



(12) PATENT

(19) NO

(11) 339693

(13) B1

NORGE

(51) Int Cl.

E21B 17/00 (2006.01)

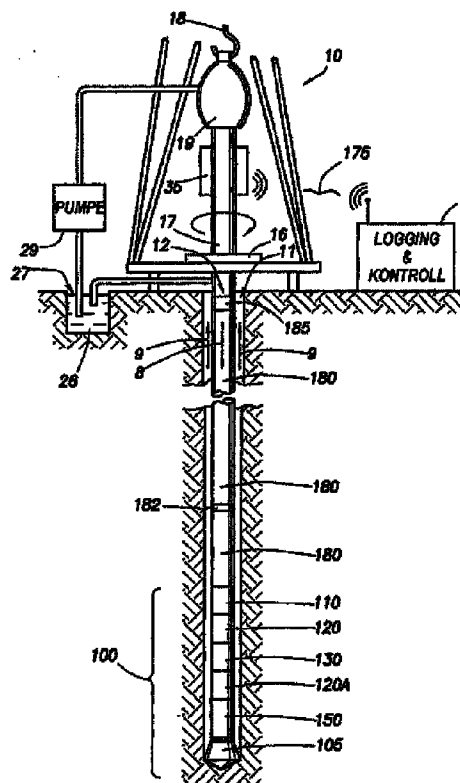
E21B 17/02 (2006.01)

E21B 47/12 (2012.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20080467	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	2006.08.04 PCT/US2006/30460
(22)	Inng.dag	2008.01.25	(85)	Videreføringsdag	2008.01.25
(24)	Løpedag	2006.08.04	(30)	Prioritet	2005.08.04, US, 60/705,326 2005.08.16, US, 60/708,561 2006.08.03, US, 11/498,845
(41)	Alm.tilgj	2008.03.03			
(45)	Meddelt	2017.01.23			
(73)	Innehaver	Schlumberger Technology B.V., Parkstraat 83-89, NL-2514JG HAAG, Nederland Brian Clark, 86 Greensward Lane, US-TX77479 SUGAR LAND, USA Qiming Li, 127 Wilkins Crossing, US-TX77479 SUGAR LAND, USA Christopher P Reed, 3130 Plumb Street, US-TX77005 WEST UNIVERSITY PLACE, USA Jean-Marc Follini, 1114 Bonniefield Lane, US-TX77077 HOUSTON, USA Walter D Aldred, 4 Lower Street, GB-SG87RJ THRILOW, CAMBRIDGESHIRE, Storbritannia Raghu Madhavan, 727 Last Arrow Drive, US-TX77079 HOUSTON, USA Remi Hutin, 1140 Warschak Schuette Road, US-TX78950 NEW ULM, USA David Santoso, 5556 New Territory Boulevard # 12203, US-TX77479 SUGAR LAND, USA Shyam B Mehta, 4406 Captains Court, US-TX77459 MISSOURI CITY, USA Lise Hvatum, 22406 Water Edge Lane, US-TX77494 KATY, USA Geoffrey C Downton, 2 Ricardo Road, GB-GL69BY MINCHINHAMPTON, GLOUCESTERSHIRE, Storbritannia			
(72)	Oppfinner				
(74)	Fullmektig				
(54)	Benevnelse	Fremgangsmåte og system for toveis borestrengtelemetri til måling og styring under boring			
(56)	Anførte publikasjoner	WO 97/41330 A2 US 2005/0087368 A1 WO 02/065158 A1			
(57)	Sammendrag				

Oppfinnelsen har bruksanvendelse i forbindelse med en operasjon med boring av et jordborehull (11) under anvendelse av: en borerigg, en borestreng (12) med sin generelt øvre ende som kan koples med og henge ned fra boreriggen, og en bunnhullssammenstilling inntil den nedre ende av borestrengen, idet bunnhullssammenstillingen (100) inkluderer en borkrone (15) ved sin nedre ende. En metode er angitt oppnåelse av informasjon om i det minste en parameter avfølt ved bunnhullssammenstillingen, inklusive de følgende trinn: tilveiebringelse av minst én måleinnretning i bunnhullssammenstillingen, idet nevnte minst én måleinnretning frembringer måledata som representative for målt betingelse ved bunnhullssammenstillingen; tilveiebringelse av et opphulls prosessorsystem ved jordoverflaten; tilveiebringelse av et borestreng-telemetrisystem koplet med nevnte minst én måleinnretning og koplet med det opphulls prosessorsystem; og overføring av data fra måleinnretningen til det opphulls prosessorsystem via borestreng-telemetrisystemet.



OPPFINNELSESOMRÅDET

Oppfinnelsen vedrører områdene med boring og produsering av hydrokarbonbrønner og vedrører målingen av nedhulls formasjonskarakteristikker, og vedrører toveis kommunikasjon av måleinformasjon og styreinformasjon mellom nedhulls- og overflateutstyr.

BAKGRUNN FOR OPPFINNELSEN

Utviklingen av måling-under-boring (MWD, measurement while drilling) og logging-under-boring (LWD, logging while drilling) så vel som utvikling av overflatestyring av spesielle boreprosesser, som f.eks. avviksboring, har vært viktige fremskritt innenfor teknikken med boring og produsering av hydrokarbonbrønner. Disse prosesser krever kommunikasjon i begge retninger mellom overflaten og nedhulls måle- og boreutstyret. Hittil, har slampulstelemetri vært den eneste metode i alminnelig utbredt kommersiell bruk for kommunikasjon under boring, mellom nedhulls utstyr og overflaten. [Med mindre annet er angitt, er henvisninger heri til "under boring" eller liknende alltid ment å angi at borestrengen er i borehullet eller delvis i borehullet som del av en total boreoperasjon inklusive boring, boreopphold, og tripping innføring/opphenting av borestreng, og ikke nødvendigvis at en borkrone roterer]. I slampulstelemetri overføres data som trykkpulser i borehullet. Slampulstelemetri har imidlertid velkjente begrensninger, inklusive forholdsvis sakte kommunikasjon, lave dataoverføringshastigheter, og marginal pålitelighet. Nåværende slampulsteknologi er i stand til å sende en MWD/LWD-data med bare omtrent 12 bits pr. sekund. I mange tilfeller er denne overføringshastighet utilstrekkelig til å sende alle data som er samlet av en LWD-verktøystreng, eller er begrensende for konfigureringen av en ønsket verktøystreng. Slampulsteknologi virker heller ikke bra i borehull med lange rekkevidder. Signaler fra opphulls til nedhulls, ved regulering av slampumpestrømningen, for å styre prosesser som f.eks. avviksboring og verktøyfunksjoner, foregår også sakte, og har meget lav informasjonsmengde. Under visse forhold, f.eks. underbalansert boring som anvender gasser eller skummet borefluid, kan heller ikke nåværende slampulstelemetri fungere.

Det har i løpet av årene vært gjort forskjellige forsøk på å utvikle alternativer til slampulstelemetry og som er hurtigere, har høyere dataoverføringshastigheter, og som ikke krever nærvær av en spesiell type av borefluid. For eksempel er akustisk telemetry blitt foreslått, som overfører akustiske bølger gjennom bore-
5 strengen. Dataoverføringshastigheter er anslått å være av en størrelsesorden høyere enn slampulstelemetry, men fremdeles begrenset, og støy er et problem. Akustisk telemetry er ennå ikke blitt kommersielt tilgjengelig. Et ytterligere eksempel er elektromagnetisk telemetry gjennom jorden. Denne metode er ansett å ha begrenset rekkevidde, avhenger av karakteristikk, spesielt resistivitet, av forma-
10 sjonene som omgir borehullet, og har også begrensede dataoverføringshastigheter.

Anbringelsen av ledninger i borerør for å føre signaler har lenge vært foreslått. Noen tidligere forslag for en ledningsutstyrt borestreng er vist i US-patent 4,126,848, US-patent 3,957,118 og US-patent 3,807,502, og publikasjonen "Four
15 Different Systems Used for MWD", W.J. McDonald, The Oil and Gas Journal, sidene 115-124, 3. april, 1978.

Idéen med å anvende induktive koplere, som f.eks. ved rørskjøtene, er også blitt foreslått. Det følgende beskriver bruk av induktive koplere i en borestreng: US-patent 4,605,268, russisk føderasjon publisert patentsøknad
20 2,140,527, inngitt 18. desember 1997, russisk føderasjon publisert patentsøknad 2,040,691, inngitt 14. februar 1992, og WO Publication 90/14497A2. Se også: US-patent 5,052,941, US-patent 4,806,928, US-patent 4,901,069, US-patent 5,531,592, US-patent 5,278,550 og US-patent 5,971,072.

US-patent 6,641,434 beskriver en ledningsutstyrt borerørskjøt som var et
25 signifikant fremskritt innenfor teknikken med ledningsutstyrt borerør for pålitelig overføring av måledata i høye datahastigheter, toveis, mellom en overflatestasjon og lokaliseringer i borehullet. '434-patentet beskriver en lav-taps ledningsutstyrt rørskjøt hvori ledende lag reduserer signalenergitap over lengden av borestrengen ved å redusere resistive tap og strømningstap ved hver induktiv kopler. Den ledningsutstyrte rørskjøt er robust ved at den forblir operativ i nærvær av gap i det
30 ledende lag. Den ytelse som følger med disse og andre fremskritt innenfor borestreng-telemetriteknikken tilveiebringer anledning for innovasjon hvori tidligere

mangler med hensyn til område, hastighet og dataoverføringshastighet tidligere har vært begrensende for systemets ytelse.

WO 97/41330 A2 beskriver et multiborehullsystem, der et adkomstborehull dannes i en vesentlig ikke-produserende formasjon. Fra adkomstborehullet bores et eller flere forgreninger inn i produserende og ikke-produserende formasjoner. Avstanden mellom adkomstborehullet og annen ønsket informasjon bestemmes, slik som produserende formasjoner, bestemmes under boring av adkomstborehullet ved å anvende akustiske sensorer i en boresammenstillingen.

US 2005/087368 A1 beskriver et nedhulls telemetrisystem med en kablet kommunikasjonsforbindelse for å sende et signal gjennom borestrengen, der den kablede kommunikasjonsforbindelsen også kan være i en ikke-kablet seksjon av borestrengen, hvorved den kablede kommunikasjonsforbindelsen setter opp en kommunikasjonsvei for å sende signaler gjennom den ikke-kablede seksjonen av borestrengen.

WO 02/065158 A1 beskriver et nedhulls telemetrisystem omfattende toveis kommunikasjon som kommuniserer instruksjoner via trykkpulser fra overflateutstyr til en bunnhullssammenstilling.

Det er blant formålene for den foreliggende oppfinnelse å tilveiebringe forbedrede måle- og formasjonsloggeoperasjoner, så vel som forbedret styring og optimering av boreparametere som tidligere ikke har kunnet oppnås av forskjellige grunner, ved bruk av synergistiske kombinasjoner med avansert toveis borestrengtelemetri.

OPPSUMMERING AV OPPFINNELSEN

Den foreliggende oppfinnelse har trekk som blant annet drar full fordel av nylige fremskritt innenfor borestrengtelemetrien. Hovedsakelig sanntids toveis kommunikasjon anvendes med fordel i utførelsesformer herav, for å forbedre måling og styring, under boringen (og pause- og innførings/opphentings) prosesser, for å oppnå forbedret operasjon og foreta forbedrede avgjørelser.

En form av oppfinnelsen har bruk for anvendelse i forbindelse med en operasjon med å bore et jordborehull ved bruk av: en borerigg, en borestreng hvis generelle øvre ende kan koples mekanisk med og henge ned fra boreriggen, og en bunnhullssammenstilling ved den nedre ende av borestrengen, idet bunnhulls-

sammenstillingen inkluderer en borkrone ved sin nedre ende. I et første aspekt
 tilveiebringer oppfinnelsen en fremgangsmåte for oppnåelse av informasjon om i
 det minste én parameter avfølt ved bunnhullssammenstillingen, inklusive de
 følgende trinn: tilveiebringelse av i det minste én måleanordning i bunnhulls-
 5 sammenstillingen, idet nevnte minst én måleanordning frembringer måledata
 representative for en målt betingelse ved bunnhullssammenstillingen; tilveie-
 bringelse av et opphulls prosessorsystem ved jordens overflate; tilveiebringelse av
 et toveis borestreng-telemetrisystem koplet med nevnte minst én måleanordning
 og koplet med det opphulls prosessorsystem det toveis borestreng-telemetri-
 10 systemet omfatter ledningstrådutstyrte (kablede) borerør i det minste i en del av
 borestrengen; overføring av nevnte data fra måleanordningen til det opphulls
 prosessorsystem via nevnte borestreng telemetrisystem; og tilveiebringe minst en
 nedhulls føler i den ledningstrådutstyrte borerør del av borestrengen, idet nevnte
 minst én føler kommuniserer med den opphulls prosessor via ledningstrådutstyrte
 15 borerør. (Som anvendt heri, er henvisninger til jordens overflate ment å omfatte
 lokaliseringer ved eller nær overflaten av hvilke som helst av land, vann eller is, for
 boring på land eller til havs).

I et annet aspekt tilveiebringer oppfinnelsen et boresystem for boring av et
 jordborehull omfattende en borestreng hvis øvre ende kan koples mekanisk med
 20 og henge ned fra en borerigg, og en bunnhullssammenstilling inntil den nedre
 ende av borestrengen, idet bunnhullssammenstillingen inkluderer en borkrone ved
 sin nedre ende; minst én måleanordning i bunnhullssammenstillingen, idet nevnte
 minst én måleanordning er operativ til å frembringe måledata som er represen-
 tative for en målt betingelse ved bunnhullssammenstillingen; et opphulls
 25 prosessorsystem ved jordoverflaten; et toveis borestreng-telemetrisystem koplet
 med nevnte minst én måleanordning og koplet med nevnte opphulls prosessor-
 system, idet toveis borestreng-telemetrisystemet omfatter ledningstrådutstyrte
 (kablede) borerør i det minste i en del av borestrengen; en sender for overføring
 av nevnte data fra nevnte måleanordning til nevnte opphulls prosessorsystem via
 30 nevnte borestreng-telemetrisystem; og minst en nedhulls føler i den lednings-
 trådutstyrte borerør del av borestrengen, idet nevnte minst én føler kommuniserer
 med den opphulls prosessor via ledningstrådutstyrte borerør.

Foretrukkede utførelsesformer er angitt ved kravene 2 – 26 og 28 – 31.

