



(12) PATENT

(19) NO

(11) 337349

(13) B1

NORGE

(51) Int Cl.

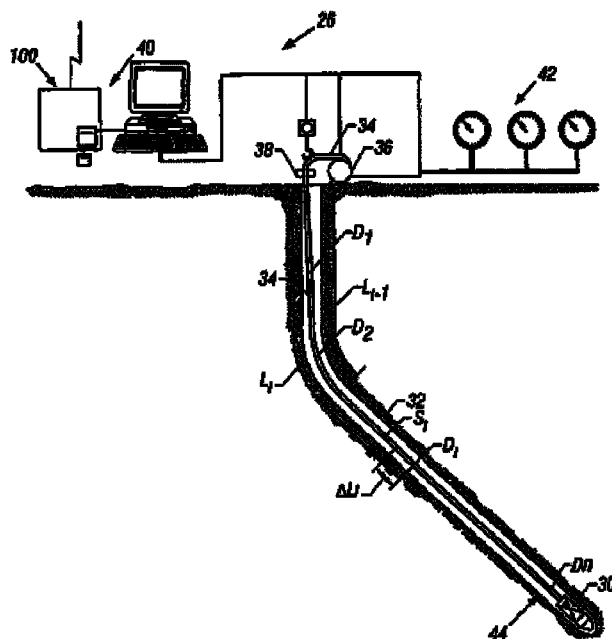
*G01B 21/02 (2006.01)*  
*E21B 47/022 (2012.01)*  
*E21B 47/04 (2012.01)*  
*G01B 5/00 (2006.01)*

## Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20033633	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	2002.02.11 PCT/US2002/04116
(22)	Inng.dag	2003.08.15	(85)	Videreføringsdag	2003.08.15
(24)	Løpedag	2002.02.11	(30)	Prioritet	2001.02.16, US, 269280 2002.02.08, US, 071279
(41)	Alm.tilgj	2003.10.15			
(45)	Meddelt	2016.03.21			
(73)	Innehaver	Halliburton Energy Services Inc, 10200 Bellaire Boulevard, US-TX77072 HOUSTON, USA			
(72)	Oppfinner	David E Rios-Aleman, 720-E Country Place, US-TX77079 HOUSTON, USA Haoshi Song, 3130 Summer Bay Drive, US-TX77478 SUGAR LAND, USA			
(74)	Fullmektig	Bryn Aarflot AS, Postboks 449 Sentrum, 0104 OSLO, Norge			

(54)	Benevnelse	<b>System og fremgangsmåte for lengdekorrigering</b>
(56)	Anførte publikasjoner	US 3490150 A US 4852263 A
(57)	Sammendrag	

En overflateprosessor utnytter en omgivelsesprofil for å bestemme underoverflatelengden av en rørledning som er anordnet i en borebrønn. Informasjon angående rørledningsegenskapene er lagret i en minnemodul for overflateprosessen. Omgivelsesprofilen omfatter data som gjelder omgivelsestilstandene i borebrønnen og driftsparametere for brønnutstyret. Overflateprosessen beregner rørledningens forlengelse eller lengdereduksjon som tilsvarer omgivelsesprofilen. Overflateprosessen kan gjenta denne prosess for å utvikle et målt dybdekart for en brønn. Loggeoperasjoner utført samordnet med beregningene av rørledningens lengden under brønnoverflaten gjør det mulig å samordne formasjonsdata med det målte dybdekartet.



## OPPFINNELSENS BAKGRUNN

### Oppfinnelsens område

Foreliggende oppfinnelse gjelder et system for å bestemme den utborede avstand mellom jordoverflaten og et punkt i en borebrønn. Nærmere bestemt gjelder foreliggende oppfinnelse et system som utnytter en prosessor som beregner den målte dybde basert på data som mottas fra overflatesensorer og nedhullsensorer, og i et annet aspekt gjelder foreliggende oppfinnelse en fremgangsmåte for å bruke en navlestrengørledning for å bestemme den utborede avstand mellom jordoverflaten og et punkt i borebrønnen. Nærmere bestemt angir foreliggende oppfinnelse en fremgangsmåte for å korrigere en overflatemålt lengde av en navlestrengørledning for å bestemme den underjordiske lengde av denne navlestrengørledning ved å bruke en omgivelsesprofil for å beregne lengdekorreksjoner. Enda nærmere bestemt gjelder foreliggende oppfinnelse en fremgangsmåte for å bruke temperaturforskjeller, trykkforskjeller og aksiale belastninger for å korrigere en overflatemålt lengde av en sammensatt kveilet navlestrengørledning for å bestemme den tilsvarende underjordiske lengdeutstrekning av denne navlestrengørledning.

