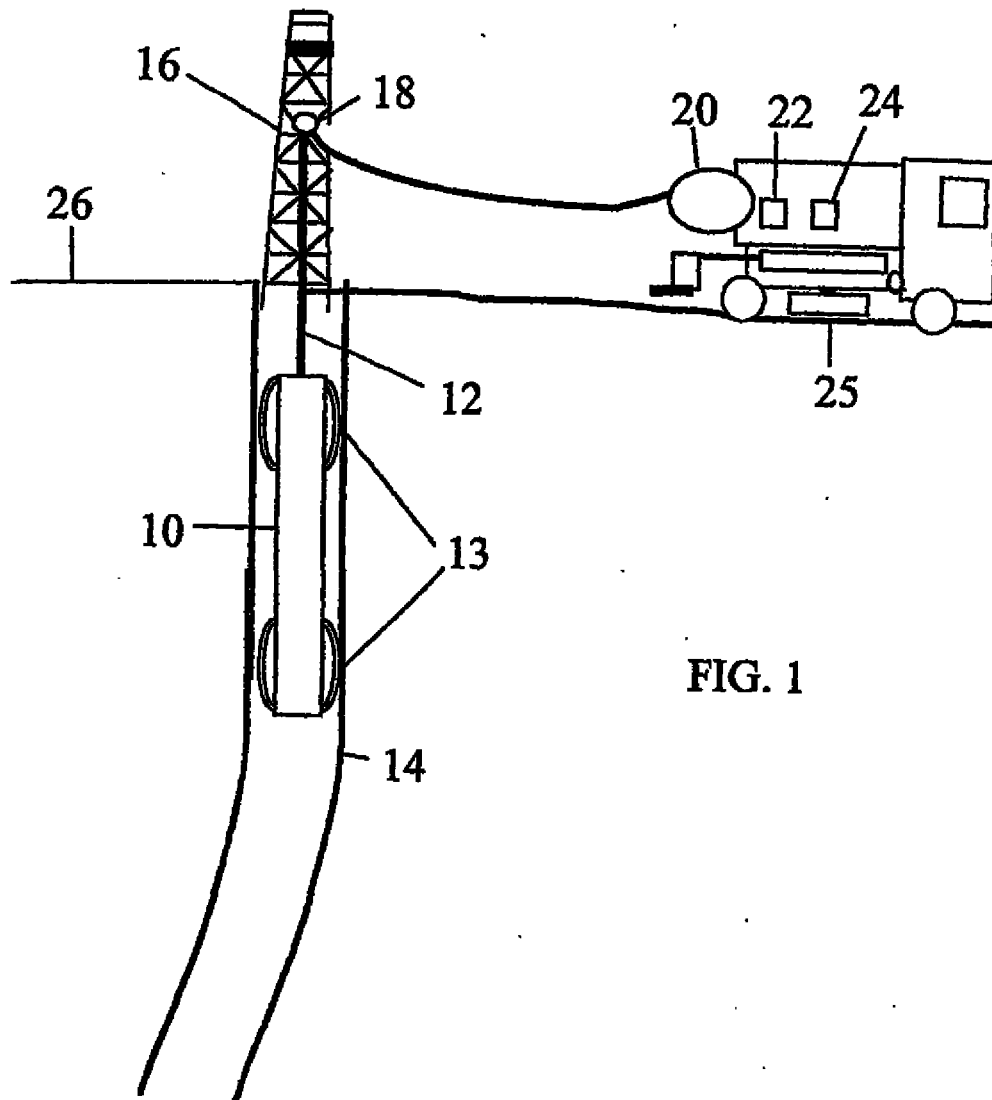


FIG. 1

2/10

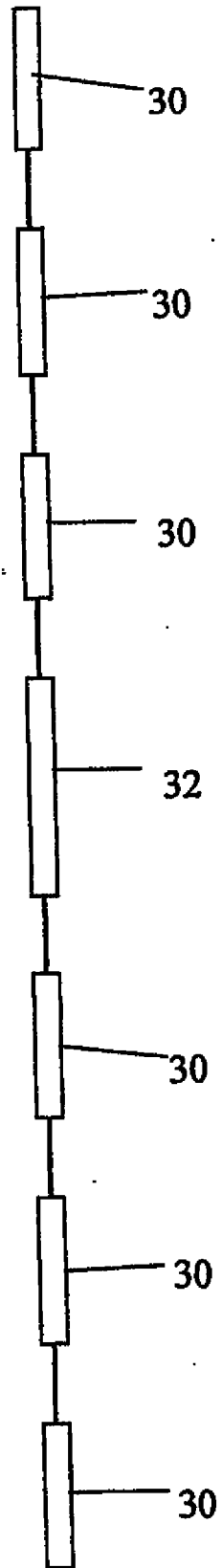