Det beskrives at en målt betingelse ved bunnhulssammenstillingen en målt karakteristikk av jordformasjonene som omgir bunnhulssammenstillingen, og trinnet med å tilveiebringe minst én måleanordning i bunnhulssammenstillingen omfatter tilveiebringelse av en logging-under-boring, LWD-anordning i bunnhulssammenstillingen, BHA. Det beskrives at trinnet med å tilveiebringe en logging-under-boring, LWD-anordning, omfatter tilveiebringelse av en anordning selektert fra gruppen bestående av en resistivitetsmåleende anordning, en anordning for måling av retningsresistivitet, en akustisk måleanordning, en nukleær måleanordning, en nukleærmagnetisk resonans måleanordning, en trykkmåleanordning, en seismisk måleanordning, en avbildningsanordning, og en formasjons-samlingsanordning.

Det beskrives at den målte betingelse ved bunnhulssammenstillingen en målt borekarakteristikk og trinnet med å tilveiebringe minst én måleanordning i bunnhulssammenstillingen omfatter tilveiebringelse av en måling-under-boring, MWD-anordning i bunnhulssammenstillingen BHA. Det beskrives at trinnet med å tilveiebringe en måling-under-boreanordning omfatter tilveiebringelse av en anordning selektert fra gruppen bestående av en måleanordning for vekt-på-borkrone (weight-on-bit), en måleanordning for dreiemoment, en vibrasjons-måleanordning, en støt-måleanordning, en fastsittings-sluremåleanordning (stick slip measuring device) (friksjonsmåleanordning), en retningsmåleanordning og en måleanordning for inklinasjonsmåling.

Det beskrives at bunnhulssammenstillingen kan inkludere et avviks-boredelsystem (directional drilling subsystem) og trinnet med å reproducere kontroll-signaler, ved overflateprosessen, omfatter produksjon av styrende kontroll-signaler. Det beskrives at avviks-boredelsystemet omfatter et roterende styrbart system og trinnet med å produsere kontrollsignaler ved overflateprosessen omfatter produksjon av styrende kontrollsignaler for det roterende styrbare system.

Det beskrives at å tilveiebringe minst én måleanordning i bunnhulssammenstillingen omfatter tilveiebringelse av et flertall måleanordninger i bunnhulssammenstillingen, idet flertallet av måleanordninger produserer måldata som er representative for et flertall betingelser ved bunnhulssammenstillingen.

Det beskrives at det er anordnet en trådløs kopling mellom borestrengens telemetrisystem og det opphulls prosessorsystem. Det opphulls prosessorsystem

kan være lokalisert i den generelle nærhet av boreriggen, eller kan befinne seg ved en lokalitet fjernt fra den nevnte borerigg. Borestreng-telemetrisystemet kan være et hybrid telemetrisystem som inkluderer et flertall forskjellige typer av telemetrimedia. Det beskrives at det hybride borestreng-telemetrisystem en seksjon
5 av ledningsutstyrte borerør, og minst én seksjon av telemetrimedia selektert fra gruppen bestående av elektriske kabelmedia, optiske kabelmedia, og trådløse overføringsmedia. Det beskrives at seksjonen med ledningsutstyrt borerør inkluderer borerør som er forbundet med hverandre, idet hvert borerør omfatter en tappende med en induktiv kopler med en ledende ring, en sokkelende med en
10 induktiv kopling med en ledende ring, og minst én leder koplet mellom nevnte induktive koplere på tappenden og sokkelenden, hvorved tilstøtende borerør er induktivt koplet ved sine gjensidig forbundne tapp-til-sokkelender. For forholdsvis lange strekninger kan repetisjonsdelsystemer være anordnet ved skjøter mellom borerør. Det beskrives at en seksjon av det beskrevne ledningsutstyrte borerør
15 kan være anordnet med en lengde på mer enn f.eks. 2000 fot av nevnte gjensidig forbundne borerør, uten noen repetisjonsdelsystemer.

Det beskrives at å anvende den beskrevne type av ledningsutstyrt bore-
rørseksjon omfatter trinnet med å overføre dataene overføring av de nevnte data på en bærer med en frekvens på mindre enn omtrent 500 kHz. Det beskrives at
20 dataene overføres i en hastighet på i det minste 100 bits pr. sekund og toveis overføring implementeres i hovedsakelig sanntid.

Det beskrives at styresignaler produseres ved den opphulls prosessor og overføres til bunnhullssammenstillingen via borestrengens telemetrisystem. Det beskrives at bunnhullssammenstillingen kan inkludere et avviksboredelsystem, og
25 kontrollsignalene er styrende kontrollsignaler. Det beskrives at kontrollsignalene kan produseres i respons til måledata.

Ytterligere trekk og fordeler ved oppfinnelsen vil fremgå mer tydelig fra den følgende detaljerte beskrivelse sett i forbindelse med de vedføyde tegninger.

30 KORT BESKRIVELSE AV TEGNINGENE

Fig. 1 er et diagram, delvis i skjematisk form og delvis i blokkform, av et system i samsvar med utførelsesformer av oppfinnelsen og som kan anvendes i utøvelsen av utførelsesformer av fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen.

Fig. 2A er et blokkdiagram av en type av trådløs transceiverdelsystem eller elektronikk som kan anvendes i forbindelse med en utførelsesform av oppfinnelsen.

5 Fig. 2B er et diagram, delvis i tverrsnitt og delvis i blokkblokkform, av et overflategrensesnitt som anvender en trådløs transceiver, med sin elektronikk og antenne montert på borestrengen.

Fig. 3 er et tverrsnittsdigram av induktivt koplede ledningsutstyrte borerør og beskrevet i US-patent 6,641,434, og som kan anvendes som i det minste del av borestrengen telemetrisystem som anvendes i utførelsesformer av den forelig-
10 gende oppfinnelse.

Fig. 4 er et delvis eksponert snittperspektiv av et tilstøtende par av strømsløyfeinduktive koplelementer i fig. 3.

Fig. 5A er en tverrsnittstegning av det tilstøtende par av strømsløyfeinduktive koplelementer i fig. 4 låst sammen som del av en operativ rørstreng, som inkluderer en tverrsnittstegning av en lukket høyleidningsevne, lavpermea-
15 bilitets toroidal bane som omslutter begge kjerner.

Fig. 5B er en forstørret tverrsnittstegning og viser mer detaljert monteringen av de elektromagnetiske komponenter av de strømsløyfeinduktive koplelementer i fig. 5A.

20 Fig. 5C er et delvis eksponert snittperspektiv av det sokkelende-strømsløyfeinduktive koplelementet i fig. 5B og viser detalj av spolen og den indre elektriske kabel.

Fig. 6 er et diagram av en formasjonsresistivitets-loggeanordning av en type som anvendes som en logging-under-boring (LWD) -anordning eller del av en
25 rekke LWD-anordninger, i utførelsesformer av fremgangsmåten og systemet ifølge oppfinnelsen.

Fig. 7 er et diagram av en retningsresistivitetsanordning av en type som anvendes som en logging-under-boring (LWD) -anordning, eller del av en rekke av LWD-anordninger, i utførelsesformer av fremgangsmåten og systemet ifølge
30 oppfinnelsen.

Fig. 8 er et diagram av en akustisk loggeanordning av en type som anvendes som en logging-under-boring (LWD) -anordning, eller del av en rekke av LWD-

anordninger, i utførelsesformer av fremgangsmåten og systemet ifølge oppfinnelsen.

Fig. 9A-9D er diagrammer av seismiske loggeanordninger som anvendes som en type som anvendes som en logging-under-boring (LWD) -anordning, eller
 5 del av en rekke av LWD-anordninger, i utførelsesformer av fremgangsmåten og systemet ifølge oppfinnelsen.

Fig. 10 er et skjema av en nukleær loggeanordning av en type som anvendes som en logging-under-boring (LWD) -anordning eller som del av en rekke av LWD-anordninger, i utførelsesformer av fremgangsmåten og systemet ifølge
 10 oppfinnelsen.

Fig. 11 er et diagram av en nukleærmagnetisk resonans NMR-loggeanordning av en type som anvendes som en logging-under-boring (LWD) -anordning, eller del av en rekke LWD-anordninger, i utførelsesformer av fremgangsmåten og systemet ifølge oppfinnelsen.

Fig. 12 er et diagram av en trykkmålings-loggeanordning av en type som anvendes som en logging-under-boring (LWD) -anordning, eller del av en rekke LWD-anordninger, i utførelsesformer av fremgangsmåten og systemet ifølge oppfinnelsen.

20 DETALJERT BESKRIVELSE

Fig. 1 illustrerer et brønnsted-system hvori den foreliggende oppfinnelse kan anvendes. Brønnstedet kan være på land eller til havs. I dette eksempelvis system, dannes et borehull 11 i undergrunnsformasjoner 30 ved rotasjonsboring på en måte som er vel kjent. Utførelsesformer av oppfinnelsen kan også anvende
 25 avviksboring, som skal beskrives i det følgende.

En borestreng 12 henger ned i borehullet 11 og har en bunnhullssammenstilling BHA 100 som ved sin nedre ende inkluderer en borkrone 105. Overflatesystemet inkluderer plattform- og boretårn-sammenstillingen 10 posisjonert over borehullet 11, idet sammenstillingen 10 inkluderer et rotasjonsbord 16, drivrøret
 30 17, kroken 18 og roterende svivel 19. Borestrengen 12 roteres av det roterende bord 16 som tilføres energi ved hjelp av ikke viste anordninger, som driver drivrøret 17 ved den øvre ende av borestrengen. Borestrengen 12 henger ned fra en krok 18 festet til en løpeblokk (heller ikke vist) gjennom drivrøret 17 og en roter-

ende svivel 19 som tillater rotasjon av borestrengen i forhold til kroken. Som det er velkjent, kan det alternativt anvendes et toppdrivsystem.

I eksempelet ifølge denne utførelsesform, inkluderer overflatesystemet videre et borefluid eller boreslam 26 lagret i en slamtank 27 dannet ved brønnsetet. En pumpe 29 leverer borefluid 26 til det indre av borestrengen 12 via en port i svivelen 19 og bevirker at borefluidet strømmer nedover gjennom borestrengen 12 som angitt ved retningspilen 8. Borefluidet kommer ut fra borestrengen 12 via porter i borestrengkronen 105 og sirkulerer så oppover gjennom ringromsregionen mellom utsiden av borestrengen og vegg av borehullet, som vist ved hjelp av retningspilene 9. På denne velkjente måte smører borefluidet borkronen 15 og fører formasjonsborekaks opp til overflaten for retur til slamtanken 27 for re-sirkulasjon.

Som kjent innenfor denne teknikk kan følere være anordnet omkring brønnsetet for å samle data, foretrukket i sanntid, vedrørende driften av brønnstedet, så vel som betingelser ved brønnstedet. For eksempel kan slike overflatefølere være anordnet for å måle parametere som f.eks. stamrørtrykk, krokbelastning, dybde, overflate-dreiemoment, rotasjons hastighet o/m (rpm), blant annet.

Bunnhullssammenstillingen 100 i den illustrerte utførelsesform inkluderer en grensesnitt-delmodul 110, en logging-under-boring (LWD) -modul 120, en måling-under-boring (MWD) -modul 130, et rotasjonsstyrbart system og motor 150 for avviksboring, og borkrone 105.

LWD-modulen 120 rommes i en spesiell type av borekrage, som kjent innenfor denne teknikk, og kan inneholde én eller et flertall kjente typer av loggeverktøy. Det skal også forstås at mer enn én LWD-modul og/eller MWD-modul kan anvendes, f.eks. som representert ved 120A. (Referanser til en modul ved posisjonen 120 kan alternativt hele tiden likeledes angi en modul ved posisjonen 120A). LWD-modulen inkluderer muligheter for måling, bearbeiding og lagring av informasjon, så vel som kommunisering med overflateutstyret. I den foreliggende utførelsesform inkluderer LWD-modulen én eller flere av de følgende typer av loggeanordninger som måler formasjonskarakteristikker: en resistivitetsmåleende anordning, en retnings-resistivitetsmåleende anordning, en akustisk måleanordning, en nukleær måleanordning, en nukleærmagnetisk resonans NMR måleanordning, en

trykkmåleanordning, en seismisk måleanordning, en avbildingsanordning og en formasjons-samplingsanordning.

5 MWD-modulen 130 rommes også i en spesiell type av borekrage, som kjent innenfor denne del av teknikken, og kan inneholde én eller flere anordninger for å måle karakteristikk av borestrengen og borkronen. MWD-verktøyet inkluderer videre et apparat (ikke vist) for generering av elektrisk energi til det nedhulls system. Dette apparat kan inkludere en slamturbingenerator som drives av strømmingen av borefluidet idet det skal forstås at andre energi- og/eller batterisystemer kan anvendes. I den foreliggende utførelsesform inkluderer MWD-modulen én
10 eller flere av de følgende typer av måleanordninger: en måleanordning for vekt-på-borkrone, en måleanordning for dreiemoment, en vibrasjons-måleanordning, en støtmåleanordning, en fastsittings/sluremåleanordning, en anordning for retningsmåling og en anordning for inklinasjonsmåling.

I den foreliggende oppfinnelse anvendes et borestreng-telemetrisystem
15 som i den illustrerte utførelsesform omfatter et system av induktivt koblede ledningsforsynte borerør 180 som strekker seg fra en overflatedelmodul 185 til en grensesnittdelmodul 110 i bunnhullssammenstillingen. Avhengig av faktorer som inkluderer lengden av borestrengen kan relé-delmoduler eller repetisjonsmoduler være anordnet ved intervaller i strengen av ledningsforsynte borerør, idet et eksempel er representert ved 182. Relédelmodulene, som også kan være forsynt med
20 følere.