### Oppfinnelsens bakgrunn

Vellykkede operasjoner for utvikling av hydrokarboner er ofte basert på en evne til å nøyaktig logge utboringsbanen for en borebrønn som strekker seg hundrevis eller til og med tusenvis av fot under jordoverflaten. Nøyaktige dybdemålinger kan spille en viktig, hvis ikke avgjørende rolle, under slike operasjoner for utvinning av hydrokarboner. Det skal nå henvises til fig. 1, hvor "målt dybde" (MD) er definert som en utboret avstand mellom et overflatepunkt  $P_0$  og påfølgende punkter  $P_1, P_2 \dots P_n$ . I motsetning til dette er den sanne vertikale dybde (TVD) avstanden mellom et punkt  $P$  og overflatepunktet  $P_0$  målt i et vertikalplan. Både MD og TVD er viktig for korrekt loggedata-korrelering. På grunn av at MD gir et grunnlag for referansepunkter langs en utboret borebrønn, er formasjonsegenskaper ofte satt i sammenheng med nøyaktige MD-logger. Ved hjelp av instrumenter for måling-under-utboring (MWD) kan slike formasjonsdata som gammastråling og resistivitet undersøkes mens en borebrønn utbores. Ved logging av MD i sammenheng med MWD-undersøkelser, kan formasjonsdata gis en gitt fysisk beliggenhet i forhold til borebrønnens utboringsbane. Så snart en borebrønn er blitt fullført, vil

en logg for denne borebrønn vise formasjonsegenskaper ved hver MD-verdi. Slike formasjonsdata kan anvendes for å bestemme hvilke formasjonslag som synes å inneholde hydrokarbonavsetninger. Det kan f.eks. være slik at brønnloggen indikerer at et gasslag vil foreligge i punkt  $P_{i-1}$ , mens et oljelag befinner seg i punkt  $P_i$  (en "produserende sone") mens et vannlag befinner seg ved punkt  $P_{i+1}$ . På grunn av at oljen er langt mer verdifull å utvinne enn gass, vil brønneiere ofte ønske å tømme oljelaget uten å forstyrre gassavsetningene på oversiden av oljen. Dette er i enda større grad tilfelle i forbindelse med vannlag da utvinning av vann sjelden eller aldri er lønnsom. Videre er det vanligvis meget uønsket å utilsiktet tømme et gasslag eller vannlag på grunn av at disse fluider har en tendens til å oversvømme en brønn i en slik grad at en slik brønn vil forbli ikke funksjonsdyktig inntil alt vann eller gass er blitt tatt ut fra brønnen. De iboende vanskeligheter i denne situasjon innebærer videre i mange tilfeller at en utvinnbar sone kan være mindre enn 50 fot i en borebrønn som kan ha en lengde på flere tusen fot. Det er derfor viktig at brønneiere tar opp brønnlogger som angir nøyaktig målte dybdeverdier for underjordiske formasjoner for det formål å kunne tømme en produserende sone uten å forstyrre inntilliggende lag.

Bestemmende myndigheter krever imidlertid ofte at brønneiere opprettholder detaljert formasjonsundersøkelsesinformasjon. Uønskede data vil kunne lede til utilsiktet overskridelse av reguleringsregler og vil da gjøre brønneiere til gjenstand for bøter eller andre straffetiltak. Nøyaktige MD-logger vil da gi brønneiere den informasjon som behøves for å tilfredsstille de regler som gjelder for boreaktiviteter.