FIG. 2

3/10

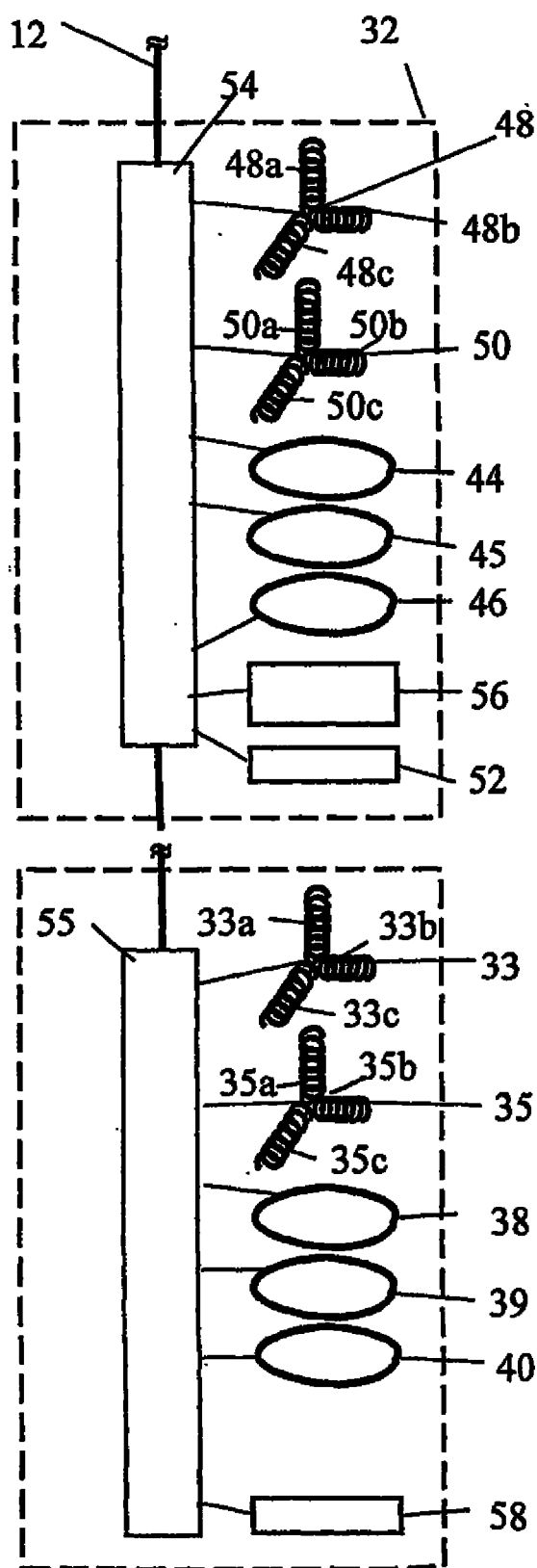
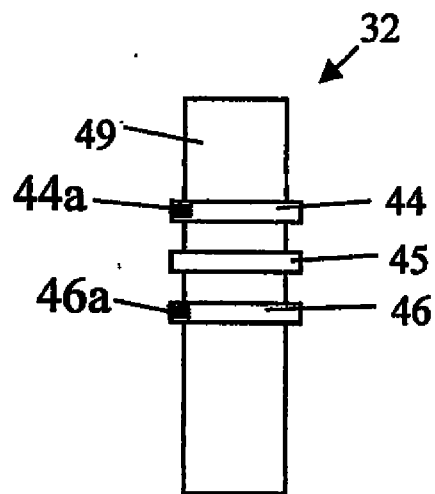