Grensesnittdelmodulen 110 tilveiebringer et grensesnitt mellom kommunikasjonskretssystemet i LWD- og MWD-modulene og borestrengens telemetrisystem som i denne utførelsesform omfatter ledningstrådutstyrte borerør med induktive koplere. Grensesnitt-delmodulen 110 kan også være forsynt med følere.
25

Ved toppen av den ledningstrådforsynte borestreng er en overflatedelmodul eller overflategrensesnitt 185. Når et ledningstrådutstyrt borerørssystem anvendes er det nødvendig å ha et kommunikasjonsledd mellom det øverste ledningstrådutstyrte borerør og en overflateprosessor (som blant annet typisk utfører én eller
30 flere av de følgende funksjoner: mottaking og/eller sending av data, loggingsinformasjon, og/eller kontrollinformasjon til og/eller fra nedhulls og overflateutstyr, utføring av beregninger og analyser, og kommunisering med operatører og med fjerne lokaliteter). Forskjellige metoder er blitt foreslått, hvorav noen er oppsum-

mert i US-patent 7,040,415, inklusive bruk av en sleperinganordning, og bruk av
 roterende elektriske koplinger basert på induksjon eller såkalt transformatorvirk-
 ning. Disse metoder er kollektivt referert til som roterende svivelmetoder. En
 slepering (også kjent som børstekontakt-overflate) er en velkjent elektrisk konnek-
 5 tor konstruert til å føre strøm eller signaler fra en stasjonær ledningstråd inn i en
 roterende anordning. Typisk består den av en stasjonær grafitt- eller metallkontakt
 (en børste) som føres i en ikke-roterende komponent som ligger an mot den ytre
 diameter av en roterende metallring (f.eks. bæres på den øvre del av en drivrør-
 skjøt). Når metallringen dreier seg ledes den elektriske strøm eller signal gjennom
 10 den stasjonære børste til metallringen og etablerer forbindelsen. Roterende elek-
 triske koplinger basert på induksjon (transformatorvirkning) kjent som rotasjons-
 transformatorer har tilveiebrakt et alternativ til sleperinger og kontaktbørster basert
 på ledning mellom roterende og stasjonært kretssystem, slik at ikke noen direkte
 kontakt er nødvendig. Transformatorviklingene omfatter en stasjonærspole og en
 15 roterende spole, begge konsentriske med rotasjonsaksen. Hver spole kan tjene
 som den primære vikling med den andre spole som virker som den sekundære
 vikling. Typen av metode beskrevet i dette avsnitt kan anvendes for overflatedel-
 modulen 185 i fig. 1. Nåværende foretrekkes mer en trådløs metode der et
 opphulls grensesnitt, i form av en overflatedelmodul 185, er koplet med elektronikk
 20 35 som roterer med drivrøret 17 og inkluderer en transceiver og antenne som
 kommuniserer toveis med antenne og transceiver i logge- og kontrollenheten 4
 som i den foreliggende utførelsesform omfatter det opphulls prosessorsystem. Et
 kommunikasjonsledd 175 er skjematisk vist mellom elektronikken og antennen i
 det opphulls grensesnitt og logge- og kontrollenheten 4. Følgelig tilveiebringer
 25 konfigurasjonen ifølge denne utførelsesform et kommunikasjonsledd fra logge- og
 kontrollenheten 4 gjennom kommunikasjonsleddet 175, til overflate-delmodulen
 185, gjennom det ledningstråd-utstyrte borerør-telemetrisystem, til det nedhulls
 grensesnitt 110 og komponentene av bunnhullssammenstillingen også motsatsen
 derav, for toveis drift.

30 Fig. 2A viser et blokkdiagram av en type av trådløs transceiver delsystem-
 elektronikk som kan anvendes for elektronikken 30 i fig. 1. Det kan også refereres
 til US-patent 7,040,415. Et signal fra/til den induktive kopler av toppskjøten i det
 øverste ledningstrådutstyrte borerør er koplet med et ledningstrådutstyrt WDP

("wired drill pipe") modem. WDP-modemet 221 er sin tur koplet med det trådløse modem 231. Et batteri 250 og energiforsyning 255 er også anordnet for å drive modemene. Andre energigenererende anordninger kan være mer foretrukket.

Det ledningstrådutstyrte WDP (overflatemodem 202) er innrettet til å kommunisere med ett eller flere modemer, repetermoduler, eller andre grensesnitt i det nedhulls verktøy via det ledningstrådutstyrte borerør WDP-telemetrisystem. Foretrukket tilveiebringer modemene toveis kommunikasjoner. Modemet kommuniserer med et ytterligere modem eller repetermodul eller annen delmodul lokalisert i det nedhulls verktøy. En hvilken som helst type av digitalt og analogt modulerings-skjema kan anvendes, som f.eks. tofase, frekvensskiftkoding (FSK), kvadratur faseskiftkoding (QPSK), Kvadratur amplitudemodulering (QAM), separat multitone (DMT), etc. Disse skjemaer kan anvendes i kombinasjon med en hvilken som helst type av datamultipleksingsteknologi som f.eks. tidsdelingsmultipleksing (TDM), frekvensdelingsmultipleksing (FDM), etc. Modemet kan inkludere funksjonalitet for borerørdiagnostikk og nedhulls verktøydagnostikk.

Fig. 2B viser en utførelsesform, hvori en spesiell sparedelmodul 240 er anordnet mellom drivrøret 250 og det øverste ledningstrådutstyrte borerør 181. Sparedelmodulen 240 har en induktiv kopler 241 ved sin nedre ende som elektrisk kopler med den induktive kopler i det øverste ledningstråd-forsynte borerør. En kabel 215, som er forbundet til den induktive kopler 241, kommer ut gjennom sparedelmodulen 240 gjennom en forseglet port og løper på utsiden av drivrøret 250 til transceiver-delsystemet 230, som inkluderer én eller flere antenner 235. Ved utgangsposisjonen av kabelen på sparedelmodulen 240 kan en konnektor 246 være anordnet. Kabelen som løper langs utsiden av drivrøret 250 kan forsegles i en rille i drivrøret og kan f.eks. beskyttes med et epoksymateriale eller PEEK-materiale. En ytterligere konnektor kan være anordnet ved transceiver-delsystemelektronikken. Kabelen 215 er forsynt med i det minste ett ledningstråd-par.

Mens bare én overflateenhet 4 ved ett brønnsted er vist, kan én eller flere overflateenheter over ett eller flere brønnsteder anordnes. Overflateenhetene kan være knyttet til ett eller flere overflategrensesnitt ved bruk av en ledningstrådutstyrt eller trådløs forbindelse via én eller flere kommunikasjonslinjer. Kommunikasjonstopologien mellom overflategrensesnittet og overflatesystemet kan være punkt-til-

punkt, punkt-til-multipunkt eller multipunkt-til-punkt. Den ledningstråd-utstyrte forbindelse inkluderer bruken av en hvilken som helst type av kabler (lednings-tråder som bruker en hvilken som helst type av forskriftsprotokoller (serie, ethernet, etc.) og optiske fibere. Den trådløse teknologi kan være en hvilken som
 5 helst type av standard trådløs kommunikasjonsteknologi, som f.eks. IEEE 802.11-spesifikasjon, "Bluetooth", zigbee eller hvilken som helst ikke-standard radio-frekvens RF eller optisk kommunikasjonsteknologi ved bruk av en hvilken som helst type av modulasjonsskjema, som f.eks. FM, AM, PM, FSK, QAM, DMT, OFDM, etc. i kombinasjon med hvilken som helst type av datamultipleksings-
 10 teknologier som f.eks. TDMA, FDMA, CDMA, etc. Som et eksempel, kan antennen for den trådløse forbindelse være anbrakt i det ytre lag av delmodulen.

Én eller flere følere 204, kan være anordnet i grensesnittet for å måle forskjellige borehullsparametere, som f.eks. temperatur, trykk (standrør, slam, etc.), slamstrømning, støy, vibrasjon, boremekanikk (dvs. dreiemoment, vekt, akselera-
 15 sjon, rørrotasjon, etc.), etc. Følerne kan også være sammenknyttet til analog front-ende for signalkondisjonering og/eller til en prosessor for bearbeiding og/eller analysering av data. Følerne kan også anvendes for å utføre diagnostikk. Diagnostikken kan anvendes for å lokalisere feil i det ledningstrådutstyrte borerørssystem, måle støy og/eller karakteristikk av det ledningstrådutstyrte borerør-telemetri-
 20 system og utføre andre diagnostikker for brønnsetet. Forskjellige typer av følere kan være integrert i delmodulen. Én type av føler kan være en overflateføler for å måle boremekanikk i stand til å fungere ved høye samplingshastigheter. Følerdata kan registreres i en hukommelsesanordning.

Figurene 3-5 viser ledningstrådutstyrte borerør som vist i US patent
 25 6,641,434, inkorporert som referanse. En ledningstråd-utstyrt rørskjøt 310 (fig. 3) har et første strømsløyfeinduktivt koplelement 321 og et andre strømsløyfe-induktivt koplelement 331, ett ved hver ende av røret. Fig. 3 viser også ledningstrådutstyrt rørskjøt 310 som inkluderende et langstrakt rørformet skaft 311 med en aksial boring 312, et første induktivt koplelement 321 og en sokkelende 322, og
 30 et andre induktivt koplelement 331 ved tappenden 332. Den induktive kopler 320 er vist bestående av et første induktivt koplelement 321 og andre induktivt koplelement 331' på tappenden 332' i et tilstøtende ledningstrådutstyrt borerør.

Figurene 3 og 4 viser sokkelende 322 som definerer indre gjenging 323 og ringformet indre kontaktskulder 324 med en første sliss 325. Figurene 3 og 4 viser også tappenden 332' av en tilstøtende trådledningsutstyrt rørskjøt som definerer utvendig gjenging 333', og en ringformet indre kontaktende rørende 334' med en andre sliss 335'. (Et henvisningstall etterfulgt av en merking angir at henvisningstall hører til en tilstøtende trådledningsutstyrt skjøt).

Fig. 5A er en tverrsnittstegning av det tilstøtende par av strømsløyfe-induktive koplerelementer i fig. 3 låst sammen som del av en operativ rørstreng. Den gir et tverrsnitt av den lukkede høyleidningsevne, lavpermeabilitets toroidale bane 340 som omslutter begge kjerner, og et tverrsnitt av ledningen 313 danner en passasje for indre elektrisk kabel 314 som elektrisk forbinder de to induktive koplerelementer av den ledningstrådutstyrte rørskjøt 310.

Fig. 5B er en forstørret tverrsnittstegning som viser monteringen av den første spole 348, den første høypermeabilitetskjerne 347 og første spolevikling 348. Fig. 5B viser også ledningen 313 som omslutter den indre elektriske kabel 314. (For tydelig illustrasjon i figurene 5B og 5C, er den første spole 328 vist større, sammenliknet med tappdimensjoner, enn den vil være i den foretrukke utførelsesform, hvor borerørstyrken ikke skal settes i fare).

Fig. 5B viser videre en første sliss 325 som definerer en første ringformet konkav overflate 326 med konsentriske tilstøtende deler 326a og 326b. Den første ringformede konkave overflate 326 har et første ringformet konkav høyleidningsevne, lavpermeabilitetslag 327 derpå. Laget 327 definerer et første ringformet hulrom. Sokkelenden 322 inkluderer en første spole 328 fast montert i det første ringformede hulrom mellom konsentriske tilstøtende deler 327a og 327b av det første lag 327.

Fig. 5B viser videre en andre sliss 335' som definerer en andre ringformet konkav overflate 336 med konsentriske tilstøtende deler 336a' og 336b'. Den andre ringformede konkave overflate 336' har et andre ringformet konkav høyleidningsevne, lavpermeabilitets lag 337 derpå. Laget 337' definerer et andre ringformet hulrom. Tappenden 332' inkluderer en andre spole 338' fast montert i det andre ringformede hulrom mellom konsentriske tilstøtende deler 337a' og 337b' i det andre lag 337'.

Fig. 5B viser også første strømsløyfeinduktive koplerelement 321 som inkluderer et første høyledningsevne, lavpermeabilitetslag 327, og et andre strømsløyfeinduktivt koplerelement 331' som inkluderer et andre høyledningsevne, lavpermeabilitetslag 337'. Hvert lag er påført på eller festet til den indre overflate av sin sliss. Den første spole 328 er lokalisert mellom konsentriske tilstøtende deler 327a og 327b av det første lag 327. Det første høyledningsevne, lavpermeabilitets formede lag (eller belte) 327 omslutter således delvis den første spole 328. Likeledes omslutter det andre høyledningsevne, lavpermeabilitets lag (eller belte) 337' delvis den andre spole 338'.

Den første spole 328 er festet på plass inne i sin sliss ved hjelp av innkapslingsmateriale 342. Den første spole 328' er videre beskyttet ved hjelp av beskyttende fyllstoffmateriale 343, fortrinnsvis RTV. Likeledes, er den andre spole festet på plass inne i sin sliss ved hjelp av innkapslingsmateriale 352' og videre beskyttet ved hjelp av beskyttende fyllstoffmateriale 353.

Fig. 5C er en forstørret tverrsnittstegning av sokkelendens strømsløyfeinduktive kopplingselement i fig. 5B og viser detalj av den første spole 328, inklusive den første høypermeabilitetskjerne 347, og den første spolevikling 348. Kjernen 347 har et aksialt langstrakt tverrsnitt. Den andre spole 338', den andre kjerne 357' og den andre spolevikling 358' i fig. 5B er strukturert på liknende måte.

Spoleviklingen 348 har foretrukket et stort antall viklinger. I en foretrukket utførelsesform er antallet omtrent 200. Sokkelendebeltet i fig. 5C er posisjonert til å samvirke med det andre høyledningsevne, lavpermeabilitets tappende belte av en tilstøtende andre rørskjøt for å skape en lukket høyledningsevne, lavpermeabilitets toroidal bane 340 som vist i fig. 5A. Når første og andre rørskjøter låses sammen, som del av en operativ rørstreng, danner lagene 327 og 337' banen 340. Denne lukkede bane omslutter den første spole og den andre spole. Den lavtaps strømsløyfeinduktive kopler kan betraktes som et par transformatorer vekselkoplet gjennom banen 340.

Hver spole induserer en elektrisk strøm i rørskjøten, primært langs det høyledningsevne, lavpermeabilitets lag i rørskjøten som ligger over den indre overflate av slissen. Hvert lag av ledende materialer er festet til eller belagt på den indre overflate av slissen som omgir kjernen.

Som beskrevet i '434-patentet kan det høyleidningsevne, lavpermeabilitets lag være fremstilt av et høyleidningsevne, lavpermeabilitets materiale som har en ledningsevne som er vesentlig høyere enn ledningsevnen for stål, idet eksempler er kopper og kopperlegeringer blant andre metaller.

5 Det høyleidningsevne, lavpermeabilitetslag reduserer motstandstap over lengden av rørstrengen ved å redusere motstanden av den toroidale bane 340 fra hva den ville være hvis banen 340 passerte bare gjennom stålet i rørskjøten. Det høyleidningsevne, lavpermeabilitetslag reduserer også flukstap over lengden av rørstrengen ved å redusere magnetisk flukspenetrasjon inn i stålet i hver lednings-
10 trådutstyrt skjøt. Selv om den toroidale bane 340 ideelt er en lukket bane er det ikke essensielt at banen 340 består fullstendig av ledende lag på grunn av at et hvilket som helst gap i det ledende lag i en bane 340 ville bli brodannet av stålet i den lokale rørende. Et gap i det ledende lag i en toroidal bane kunne frembringes av slitasje på et relativt mykt ledende lag nær kontaktpunktet i det harde stål av
15 rørerender i kontakt med hverandre. Noen få slike gap i det ledende lag av en toroidal bane over lengden av rørstrengen ville ikke innføre tilstrekkelige energitap til å ha noen signifikant effekt.