Opptak av nøyaktige MD-logger er vanligvis en ganske enkel rett-frem-prosess for brønner som anvender borestrenger sammenstilt av vanlige stålrør eller kveilet stålrørledning. For vanlige stålrør vil de forskjellige skjøterørledd som danner rørstrengen være av kjent lengde. En operatør behøver således bare å holde rede på antallet skjøterørledd som danner rørstrengen. For eksempel under henvisning til fig. 1 kan det være slik at ett hundre skjøteledd, som hvert har en lengde på tretti fot, forløper mellom et punkt  $P_0$  og et punkt  $P_i$ , så vil MD ved punkt  $P_i$  være 3000 fot. Når en kveilet stålrørledning 20 anvendes så vil på lignende måte lengden av den kveilede stålrørledning 20, som er gitt ut fra en oppkveilings-trommel 22 på jordoverflaten, fastlegge da MD. Ofte blir lengden av den kveilede stålrørledning målt som en funksjon av antallet omdreininger som utføres av et

friksjonshjul (ikke vist), men lengden av den kveilede rørledning kan også måles ved hjelp av andre kommersielt tilgjengelige ledningsutleggingsinnretninger. Som angitt i fig. 1, kan da f.eks. en viser (ikke vist) på en spole 22 angi at 3000 fot kveilet stålrørledning 20 er blitt gitt ut mellom punktene  $P_0$  og  $P_i$ . Denne viser kan da  
5 angi en MD-verdi på 3000 fot i punkt  $P_i$ . Så lenge overflatemålingene utføres korrekt bør således i hver av de ovenfor angitte tilfeller MD-verdien også være nøyaktig. Det bør forstås at de eksempler som omtales bare er anskueliggjørende og på ingen måte representerer forventede dybdeverdier eller målenøyaktigheter.

Skjønt disse tidligere kjente MD-undersøkelsesteknikker kan være pålitelige  
10 for rørledninger utført av metall, slik som stål, vil imidlertid slike teknikker ikke gi nøyaktige loggerverdier for rørledninger utført i slike materialer som komposittmaterialer. Slike komposittmaterialer for kveilet rørledning er nærmere omtalt i en løpende patentsøknad med serienummer 09/081,961, som ble inngitt 20. mai 1998 og har tittelen "Well System", og som herved tas inn her som referanse. Rør-  
15 ledninger som ikke er fremstilt i metall, slik som komposittrørledninger, vil kunne være gjenstand for betraktelige lengdeforandringer på grunn av slike faktorer som temperatur, trykk og aksialbelastninger. Uheldigvis vil forhøyde temperaturer, høye driftstrykk og kompliserte trykk- og strekkbelastninger nesten alltid forekomme i borebrønnsomgivelser. En viss lengde av en kveilet komposittrørledning på jord-  
20 overflaten kan således bli gjenstand for utvidelse eller sammentrekning når den føres inn i en borebrønn. En overflatemålt lengde på en spole 22 kan således angi at f.eks. 3000 fot kveilet komposittrørledning er blitt gitt ut til punkt  $P_i$ . Vedkom-  
mende kveilede komposittrørledning kan imidlertid ha utvidet seg til en lengde på 3050 fot på grunn av de foreliggende borebrønnsstilstander. Følgelig kan den fak-  
25 tiske utborede dybde til punkt  $P_i$  være 3050 fot og ikke 3000 fot. En ukorrigert MD-logg kan da oppvise alvorlige problemer i forbindelse med senere arbeidsprosesser når slikt utstyr som perforeringsladninger blir trippet nedhulls for å frembringe uttrekk fra en produserende sone ved  $P_i$ . Da utstyret kjøres inn på en lednings-  
kabel eller annen innretning som ikke er gjenstand for samme grad av utvidelse,  
30 vil da ladningen bli innstilt ved 3000 fot istedenfor 3050 fot, og eventuelt da innenfor gasslaget ved  $P_{i-1}$ . Selv under påfølgende trippinger av kveilet rørledning for samme arbeidsoperasjon, kan faktisk nedhullsbetingelsene variere i en grad hvor det vil være vanskelig å korrelere logger for slike påfølgende trippeprosesser. På tross av kritisk behov for nøyaktige MD-logger, angir tidligere kjent teknikk ikke

system eller fremgangsmåter som er i stand til å korrigere overflatemålinger på rørledninger som er utført i materialer som deformeres når de utsettes for omgivelsesfaktorer.