FIG. 3

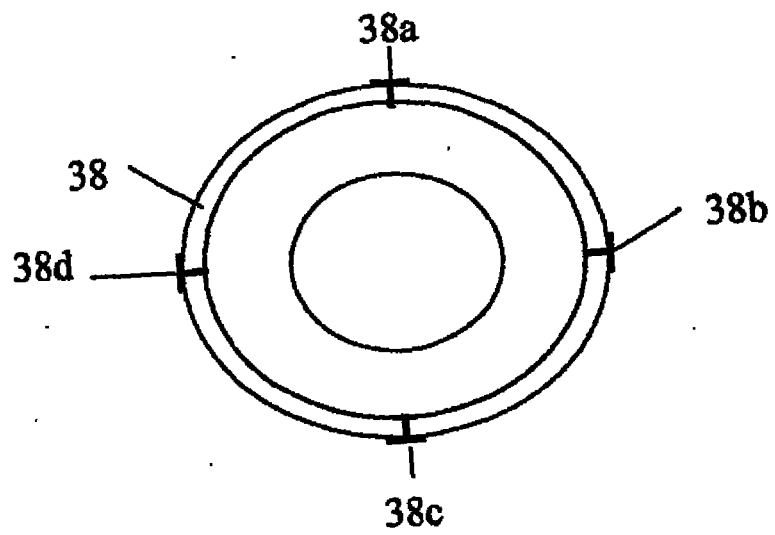
4/10

FIG. 4



5/10

FIG. 5



6/10

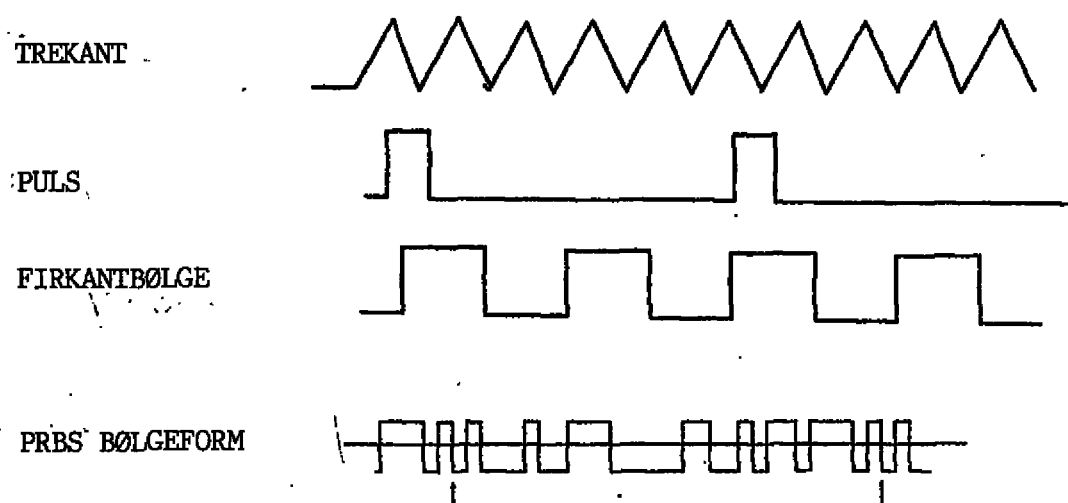