Som i '434-patentet beskriver systemet i fig. 3-5D en dobbeltkontakt rørskjøt med første og andre induktive koplelementer lokalisert ved en indre skulder, henholdsvis ved en indre rørende. Dimensjonene av rørskjøten er slik at av-
20 standen mellom den ytre rørende og den indre skulder er større enn avstanden mellom den ytre skulder og den indre rørende, med en liten mengde. Fig. 5A viser en avstand D_1 mellom den ytre rørende 341 og en ringformet indre kontaktskulder 324, og avstanden D_2 mellom den ytre skulder 351' og den ringformede indre kontaktrørende 334'. Avstanden D_2 er større enn avstanden D_1 med en liten
25 mengde. Når to rørskjøter er riktig tiltrukket (dvs. tvunget sammen med det dreiemoment som kreves for å oppnå riktig rørtetning av enden mot skulderen 351 i et tilstøtende trådleidningsutstyrt rør), tillater denne lille mengde at det samme dreiemoment automatisk strammer den indre skulder 324 mot den indre rørende 334'
30 av en tilstøtende ledningstrådutstyrt skjøt slik at det pålitelig dannes en lukket høyleidningsevne, lavpermeabilitets toroidal bane 340.

I en utførelsesform herav muliggjør en seksjon av ledningstrådutstyrt borerør, av typen beskrevet i '494-patentet og i figurene 3-5C, et trekk med å tilveiebringe en

seksjon av forbundne ledningstrådutstyrte borerør, i en lengde på mer enn omtrent 300 meter og mindre enn omtrent 2000 meter, uten noen repetermoduler.

Et eksempel på et verktøy som kan være logging-under-boring, LWD-verktøyet 120, eller kan være en del av en logging-under-boring, LWD-verktøyfølge 120 i systemet og fremgangsmåten heri, er det dobbelte resistivitets logging-under-boring, LWD-verktøy vist i US-patent 4,899,112 med tittel "Well Logging Apparatus And Method For Determining Formation Resistivity At A Shallow And A Deep Depth", inkorporert heri som referanse. Som det ses i fig. 6 har øvre og nedre senderantennene T_1 og T_2 har øvre og nedre mottaksantennene R_1 og R_2 derimellom. Antennene er dannet i fordypninger i en modifisert borekrage og montert i isolerende materiale. Faseskiftet av elektromagnetisk energi som mellom mottakerne tilveiebringer en indikasjon om formasjonsresistivitet ved en forholdsvis grunn undersøkelsesdybde, og svekkingen av elektromagnetisk energi som mellom mottakerne tilveiebringer en indikasjon om formasjonsresistivitet ved en forholdsvis større undersøkelsesdybde. Det ovenfor refererte US-patent 4,899,112 kan vises til for ytterligere detaljer. I drift, er svekningsrepresentative signaler og faserepresentative signaler koplet til en prosessor, idet en utgang fra denne kan forbindes til telemetrikretssystem som i den tidligere teknikk modulerer slampulser og i en utførelsesform av systemet herav, modulerer en bærer i borestrengens telemetrisystem. Til forskjell fra tidligere anvendelse av den dobbelte resistivitets-teknikk i forbindelse med slampulstelemetri kan systemet og fremgangsmåten heri tilveiebringe mye mer data og tilveiebringe disse i vesentlig sanntid.

En spesielt fordelaktig anvendelse av systemet heri er i forbindelse med kontrollert styring eller "avviksboring" (retningsstyrt boring). I denne utførelsesform tilveiebringes et rotostyrbart delsystem 150 (fig. 1) og dette er tilpasset for kontroll via borestrengens telemetrisystem. Avviksboring er det tilsiktede avvik av borehullet fra den bane som borehullet naturlig selv ville ta. Sagt med andre ord er avviksboring styring av borestrengen slik at den beveger seg i en ønsket retning. Avviksboring er f.eks. fordelaktiv i boring til havs på grunn av at den tillater at mange brønner kan bores fra en enkelt plattform. Avviksboring tillater også horisontal boring gjennom et reservoar. Horisontal boring muliggjør at en større lengde av borehullet kan traversere reservoaret, noe som øker produksjonstakten fra brønnen. Et avviksboresystem kan likeledes også anvendes i vertikal boreope-

rasjon. Ofte vil borkronen skifte retning fra en planlagt boretrajektorie på grunn av den uforutsigbare karakter av de formasjoner som penetreres eller de forskjellige krefter som borkronen utsettes for. Når et slikt avvik forekommer, kan et avviksboresystem anvendes for å bringe borkronen tilbake på rett kurs. En kjent metode

5 for avviks boring inkluderer anvendelsen av et roterende styrbart system RSS ("rotary steerable system"). I et RSS, roteres borestrengen fra overflaten og nedhulls anordninger bevirker at borkronen borer i den ønskede retning. Rotasjon av borestrengen reduserer sterkt forekomstene av at borestrengen henger seg opp eller kiler seg fast under boring. Roterende styrbare boresystemer for boring av

10 avviks borehull inn i jorden kan generelt klassifiseres som enten systemer med "peking-av-borkronen" ("point-the-bit") eller systemer med skyving av borkronen ("push-the-bit"). I systemer med peking av borkronen bringes rotasjonsaksen av borkronen til å avvike fra den lokale akse av bunnhullssammenstillingen i den generelle retning av det nye hull. Borehullet drives fremover i samsvar med den

15 vanlige tre-punkts geometri definert av øvre og nedre stabilisator berøringspunkter og borkrone. Avviksvinkelen av borkroneaksen koplet med en bestemt avstand mellom borkronen og nedre stabilisator resulterer i en ikke-kolineær betingelse nødvendig for generering av en kurve. Det kan være mange måter hvorpå dette kan oppnås inklusive en bestemt "kne" ved et punkt i bunnhullssammenstillingen

20 nær den nedre stabilisator eller en bøyning av borkronens drivaksling fordelt mellom øvre og nedre stabilisator. I sin idealiserte form behøver borkronen ikke å skjære sideveis på grunn av at borkroneaksen roteres kontinuerlig i retningen av det krumme borehull. Eksempler på roterende styrbare systemer med "peking-av-borkronen" og hvorledes disse fungerer er beskrevet i US Patent Application

25 Publication 2002/0011359; 2001/0052428 og US patent 6,394,193; 6,364,034; 6,244,361; 6,158,529; 6,092,610 og 5,113,953 som alle er inkorporert heri som referanse. I et roterende styrbart system av typen "skyv borkronen" oppnås den nødvendige ikke-kollinære tilstand ved å bevirke at den ene eller begge av øvre eller nedre stabilisatorer eller en ytterligere mekanisme utøver en eksentrisk kraft

30 eller forskyvningskraft i en retning som foretrukket er preferert orientert i forhold til retningen av borehullsforplantningen. Også her kan det være mange måter hvorpå dette kan oppnås, inklusive ikke-roterende (i forhold til borehullet) eksentriske stabilisatorer (forskyvningsbaserte metoder) og eksentriske aktuatorer som utøver

kraften på borkronen inn i den ønskede styringsretning. Også her oppnås styring ved å skape ikke-kolinearitet mellom borkronen og minst to andre berøringspunkter. I sin idealiserte form kreves det at borkronen kutter sideveis for å generere et krumt borehull. Eksempler på roterende styrbare systemer av typen "skyv borkronen" og hvorledes disse fungerer er beskrevet i US patent 5,265,682; 5,553,678; 5,553,678; 5,803,185; 6,089,332; 5,695,015; 5,685,379; 5,706,905; 5,553,679; 5,673,763; 5,520,255; 5,603,385; 5,582,259; 5,778,992; 5,971,085, alle inkorporert heri som referanse.

Styrekontrollen fra overflaten kan i det minste delvis være basert på målinger av formasjonsresistivitet ved bruk av f.eks. den type av resistivitetsloggingsanordning som er beskrevet i forbindelse med figurene 6 og 7.

Det er blitt påpekt at på grunn av at konvensjonelle logging-under-boring, LWD-verktøy bare kan se en forholdsvis kort strekning inn i formasjonen, kan de befinne seg bare noen få centimeter fra en kontakt- eller laggrense før de avføler dens nærvær, slik at det etterlates liten tid for geostyrende reguleringer. En grunn undersøkelesdybde kan føre til mindre enn optimal reaktiv geostyring, hvor trajektorien bare endres når borkronen borer seg ut av toppen eller bunnen av en produksjonssone. Reaktiv geostyring kan resultere i lavere produktiv eksponering, brønnbaner i bølgeform og vanskelige kompletteringer. (Se L Chou et al., "Steering Toward Enhanced Production", Oilfield Review, 2005, innlemmet heri som referanse). Den hovedsakelige sanntids toveis borestrengtelemetri herav kan forbedre geostyrings-reaksjonstid og nøyaktighet.

Kombinasjonen av den toveis telemetri herav med en geostyringsanvendelse er videre mer tiltrekkende når den anvendes i forbindelse med et avviksborende dypt-lesende logging-under-boring, LWD boreverktøy, som del av LWD-verktøyet eller verktøyene 120 i fig. 1. Signaler fra verktøy med aksialt sylindrisk symmetriske spoler innrett på linje er ikke retningssensitive. Verktøyet i fig. 7 tillater at spoler anordnet på skrå og på tvers oppnår retningssensitive målinger. (Se på nytt, L. Chou et al., Oilfield Review, 2005, supra). Følersystemet inkluderer seks senderantennner og fire mottakerantennner. Fem mottakerantennner (T₁ til T₅) er arrangert aksialt langs lengden av verktøyet. En sjette senderantenne (T₆) er orientert på tvers av verktøyaksen. En mottakerantenne er posisjonert ved hver ende av verktøyet. Dette par av mottakerantennner (R₃ og R₄) sidestiller

(brackets) senderne og hver av disse mottakere er anordnet 45 grader på skrå i forhold til verktøyaksen. Et ytterligere par av mottakerantennene (R_1 og R_2) lokalisert i senter av sendersystemet, er arrangert aksialt og kan oppnå fremdriftsresistivitetsmålinger av konvensjonell type. Det beskrevne arrangement produserer en

5 preferert følsomhet for ledningsevne på én side av verktøyet. Når verktøyet roterer kan dets følere detektere nærliggende ledende soner og registrere den retning hvorfra maksimum ledningsevne kan måles. Magnetometere og akselerometere kan tilveiebringe referanse-retningsorienteringsdata for verktøyet. I tillegg til sin retningsbestemmende evne tilveiebringer verktøyet forholdsvis dypere målinger

10 enn de fleste konvensjonelle logging-under-boring, LWD resistivitetsverktøy. Den hovedsakelig sanntids toveis borestrengtelemetri herav, i forbindelse med evnene av loggeverktøyet til bestemmelse av retningsresistivitet, som beskrevet, forbedrer ytelsen av geostyring ved å øke mengden av data ved overflaten og hastigheten og presisjonen av avviksboringskontroll.

15 Et ytterligere eksempel på et verktøy som kan være logging-under-boring, LWD-verktøyet 120, eller som kan være en del av et LWD-verktøyfølge 120, er et akustisk logging-under-boring, LWD-verktøy av den type som er beskrevet i US-patent 6,308,137, inkorporert heri som referanse. I en vist utførelsesform, som vist i fig. 8, anvendes en borerigg til havs 810 og en akustisk senderkilde eller system

20 814 er utplassert nær overflaten av vannet. Alternativt kan det anordnes en hvilken som helst annen passende type av opphulls eller nedhulls sendekilde eller sender. En opphulls prosessor styrer aktivering av senderen 814. Det opphulls utstyr kan også inkludere akustiske mottakere og et registrerende instrument for innfangning av referansesignaler nær kilden. I den tidligere teknikk inkluderer opphulls utstyret

25 videre et slampuls telemetriutstyr for å motta måling-under-boring, MWD-signaler fra det nedhulls utstyr. Telemetriutstyret og det registrerende instrument er typisk koplet til en prosessor slik at registreringer kan synkroniseres ved bruk av opphulls og nedhulls tidsgivere. Den nedhulls logging-under-boring, LWD-modul 800 inkluderer i det minste akustiske mottakere 831 og 832, som er koplet til en signalpro-

30 sessor slik at registreringer kan foretas av signaler detektert av mottakerne i synkronisering med aktiveringen av signalkilden. I den foreliggende utførelsesform muliggjør det ledningstrådutstyrte (kablede) borerør, eller annen høyhastighets borestrengtelemetri, høyhastighets synkronisering av nedhulls og opphulls tidsbe-

stemmelsessignaler, kontroll om ønsket fra en opphulls prosessor, og høyhastighetsoverføring av loggedata og/eller regnemaskinbehandlede parametere til overflaten, noe som er spesielt nyttig når forholdsvis store mengder data er tilgjengelig fra akustisk og/eller seismisk logging.

5 Et ytterligere eksempel på et verktøy som kan være LWD-verktøyet 120, eller som kan være en del av et LWD-verktøyfølge 120, er et verktøy for oppnåelse av seismiske målinger, av den type som er beskrevet i P. Breton et al., "Well Positioned Seismic Measurements", Oilfield Review, sidene 32-45, våren 2002, innlemmet heri som referanse. Det nedhulls LWD-verktøy kan ha en enkelt mottaker (som vist i fig. 9A og 9B) eller flere mottakere (som vist i figurene 9C og 9C),
10 og kan anvendes i forbindelse med en eneste seismisk kilde ved overflaten (som vist i figurene 9A og 9C) eller flere seismiske kilder ved overflaten (som vist i figurene 9B og 9D). Følgelig, anvendes i fig. 9A, som inkluderer refleksjon fra en forekomstgrense, og som benevnes et "zero-offset" vertikalt seismisk profilarrangement, anvender en enkelt kilde og en enkelt mottaker, 9B som inkluderer refleksjoner fra en forekomstgrense, benevnes et "walkaway" vertikalt seismisk profilarrangement, anvender flere kilder og en enkelt mottaker, mens fig. 9C, som inkluderer refraksjon gjennom saltdomgrenser (salt dome boundaries), og som benevnes en solgt "proximity" vertikal seismisk profil, anvender en enkelt kilde og
20 flere mottakere, og fig. 9D, som inkluderer noen refleksjoner fra en forekomstgrense, og som benevnes en "walk above" vertikal seismisk profil, anvender flere kilder og mottakere. Som i det foregående, muliggjør det ledningstrådstyrte borerør, eller annen høyhastighets borestreng-telemetri, høyhastighetssynkronisering av nedhulls og opphulls tidsbestemmelsessignalet, kontroll om ønsket fra en opphulls prosessor, og høyhastighetsoverføring av loggedata og/eller regnemaskinbehandlede parametere til overflaten, noe som er spesielt nyttig når forholdsvis store mengder data er tilgjengelig fra akustisk og/eller seismisk logging.