5 Publikasjonen US 3490150 A beskriver systemer og fremgangsmåter for å bestemme posisjonen til et verktøy i en borebrønn.

### **KORT SAMMENFATNING AV VISSE FORETRUKNE UTFØRELSER**

Den foreliggende oppfinnelse vedrører en fremgangsmåte som omfatter å bestemme en underjordisk lengde av rørledning som er ført inn i et borehull og idet rørledningen har borefluid strømmende deri ved:

- (a) registrering av en overflatemålt lengde av rørledningen forut for innføringen,
- (b) modellering av rørledningen som flere avsnitt;
- (c) bestemmelse av en omgivelsesprofil spesifikk for hvert av de flere rørledningsavsnitt ved forskjellige dybder, hvor omgivelsesprofilen karakteriserer tilstander og belastninger iboende i underjordiske brønnoperasjoner ved de respektive dybder, og
- (d) beregning av rørledningens underjordiske lengde ved å korrigere den overflatemålte rørledningslengde på en avsnitt-for-avsnitt basis ved å ta hensyn til omgivelsesprofilen.

Den foreliggende oppfinnelse vedrører også et føringssystem for fremføring av et nedhullsredskap, omfattende:

- en rørledningsstreng med en ytterende med borefluid strømmende i rørledningsstrengen fra overflaten til ytterenden,
- 25 en bunnhullssammenstilling, koblet til rørledningsstrengens ytterende, hvor brønnhullssammenstillingen er innrettet for bæring av nedhullsredskapet,
- en sensorpakke montert nær inntil rørledningstrengens ytterende, hvor denne sensorpakken er konfigurert for å detektere borebrønn-omgivelsesdata,
- en rørlengdemålende teller anordnet for å måle overflatelengden av rørledningsstrengen forut for innføring,
- 30 flere sensorer på overflaten, hvor disse overflatesensorer er konfigurert for å detektere omgivelsesdata på overflaten,
- idet systemet er karakterisert ved at det videre omfatter:
  - en overflateprosessor konfigurert for:

å motta den angitte overflatelengde av rørledningsstrengen og de angitte omgivelsesdata fra borebrønnen og overflaten,

å modellere rørledningen som flere avsnitt,

5 å anvende de angitte borebrønn-omgivelsesdata for å bestemme en omgivelsesprofil spesifikk for hvert av de flere rørledningsavsnitt ved forskjellige dybder, hvor omgivelsesprofilen karakteriserer tilstander og belastninger iboende i underjordiske brønnoperasjoner ved de respektive dybder, og

10 å beregne en underjordisk lengde av rørledning ved å korrigere overflatelengde av rørledningsstrengen på en avsnitt-for-avsnitt basis ved å ta hensyn til omgivelsesprofilen,

idet systemet er videre karakterisert ved at føringssystemet fremfører nedhullsredskapet basert på den beregnede underjordiske lengde av rørledning.

Ytterligere utførelsesformer av fremgangsmåten og føringssystemet fremgår av de uselvstendige patentkrav.

15 Det beskrives et system og fremgangsmåte for å bestemme en underjordisk lengde av rørledninger utført i materialer som deformeres når de utsettes for visse omgivelsesfaktorer. Den underjordiske lengde av rørledningen representerer generelt den målte dybde. For en brønn med en kveilet komposittrørledning som lik en navlestreng forløper fra jordoverflaten til en bunnhullssammenstilling i borebrønnen, vil en utførelse av foretrukket system omfatte en overflateprosessor, 20 overflatesensorer, nedhullssensorer samt telemetrisystem. Overflateprosessoren omfatter programvare som bestemmer en omgivelsesprofil for rørledningen ved bruk av omgivelsesdata som tas opp ved hjelp av nedhulls- og overflatesensorer. Ved å anvende denne omgivelsesprofil på den overflatemålte lengde av navlestrengrørledningen, vil datamaskinprogramvaren være i stand til å beregne den 25 underjordiske lengde av navlestrengrørledningen.