FIG. 6

7/10

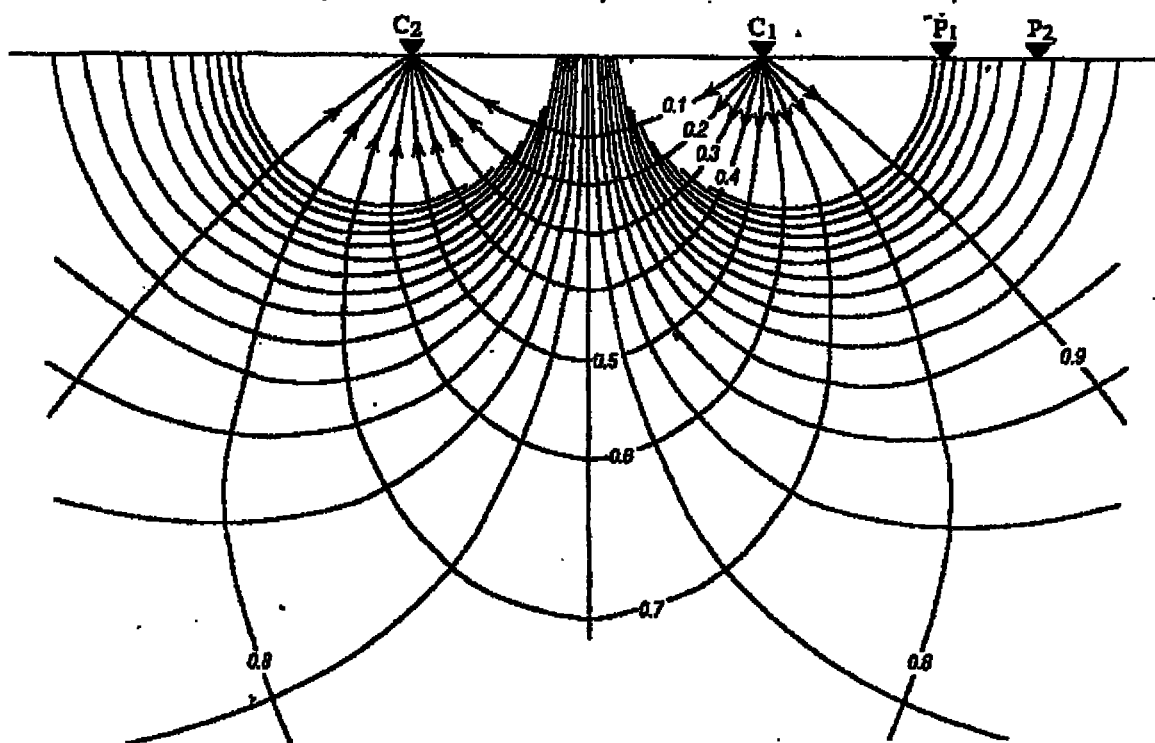


FIG. 7

8/10

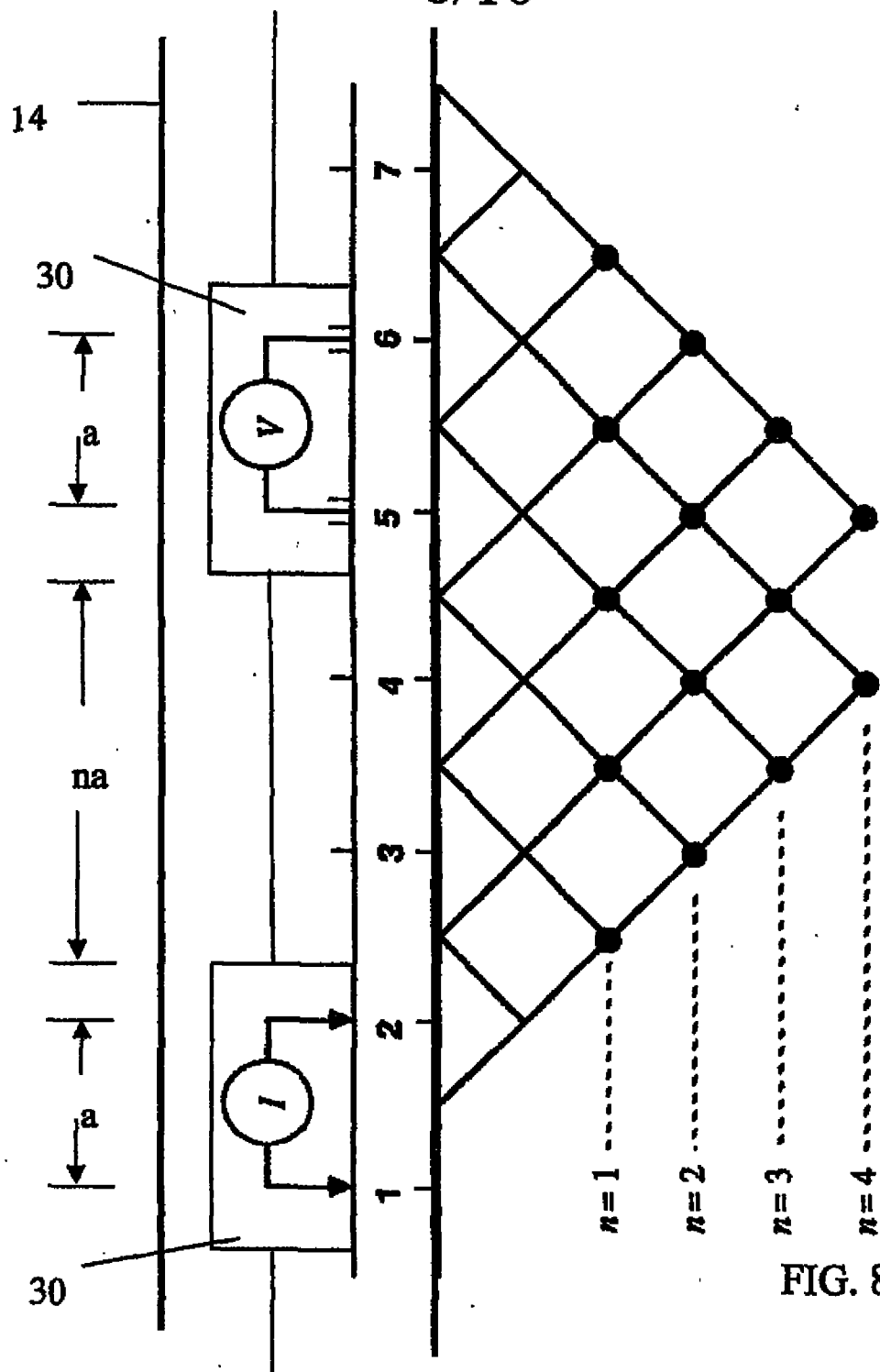


FIG. 8

10/10

FIG. 10