Fig. 10 viser en logging-under-boring, LWD nukleær anordning som vist i US-Patent Re. 36,012, innlemmet heri som referanse, som anvender en akseleratorbasert kilde, idet det skal forstås at andre typer av nukleære LWD-verktøy og
30 som kan anvendes som LWD-verktøyet 120 eller del av en LWD-verktøyfølge 120. I fig. 10 er en borekrageseksjon 1040 vist omsluttende et rustfritt stålverktøy-chassis 1050 i fig. 4. I chassis 1054 er det til én side av dets lengdeakse (ikke

synlig i dette riss) en i lengderetningen forløpende slamkanal for å føre borefluidet nedover gjennom borestrengen. Eksentrisk til den andre side av chassiet 154 er en nøytronakselerator 1058, dens assosierte kontroll- og høyspennings-elektronikkpakke 1060 og koaksialt innrettet på linje i nær avstand anordnet detektor 1062. Den nær anordnede detektor 1064 er primært responsiv til akseleratorutgang med minimum formasjonsinnvirkning. Detektoren 1062 er omgitt, foretrukket på alle overflater bortsett fra inntil akseleratoren 1058, av en skjerm 1064 av kombinert nøytronmodererende-nøytronabsorberende materiale. Utgangen av nærdekteren 1062 anvendes for å normalisere andre detektorutganger for kildestyrkesvingninger. Lokalisert i lengderetningen inntil den nær anbrakte detektor 1062 er et flertall eller system av detektorer, hvorav 1066a og 1066d er vist i dette riss. Detektoren 1066a er baksideskjermet, som vist ved 1068a. Systemet inkluderer i det minste én og foretrukket mer enn to epitermiske nøytrondetektorer og minst én gammastråledetektor, representert i dette eksempel ved 1084, med skjerm 1086. Én eller flere termiske nøytrondetektorer kan også være inkludert. Det ovenfor anførte US-Patent Re 36,012 kan vises til for ytterligere detaljer. Detektorsignalene kan anvendes for blant annet å bestemme formasjonsdensitet, porøsitet og litologi. I den foreliggende utførelsesform, blir signaler som er representative for disse målinger fordelaktig overført med høy hastighet til jordens overflate via det ledningstråd-utstyrte borerør eller annet toveis borestreng-telemetrisystem herav, og kontrollsignaler fra overflaten blir også overført nedhulls med høy hastighet og med nøyaktighet.

Fig. 11 viser en utførelsesform av en type av anordning som er beskrevet i US patent 5,629,623 for formasjonsevaluering under boring ved bruk av pulset nukleærmagnetisk resonans (NMR) innlemmet heri som referanse, idet det skal forstås at andre typer av NMR/LWD-verktøy også kan anvendes som LWD-verktøyet 120 eller del av et LWD-verktøyfølge 120. Som beskrevet i '623-patentet omfatter en utførelsesform av én konfigurasjon av anordningen en modifisert borekrage med en aksiell rille eller sliss 1150 som er fylt med keramisk isolator, og inneholder radiofrekvens RF-antenne 1126, som er beskyttet av et ikke-magnetisk deksel 1146, og produserer og mottar pulset radiofrekvens RF elektromagnetisk energi. Lederne i RF-antennen er jordet ved én ende til borekragen. Ved den andre ende er lederne koplet til en RF-transformator 1156 via trykkgjennomførin-

ger 1152 og 1153. Transformatoren 1156 opprettholder en 180° faseforskjell mellom strømmene i diametrisk motsatte RF-ledere. En sylindrisk magnet 1122 produserer et statisk magnetfelt i formasjonene. RF-antennen kan også arrangere slik at selve boreklokragen produserer det oscillerende RF-magnetfelt. Det oscil-

5 lerende RF-magnetfelt, som eksiterer kjerner i substansene i formasjonene, er aksialt symmetrisk, for å lette måling under rotasjon av borestrengen. I den foreliggende utførelsesform blir signaler som er representative for disse målinger fordelaktig overført med høy hastighet til jordens overflate via det ledningstrådutstyrte borerør eller annet toveis borestreng-telemetrisystem herav, og kontrollsignaler fra

10 overflaten føres også nedhulls med høy hastighet og med nøyaktighet.

Fig. 12 er et forenklet diagram av en loggeanordning, av en type som er vist i US-patent 6,986,282, inkorporert heri som referanse, for å bestemme nedhulls-trykk inklusive ringromstrykk, formasjonstrykk og poretrykk, under en boreoperasjon, idet det skal forstås at andre typer av trykkmålende LWD-verktøy også kan

15 anvendes som LWD-verktøyet 120 eller del av et LWD-verktøyfølge 120. Anordningen er formet i en modifisert stabilisatorkrage 1200 som har en passasje 1215 som strekker seg derigjennom for borefluid. Strømningen av fluid gjennom verktøyet skaper et indre trykk P_I . Utsiden av borekragen er eksponert for ringromstrykket P_A i det omsluttende borehull. Differensialtrykket δP , mellom det indre trykk

20 P_I og ringromstrykket P_A , anvendes for å aktivere trykksammenstillingene 1210. To representative trykkmålingssammenstillinger er vist ved henholdsvis 1210a og 1210b, montert på stabilisatorblad. Trykksammenstillingen 1210a anvendes for å overvåke ringromstrykket i borehullet og/eller trykk av den omsluttende formasjon når den er posisjonert i inngrep med borehullsveggen. I fig. 12 er trykksammenstil-

25 lingen 1210a i ikke-inngrep med borehullsveggen 1201 og kan derfor om ønsket måle ringromstrykk. Når den beveges til inngrep med borehullsveggen 1201 kan trykksammenstillingen 1210a anvendes for å måle boretrykket i den omsluttende formasjon. Som det også ses i fig. 12, kan trykksammenstillingen 1210b sendes ut fra stabilisatorbladet 1214 ved bruk av hydraulisk kontroll 1225, for tettende inn-

30 grep med en slamkake 1205 og/eller veggen 1201 av borehullet for å ta målinger av den omsluttende formasjon. Det ovenfor anførte US-patent 6,986,282 kan refereres til for ytterligere detaljer. Kretssystemer (ikke vist i dette riss) kopler trykkrepresentative signaler til en prosessor/kontroller og en utgang av denne kan koples

til telemetri-kretssystemer som i den tidligere teknikk modulerer slampulser og i en utførelsesform av systemet for dette modulerer en bærer av borestrengens telemetrisystem. I den foreliggende utførelsesform blir signaler som er representative for disse målinger fordelaktig overført med høy hastighet til jordens overflate via
5 det ledningstrådutstyrte borerør eller annet toveis borestreng-telemetrisystem herav og kontrollsignaler fra overflaten føres også nedhulls med høy hastighet og med nøyaktighet.

Metoder er nylig blitt vist som anvender utstyr som henger ned fra en kabel for lateral presisjonsboring av et tilleggsborehull ved bruk av låsemekanismer, ekspanderende og sammentrekkende mekanismer, en elektrisk motor, en lateral
10 borestreng, en positiv fortrengningspumpe og en borkrone. Pumpen anvendes for å sirkulere fluid i det laterale borehull for å fjerne borkaks. Det kan refereres til PCT International Publication WO2004/072437, PCT International Publication WO2005/071208, PCT International Publication WO2006/010877 og US Patent
15 Application Publication 2005/0252688. I en utførelsesform herav anvendes et lateralt presisjonsboreverktøy på en borestreng i forbindelse med et borestreng-telemetrisystem.

P A T E N T K R A V

1. Fremgangsmåte for bruk i en operasjon for å bore et jordborehull ved bruk av: en borerigg (10), en borestreng (12), hvis øvre ende generelt kan forbindes mekanisk med og henge ned fra boreriggen (10), og en bunnhullssammenstilling inntil den nedre ende av borestrengen, idet bunnhullssammenstillingen (100) inkluderer en borkrone (105) ved sin nedre ende; hvor fremgangsmåten skal oppnå informasjon om i det minste én parameter avfølt ved bunnhullssammenstillingen (100), omfattende trinnene:
- 10 tilveiebringelse av i det minste én måleanordning (110, 120, 130) i bunnhullssammenstillingen (100), idet nevnte minste én måleanordning frembringer måledata som er representative for en målt betingelse ved bunnhullssammenstillingen;
- 15 tilveiebringelse av et opphulls prosessorsystem (4) ved jordens overflate;
- tilveiebringelse av et toveis borestreng-telemetrisystem forbundet med nevnte minst én måleanordning (110, 120, 130) og koplet sammen med nevnte opphulls prosessorsystem, idet toveis borestreng-telemetrisystemet omfatter ledningstrådutstyrte (kablede) borerør (180) i det minste i en del av borestrengen (12);
- 20 overføring av nevnte data fra nevnte måleanordning (110, 120, 130) til nevnte opphulls prosessorsystem (4) via nevnte borestreng-telemetrisystem; og
- tilveiebringe minst en nedhulls føler (204) i den ledningstrådutstyrte borerør del av borestrengen, idet nevnte minst én føler kommuniserer med den opphulls prosessor via ledningstrådutstyrte borerør (180).
- 25
2. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
- der den nevnte målte betingelse ved bunnhullssammenstillingen er en målt karakteristikk av jordformasjoner som omgir bunnhullssammenstillingen (100), og hvori det nevnte trinn med å tilveiebringe i det minste én måleanordning (110, 120, 130)
- 30 i bunnhullssammenstillingen (100) omfatter tilveiebringelse av en logging-underboring, LWD-anordning (120) i bunnhullssammenstillingen.

3. Fremgangsmåte ifølge krav 2,
der det nevnte trinn med å tilveiebringe en logging-under-boring, LWD-anordning (120) omfatter tilveiebringelse av en anordning selektert fra gruppen bestående av en resistivitetsmåleanordning, en rettet resistivitetsmåleanordning, en akustisk måleranordning, en nukleær måleanordning, en nukleærmagnetisk resonans, NMR-måleanordning, en trykkmåleanordning, en seismisk måleanordning, en bildedannende anordning og en formasjons-samplingsanordning.
4. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
der den nevnte målte betingelse ved bunnhullssammenstillingen er en målt bore-karakteristikk, og hvori det nevnte trinn med å tilveiebringe i det minste én måleanordning (110, 120, 130) i bunnhullssammenstillingen (100) omfatter tilveiebringelse av en måling-under-boring, MWD-anordning (130) i bunnhullssammenstillingen.
5. Fremgangsmåte ifølge krav 4,
der det nevnte trinn med å tilveiebringe en måling-under-boring, MWD-anordning (130) omfatter tilveiebringelse av en anordning valgt fra gruppen bestående av vekt-på-borkronen, WOB-måleanordning, en dreiemomentmåleanordning, en vibrasjonsmåleanordning, en støtmåleanordning, en fastsittings/slure ("stick slip") måleanordning, en retningsmåleanordning og en inklinasjonsmåleanordning.
6. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
der det nevnte trinn med å tilveiebringe minst én måleanordning (110, 120, 130) i bunnhullssammenstillingen (100) omfatter tilveiebringelse av et flertall måleanordninger i bunnhullssammenstillingen (100), idet nevnte flertall av måleanordninger produserer måldata som er representative for et flertall betingelser ved bunnhullssammenstillingen (100).
7. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
der det nevnte trinn med å tilveiebringe et toveis borestreng-telemetrisystem koplet med nevnte minst én måleanordning (110, 120, 130) og koplet med nevnte

opphulls prosessor (4) omfatter tilveiebringelse av en trådløs kopling (175) mellom nevnte borestreng-telemetrisystem og nevnte opphulls prosessor.

8. Fremgangsmåte ifølge krav 1,

5 der det nevnte trinn med å tilveiebringe et opphulls processorsystem omfatter tilveiebringelse av nevnte opphulls processorsystem ved en lokalitet i den generelle nærhet av boreriggen (10).

9. Fremgangsmåte ifølge krav 1,

10 der det nevnte trinn med å tilveiebringe et opphulls processorsystem (4) omfatter tilveiebringelse av nevnte opphulls processorsystem ved en lokalitet i avstand fra nevnte borerigg (10).

10. Fremgangsmåte ifølge krav 1,

15 der nevnte trinn med å tilveiebringe et toveis borestreng-telemetrisystem ytterligere inkluderer minst én seksjon av telemetrimedia, selektert fra gruppen bestående av elektriske kabelmedia, optiske kabelmedia og trådløse overføringsmedia.

11. Fremgangsmåte ifølge krav 1,

20 der hvert ledningstrådstyrt borerør (180) omfatter en tappende (332) og en induktiv kopler (331) med en ledende ring, en sokkelende (322) med en induktiv kopler (321) med en ledende ring, og minst én leder koplet mellom nevnte induktive koplere (321, 331) på nevnte tappende og sokkelende, hvorved tilstøtende borerør (180) er induktivt sammenkoplet ved deres gjensidig forbundne
25 tapp-til-sokkelender (322, 332).

12. Fremgangsmåte ifølge krav 11,

der nevnte trinn med å tilveiebringe det nevnte toveis borestreng-telemetrisystem omfatter tilveiebringelse av i det minste et repetisjonsdelsystem ved en skjøt
30 mellom borerørene (180).

13. Fremgangsmåte ifølge krav 11,
der nevnte seksjon av borestrengen (12) omfattende ledningstrådstyrte borerør
(180) omfatter en lengde ledningstrådstyrte borerør større enn omtrent 610 m
(2000 fot av) nevnte gjensidig forbundne borerør, uten noen repetisjonsdelsystem.
- 5
14. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
der nevnte trinn med å overføre nevnte data via nevnte i det minste en seksjon av
borestrengen omfatter overføring av nevnte data på en bærer med en frekvens på
mindre enn omtrent 500 kHz.
- 10
15. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
der nevnte trinn med å overføre nevnte data omfatter overføring av nevnte data i
en takt på minst 100 bits pr. sekund.
- 15
16. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
der den ytterligere omfatter trinnene ved overflateprosessoren (4) å produsere
kontrollsignaler og overføre nevnte kontrollsignaler til bunnhullssammenstillingen
(100) via nevnte toveis borestreng-telemetrisystem.
- 20
17. Fremgangsmåte ifølge krav 16,
der nevnte bunnhullssammenstilling (100) inkluderer et avviksbore-delsystem, og
hvor nevnte trinn med produksjon av kontrollsignaler ved overflateprosessoren
omfatter fremstilling av styrende kontrollsignaler.
- 25
18. Fremgangsmåte ifølge krav 16,
der det nevnte trinn med å frembringe kontrollsignaler ved overflateprosessoren
omfatter produksjon av kontrollsignaler i respons til nevnte måledata.
- 30
19. Fremgangsmåte ifølge krav 16,
der det nevnte trinn med å overføre nevnte kontrollsignaler til nevnte bunnhulls-
sammenstilling (100) omfatter overføring av nevnte kontrollsignaler til nevnte
bunnhullssammenstilling via nevnte borestreng-telemetrisystem i hovedsakelig
sanntid.