En utførelse av programvaren omfatter en minnemodul, en overvåkningsmodul og en beregningsmodul. Beregnede verdier, som data som har sammenheng med rørledningsegenskapene, brønnens utboringsbane og andre konstante 30 verdier, lagres da i minnemodulen. Overvåkningsmodulen mottar informasjon om temperatur, trykk og spenning, samt brønnundersøkelsesverdier fra nedhulls- og overflatesensorer via telemetrisystemet. Beregningsmodulen bestemmer lengden av den underjordiske navlestrengrørledning ved uttrekk av relevant informasjon fra minnemodulen og overvåkningsmodulen. En foretrukket beregningsmodul be-

stemmer navlestrengørledningens lengdeforandringer på grunn av temperaturforskjeller, hydrauliske trykkforskjeller og aksiale belastninger på navlestrengørledningen.

Andre utførelser av foreliggende oppfinnelse omfatter logging-under-  
5 utboring (LWD) ved hjelp av utstyrspakker som drives i sammenheng med det foretrukne system. LWD-utstyrspakken logger formasjonsegenskaper slik som gammastråling og resistivitet. Et foretrukket system kopler den loggede formasjonsdatainformasjon sammen med den beregnede underjordiske rørledningslengde. I enda en annen utførelse blir foreliggende oppfinnelse anvendt i sammenheng med en fôringskrave eller innretning for rørskjøtlokalisering som frembringer en nøyaktig lengdemåling av den avstand som tilbakelegges i et fôret parti av en borebrønn. Målingene fra fôringskravens rørskjøtlokalisering eller en lignende måleinnretning anvendes da for å fastlegge eller kalibrere målingene i samsvar med foreliggende oppfinnelse.

15 Foreliggende oppfinnelsesgjenstand omfatter således en kombinasjon av særtrekk og fordeler som gjør det mulig å overvinne de forskjellige problemer som foreligger ved tidligere kjente måleanordninger. De forskjellige karakteristiske trekk som er beskrevet ovenfor så vel som andre særtrekk vil umiddelbart erkjennes av fagkyndige etter gjennomlesing av den følgende detaljerte beskrivelse av foretrukne utførelser i henhold til oppfinnelsen under henvisning til de vedføyde tegninger.

### **KORT BESKRIVELSE AV TEGNINGENE**

For en mer detaljert beskrivelse av de foretrukne utførelser i henhold til foreliggende oppfinnelse skal det nå henvises til de vedføyde tegninger, hvorpå:

25 fig. 1 er en skjematisk skisse som viser en brønn med en avvikende utboring gjennom en underjordisk formasjon,

fig. 2 er en skjematisk skisse som viser system for dybdemåling og konstruert i samsvar med en foretrukket utførelse av foreliggende oppfinnelse,

30 fig. 3 er et blokkskjema som angir en foretrukket lengdekorreksjonsmetode som anvendes i sammenheng med dybdemålingssystem som er fremstilt i samsvar med en foretrukket utførelse av foreliggende oppfinnelse,

fig. 4 er et blokkskjema som angir en foretrukket rutine for å omforme en overflatemålt lengde til en referanselengde som anvendes i sammenheng med den foretrukne lengdekorreksjonsmetode,

fig. 5 er en skisse som viser et snitt gjennom et eksempel på en seksjon av en rørledning som transporterer borefluid, og

fig. 6 viser en skisse som angir et forstørret avsnitt som eksempel på en rørledning som befinner seg under aksial belastning.