20. Fremgangsmåte ifølge krav 17,
der nevnte avviksbore-delsystem omfatter et roterbart styrbart system, og hvori
nevnte trinn med å frembringe kontrollsignaler ved overflateprosessoren omfatter
5 frembringelse av styrende kontrollsignaler for nevnte roterende styrbare system.
21. Fremgangsmåte ifølge krav 20,
der det nevnte trinn med å frembringe kontrollsignaler inkluderer frembringelse av
signaler som er en funksjon av målt dybde av bunnhullssammenstillingen (100).
10
22. Fremgangsmåte ifølge krav 17,
der nevnte avviksbore-delsystem omfatter et elektrisk lateralt boreverktøy, og hvori
nevnte trinn med å frembringe kontrollsignaler ved overflateprosessoren omfatter
frembringelse av styrende kontrollsignaler for nevnte elektriske laterale bore-
15 verktøy.
23. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
der den ytterligere omfatter trinnene med å tilveiebringe et overflate-grensesnitt
(35) mellom nevnte borestreng-telemetrisystem og nevnte overflateprosessor (4),
20 og tilveiebringe overflatemålefølere (204) i forbindelse med nevnte overflate-
grensesnitt, idet de nevnte overflatefølere omfatter minst én føler selektert fra
gruppen bestående av en temperaturføler, trykklføler, boreslamstrømningsføler,
støylføler, vibrasjonsføler, dreiemomentføler, akselerasjonsføler og rotasjonsføler.
24. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
25 der den ytterligere omfatter trinnet med å tilveiebringe et flertall fordelte nedhulls
følere (204) ved forskjellige lokaliteter i den ledningstrådutstyrte borerørde (180)
av borestrengen, idet de nevnte følere kommuniserer med nevnte opphulls
prosessor (4) via nevnte ledningstrådutstyrte borerør.
25. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
30 der den ytterligere omfatter trinnet med å tilveiebringe et overflategrensesnitt
mellom nevnte borestreng-telemetrisystem og nevnte overflateprosessor (4), idet

nevnte overflategrensesnitt inkluderer en roterende svivel som kopler elektriske signaler toveis mellom det roterende borestreng-telemetrisystem og en ikke-roterende komponent koplet med nevnte overflateprosessor.

5 26. Boresystem for boring av et jordborehull, systemet omfattende:

en borestreng (12) hvis øvre ende kan koples mekanisk med og henge ned fra en borerigg (10), og en bunnhullssammenstilling (100) inntil den nedre ende av borestrengen, idet bunnhullssammenstillingen inkluderer en borkrone (105) ved sin nedre nede;

10 minst én måleanordning (110, 120, 130) i bunnhullssammenstillingen (100), idet nevnte minste én måleanordning er operativ til å frembringe måledata som er representative for en målt betingelse ved bunnhullssammenstillingen;

et opphulls prosessorsystem (4) ved jordoverflaten;

15 et toveis borestreng-telemetrisystem koplet med nevnte minst én måleanordning (110, 120, 130) og koplet med nevnte opphulls prosessorsystem, idet toveis borestreng-telemetrisystemet omfatter ledningstrådutstyrte (kablede) borerør (180) i det minste i en del av borestrengen (12);

20 en sender for overføring av nevnte data fra nevnte måleanordning (110, 120, 130) til nevnte opphulls prosessorsystem (4) via nevnte borestreng-telemetrisystem; og

minst en nedhulls føler (204) i den ledningstrådutstyrte borerør del av borestrengen, idet nevnte minst én føler kommuniserer med den opphulls prosessor via ledningstrådutstyrte borerør (180).

25 27. System ifølge krav 26,

der den målte betingelse ved bunnhullssammenstillingen (100) er en målt karakteristikk av jordformasjoner som omgir bunnhullssammenstillingen, og hvori nevnte minst én måleanordning (110, 120, 130) i bunnhullssammenstillingen (100) omfatter en logging-under-boring, LWD-anordning (120) i bunnhullssammenstillingen.

30

28. System ifølge krav 27,
der nevnte logging-under-boring, LWD-anordning (120) omfatter en anordning
selektert fra gruppen bestående av en resistivitetsmåleanordning, en rettet
resistivitetsmåleanordning, en akustisk måleanordning, en nukleær måle-
5 anordning, en nukleær magnetisk resonans, NMR måleanordning, en trykkmåle-
anordning, en seismisk måleanordning, en bildedannende anordning og en
formasjons-samplingsanordning.
29. System ifølge krav 26,
10 der nevnte målte betingelser ved bunnhullssammenstillingen (100) er en målt
borekarakteristikk, og hvori nevnte minst ene måleranordning (110, 120, 130) i
bunnhullssammenstillingen (100) omfatter en måling-under-boring, MWD-
anordning (130) i bunnhullssammenstillingen.
- 15 30. System ifølge krav 29,
der nevnte måling-under-boring, MWD-anordning (130) omfatter en anordning
selektert fra gruppen bestående av en vekt-på-borkrone, WOB måleanordning, en
dreiemoment-måleanordning, en vibrasjons-måleanordning, en støtmåleanord-
ning, en fastsitting/sluremåleanordning, en retningsmåleanordning og en inkлина-
20 sjonsmåleanordning.
31. System ifølge krav 26,
der nevnte minst én måleanordning (110, 120, 130) i bunnhullssammenstillingen
(100) omfatter et flertall måleanordninger i bunnhullssammenstillingen (100), idet
25 nevnte flertall av måleanordninger er operative til å frembringe måledata som er
representative for et flertall betingelser ved bunnhullssammenstillingen (100).

1/12

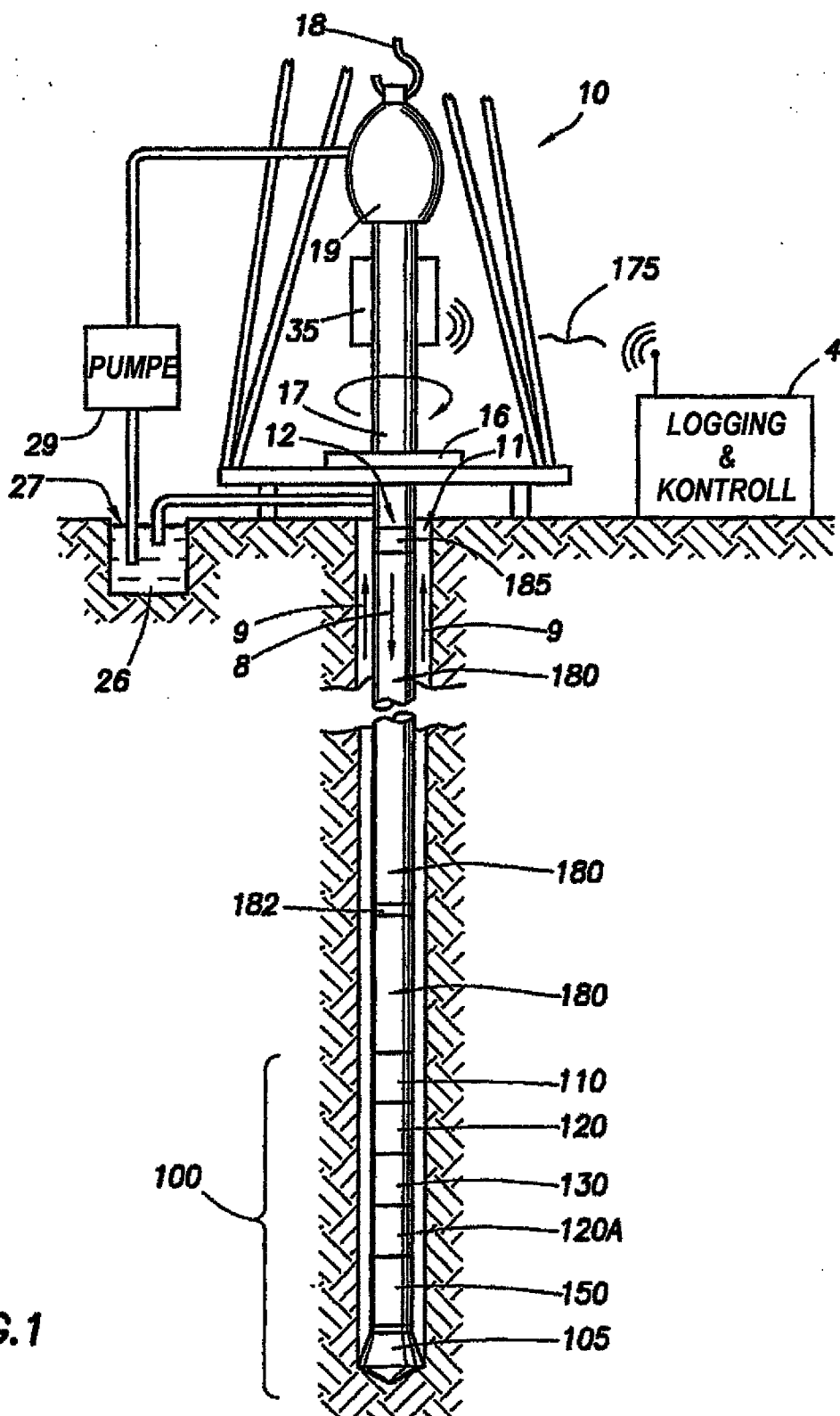


FIG. 1

2/12

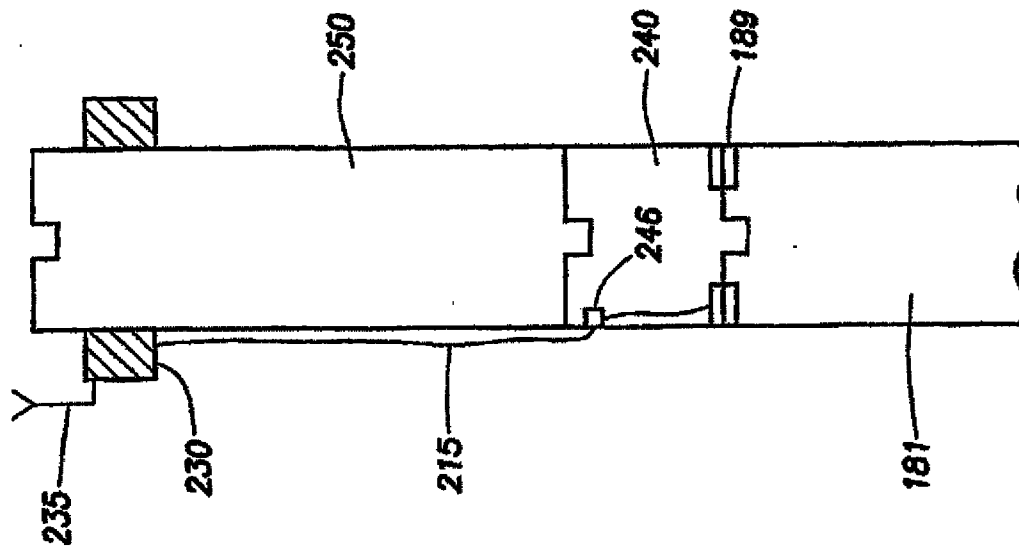


FIG. 2B

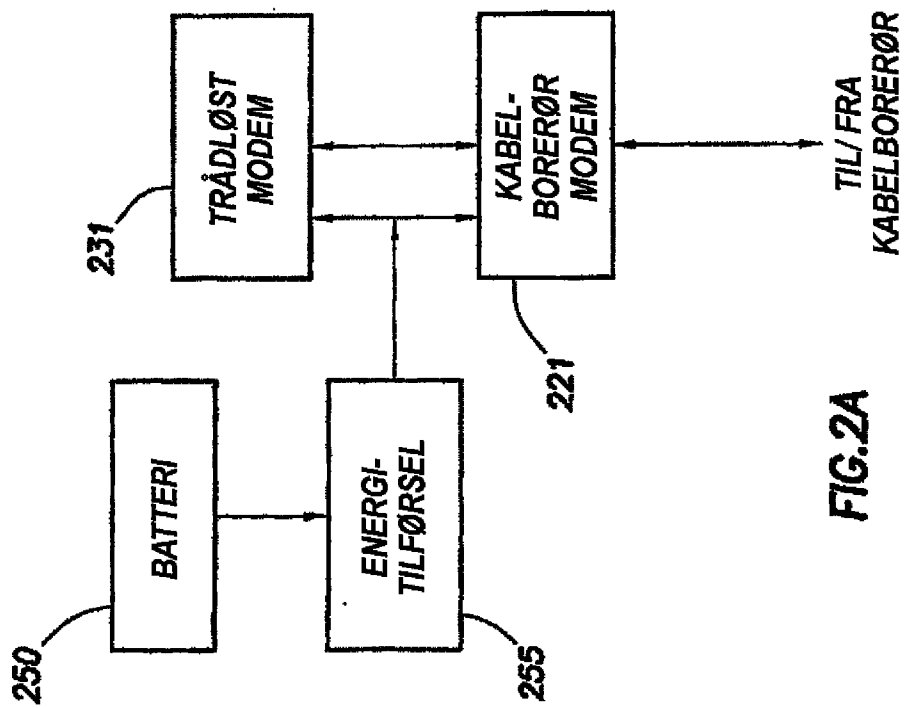


FIG. 2A

3/12

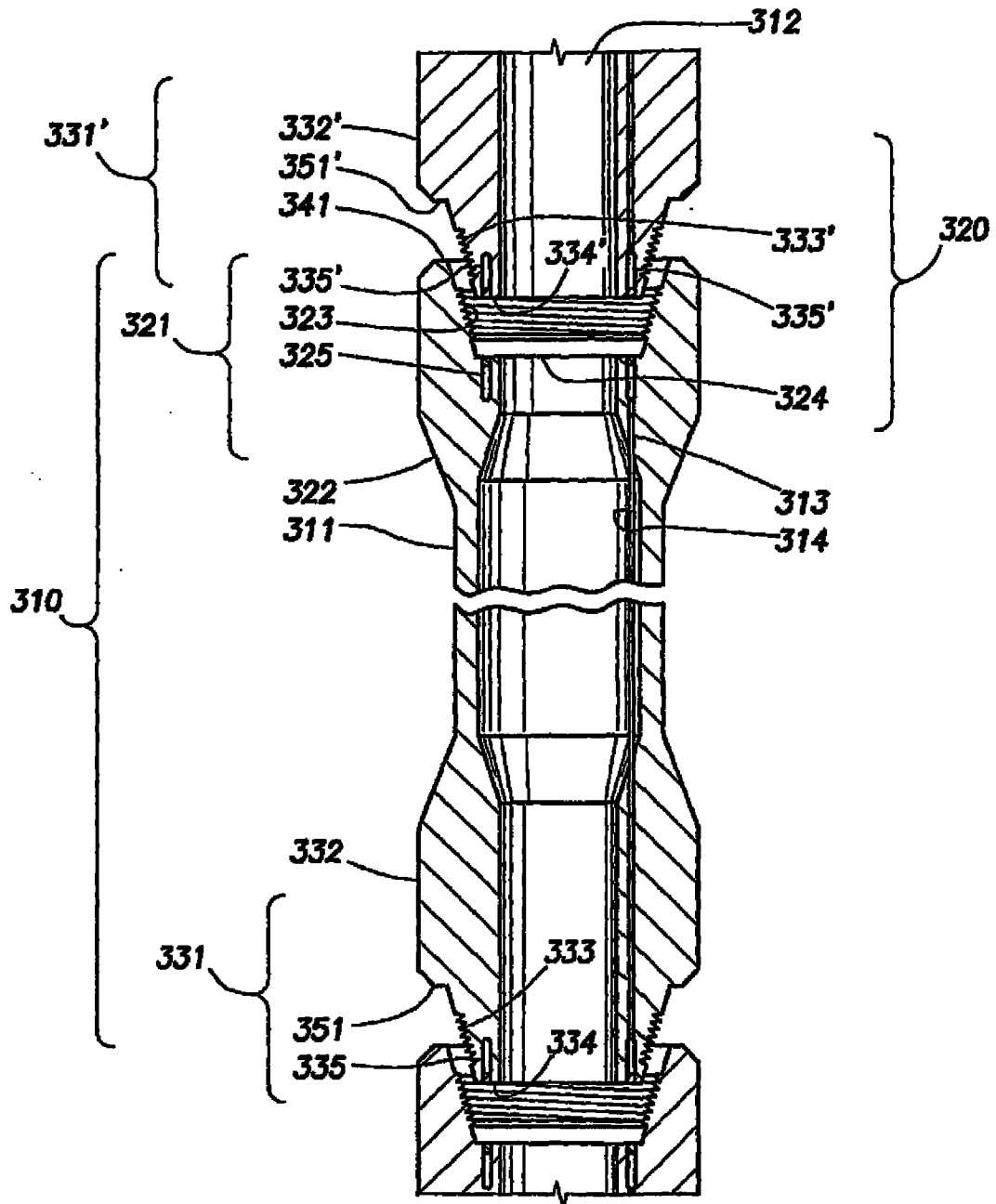


FIG. 3

4/12

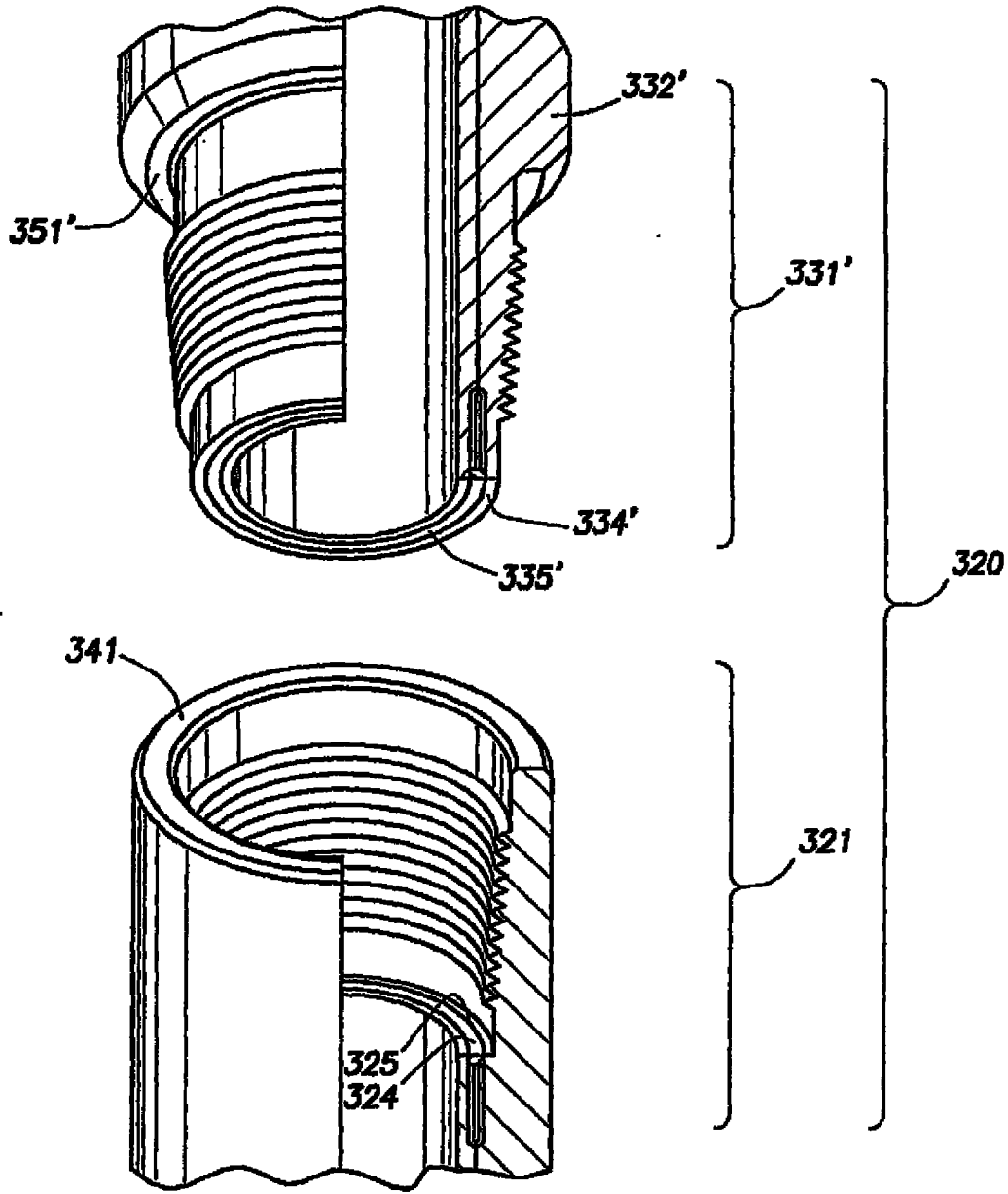


FIG. 4

5/12

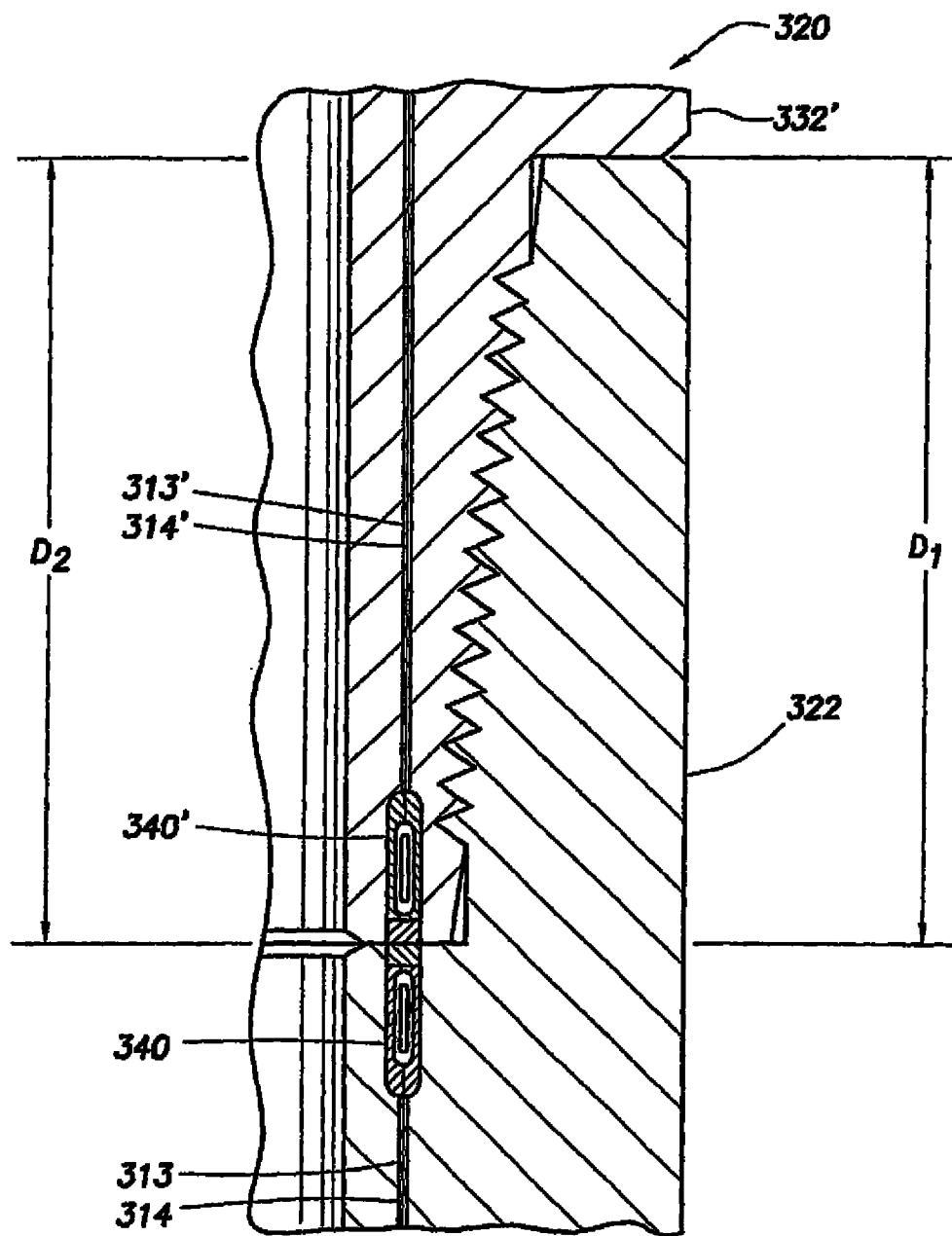


FIG.5A

6/12

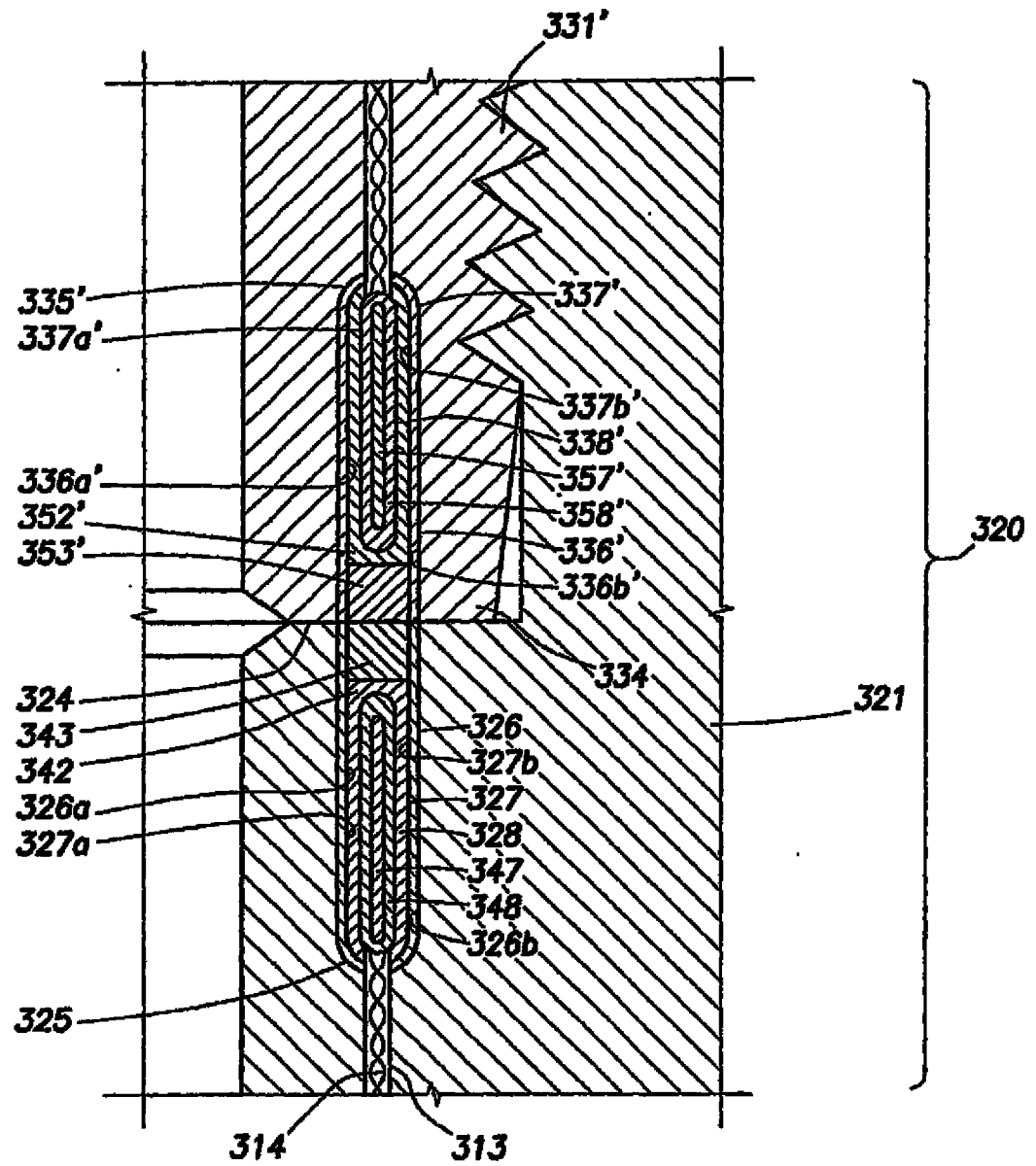


FIG. 5B

7/12

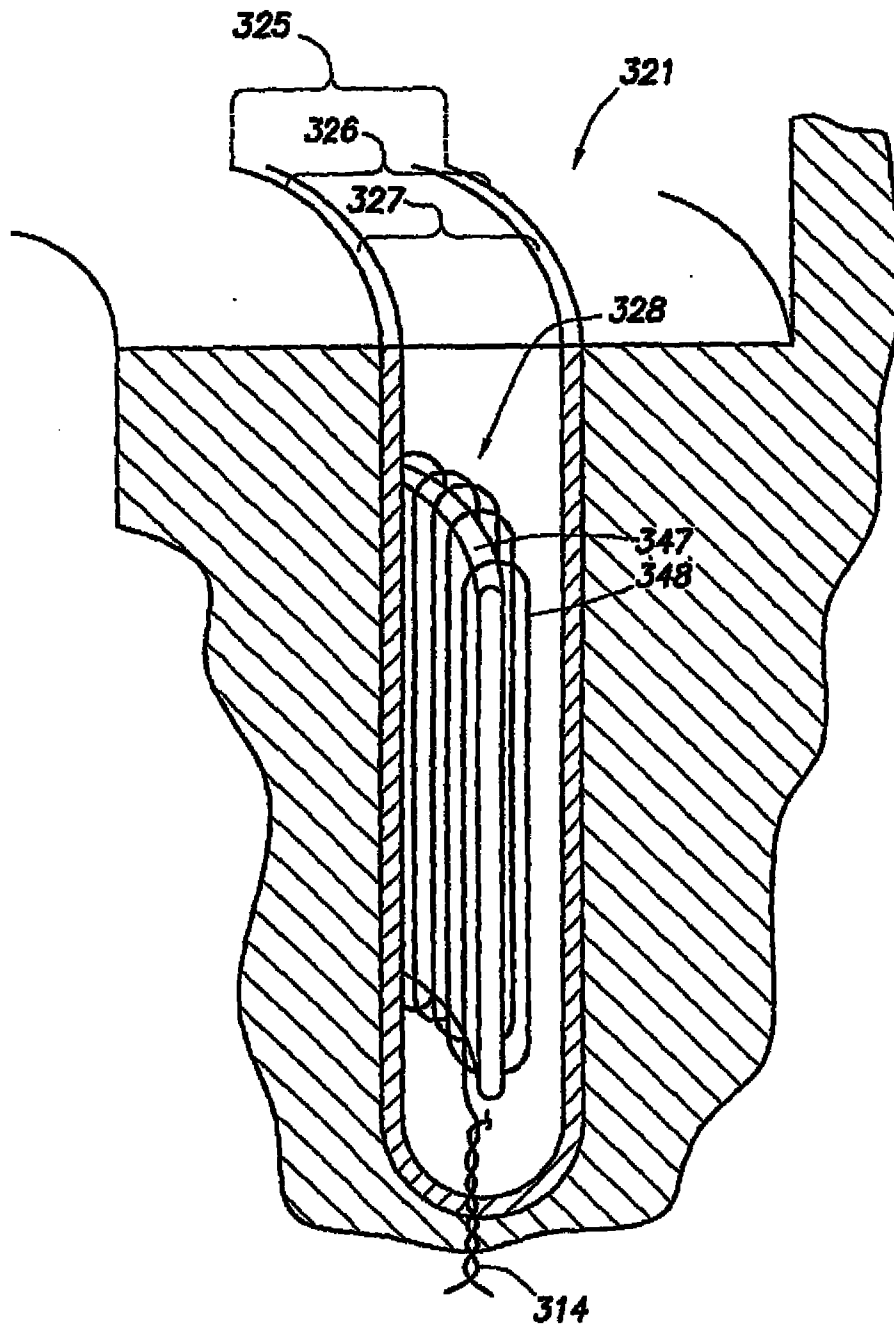


FIG. 5C

8/12