5

### DETALJERT BESKRIVELSE AV DEN FORETRUKNE UTFØRELSE

De foretrukne utførelser omfatter et system og en fremgangsmåte for å utlede en nøyaktig målt dybdeverdi (MD) ved å korrigere en målt lengde av en rørformet kanal som er anordnet i en brønn. I henhold til en foretrukket utførelse av foreliggende oppfinnelse frembringes denne MD-verdi ved å korrigere en overflatemåling av lengden av en rørformet enhet, slik som en kveilet komposittrørledning, ved å ta hensyn til aksial deformasjon på grunn av en omgivelsesprofil i brønnen. Uttrykket "omgivelsesprofil" gjelder da de forskjellige omgivende brønntilstander og belastninger som påføres av brønnutstyr langs brønnens utboringsbane. Disse omgivelsestilstander og belastninger er da iboende i underjordiske brønnoperasjoner. Uttrykket "rørledning" slik det anvendes i det følgende vil da gjelde et hvilket som helst rørformet legeme som er gjenstand for lengdeforandringer når det utsettes for omgivelsesfaktorer. Videre vil uttrykkene "rørledning", "kveilet rørledning", og "navlestreng" bli brukt slik at de kan utveksles med hverandre. Det skal nå henvises til fig. 2, hvor en bunnhullssammenstilling (BHA) 30 er vist i en utboret borebrønn 32. En navlestreng 34 i form av en kveilet komposittrørledning strekker seg fra en rørledningsspole 36 frem til BHA 30. Etter hvert som BHA 30 vandrer fremover gjennom brønnboringen 32, utføres MD-avlesninger for å bestemme beliggenheten av BHA 30. En første dybde hvorved en MD-verdi tas opp angis da som en dybdeverdi  $D_1$ , mens et annet sted hvor en MD-avlesning blir tatt er angitt som en dybde  $D_2$ , etc. Under utboringen vil den tilnærmede fysiske beliggenhet av BHA til enhver bli tid angitt som en dybdeverdi  $D_n$ . Denne dybde  $D_n$  representerer da en løpende beliggenhet for BHA 30, mens dybdeverdiene  $D_1$  til og med  $D_{n-1}$  representerer tidligere beliggenheter for BHA 30.

For bedre å kunne beskrive utnyttelsen av foretrukne utførelse, vil et dybdepunkt bli angitt som en dybdeverdi  $D_i$ . Dybdeverdien  $D_i$  representerer da et hvilket som helst punkt mellom dybdeverdien  $D_1$  og dybdeverdien  $D_n$  langs en borebrønns utboringsbane. Den overflatemålte lengde av den navlestrengrørledning 34 som er gitt ut til en dybde  $D_i$  angis da som  $L_i$ . Denne lengde  $L_i$  bestemmes vanlig-

30

vis av et friksjonshjul (ikke vist) som roterer i inngrep med en kveilet rørledning når den drives ut nedover i borehullet. Den overflatemålte lengde  $L_i$  tilsvarer imidlertid ikke alltid den sanne utboringsdybde ved en dybdeverdi  $D_i$ . Omgivelsesprofilen for brønnen kan da ha brakt navlestrengørledningen 34 til å forlenges eller å trekkes  
 5 sammen. Den underjordiske lengde av navlestrengørledningen 34 vil således være den overflatemålte lengde  $L_i$  pluss den foreliggende grad av sammentrekning eller forlengelse.

Det skal nå atter henvises til fig. 2, hvor det er vist at foretrukket system 26 for å korrigere den målte dybde til også å angi den faktiske utborede dybde omfat-  
 10 ter en datamaskin 40, overflatesensorer generelt angitt ved henvisningstallet 42, nedhullssensorer generelt angitt ved henvisningstallet 44, samt nedhulls telemetrisystem (ikke vist). De sensorer som er omtalt her er velkjent i industrien. Disse sensorer vil følgelig da bare bli omtalt ganske kort og er for øvrig vist skjematisk i fig. 2. Fortrinnsvis omfatter overflatesensorene 42 en strømningsmåler og en  
 15 trykkomformer på en boreslampumpe (ikke vist), en temperaturføler, en spenningsmåler på en rørledningsinjektor 38, en sensor for utmatet lengde, slik som et friksjonshjul (ikke vist) ved oppkveilingsspolen 36 og et viskometer. Nedhullssensorene 44 nær inntil BHA 30 omfatter fortrinnsvis en trykkomformer, en temperatursensor, en spenningssubb, en helningssensor og en asimutsensor.