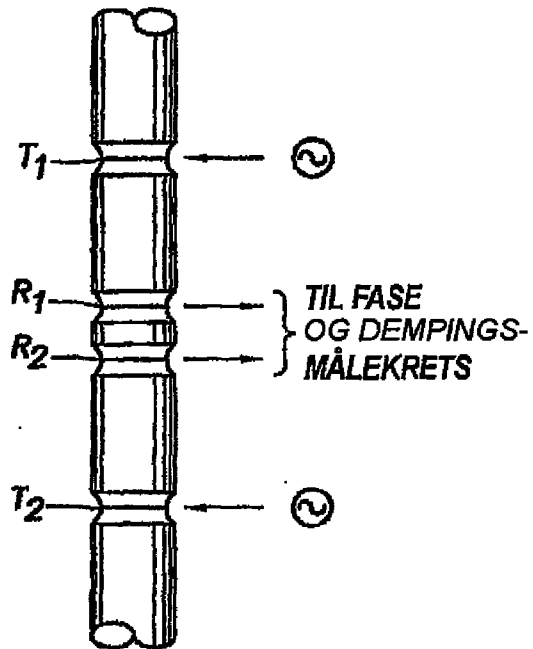


FIG. 6

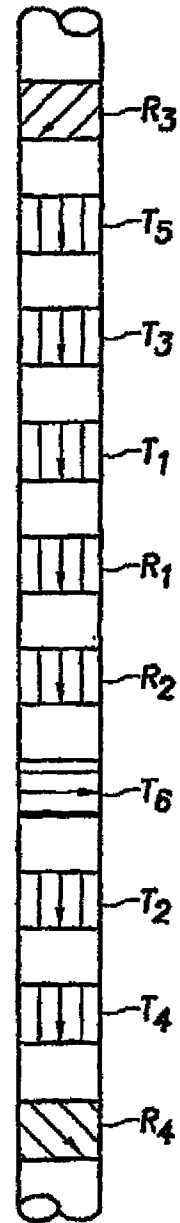


FIG. 7

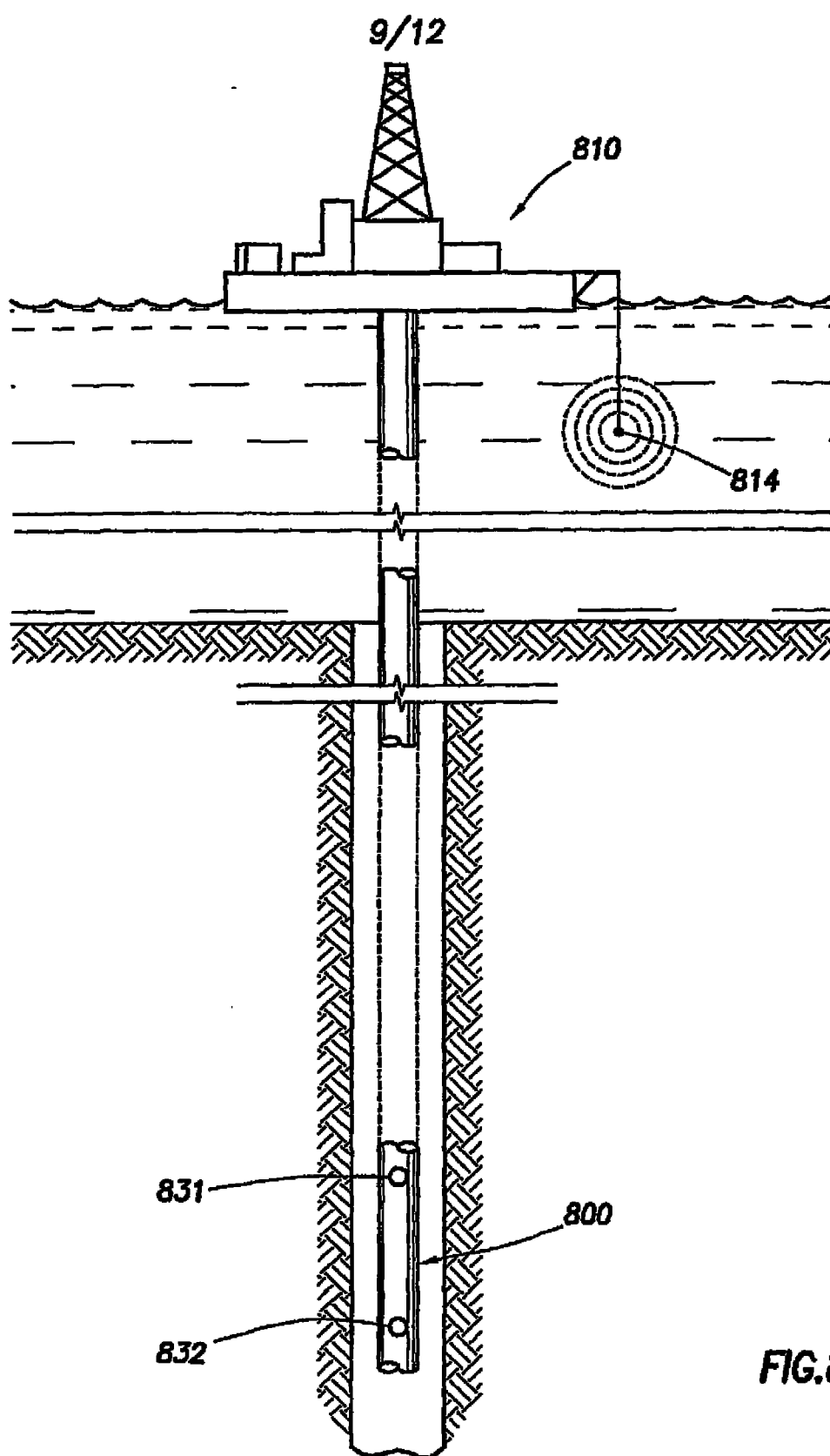
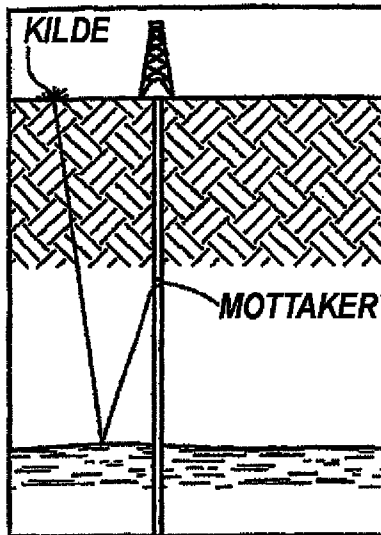
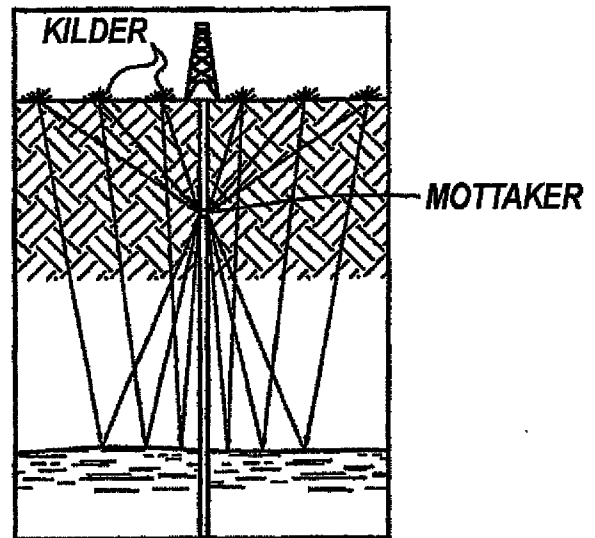
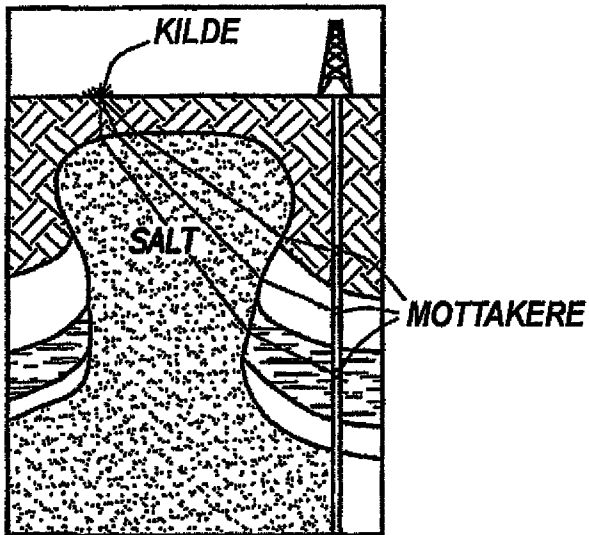
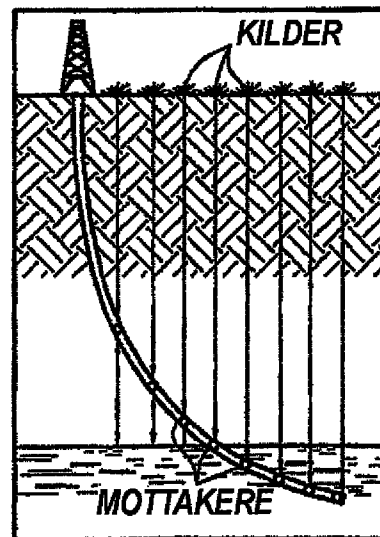


FIG.8

10/12

**FIG. 9A****FIG. 9B****FIG. 9C****FIG. 9D**

11/12

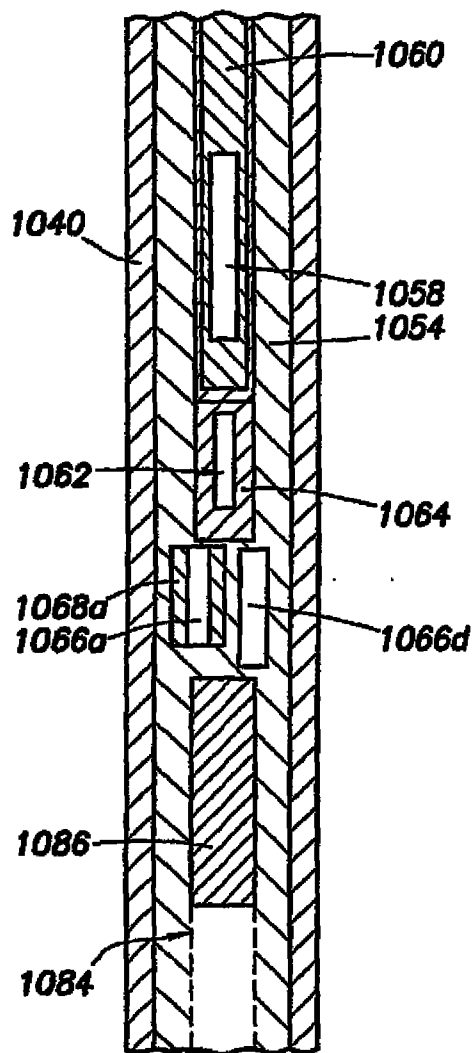


FIG. 10

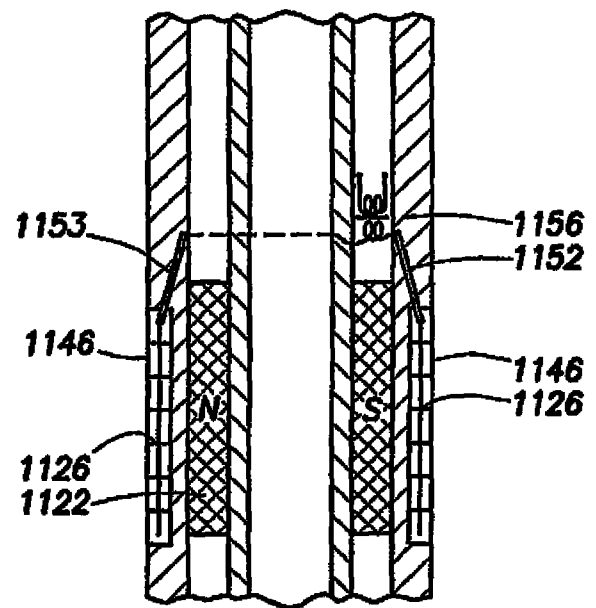


FIG. 11

12/12