Omformeren 40 omfatter en minnemodul (ikke vist) og en beregningsmodul  
 20 (ikke vist). Minnemodulen omfatter en undersøkelsesfil (ikke vist). Denne undersøkelsesfil er fortrinnsvis strukturert til å lagre slike data som temperatur, asimut og helning for brønnboringen i en bestemt dybde  $D_i$ . Et eksempel på innholdet i en undersøkelsesfil kan således omfatte en dybdeverdi ( $D$ ), en asimutverdi ( $azi$ ), en  
 25 helningsverdi ( $inc$ ) og en temperaturverdi ( $Te$ ). Undersøkelsesfilen er fortrinnsvis organisert for å lagre data ved periodiske dybdeintervaller (f.eks. etter hvert intervall på tyve fot).

Datamaskinen 40 mottar data ved manuell innføring eller over kommunikasjonsforbindelser til nedhulls- og overflatesensorer. Nedhulls telemetrisystem (ikke  
 30 vist) kommuniserer avlesninger fra nedhullssensorer 44 til datamaskinen 40. Overflatemålte parametere, slik som pumpe-mengdestrøm, pumpetrykk, slamdensitet ("slamvekt") og overflatetemperatur kan avleses manuelt og legges inn i datamaskinen 40. Alternativt kan datamaskinen 40 være direkte forbundet med overflatesensorer som måler disse parametere. Andre parametere, slik som boreslam-

densitet, borebrønnsgeometri og rørledningsgeometri blir fortrinnsvis lagt inn manuelt i datamaskinen 40. Målinger som gjelder diameter av åpent hull blir fortrinnsvis lagt inn automatisk. I begge tilfeller vil datamaskinen 40 skrive inn de påkrevde data i minnemodulen.

5 Det skal nå henvises til fig. 2 og 3, hvorav det vil fremgå at for å finne en målt dybdeverdi (MD) ved dybdenivået  $D_i$ , så vil beregningsmodulen i datamaskinen 40 omfatte en foretrukket korreksjonsmetode 100 som tar med i beregningen av lengdeforandringer på grunn av én eller flere av de følgende faktorer, nemlig varmeutvidelse, trykkforskjell, hydraulisk strømning og strekk/trykk (f.eks. aksiale belastninger). Fremgangsmåten 100 bruker en første rutine 110 for å beregne en referanselengde  $RL_j$  og en andre rutine 120 for å bestemme korreksjonslengden for å fastlegge MD. Referanselengden  $RL_j$ , nemlig en teoretisk "basislinje"-lengde som vil bli omtalt nedenfor, blir fortrinnsvis beregnet med forut bestemte tidsintervaller (f.eks. hvert 30. sekund). Dybdenivået  $D_i$ , som angir en spesiell beliggenhet langs brønnboringen, blir fortrinnsvis beregnet med forutbestemte avstandsmellomrom (f.eks. hver tyvende fot).

Referanselengden  $RL_j$  angir et forutbestemt og vilkårlig referansepunkt hvorfra beregninger av målt dybde kan utføres. Kveilet rørledning på overflaten er forut for innføring allerede utsatt for slike faktorer som omgivelsestemperatur (f.eks. temperaturer i luft og borefluid) samt borefluidets hydrauliske trykk. Den kveilede rørledning kan også være utsatt for aksiale krefter (spenning) som kan påføres av et antall elementer som omfatter injektordrift, strippeenhet samt trekkenhet og vekten av rørledningen og BHA. Disse omgivelsesfaktorer vil ofte forandres under betjeningsoperasjoner i brønnen og derved forlenge eller forkorte lengden av den rørledning som er ført inn i brønnutboringen. To seksjoner av kveilet rørledning vil således, skjønt de har samme lengde når de utsettes for samme omgivelsesprofil, trenge et dybdehjul til å angi forskjellige overflatemålte lengder  $L_j$  hvis det foreligger forskjeller mellom omgivelsesfaktorene når disse to seksjoner av kveilet rørledning føres inn i brønnutboringen. Rutine 110 nedsetter til et minimum de feil som forårsakes av variasjoner i omgivelsesfaktorene på jordoverflaten ved å omforme samtlige overflatemålte lengder  $L$  til teoretiske referanselengder  $RL$ .

Det skal nå henvises til fig. 4, hvor det er vist en foretrukket rutine 110 for å omforme en overflatemålt lengde  $L_j$  til en tilordnet referanselengde  $RL$ . Referanse-

lengden  $RL_j$  angir den beregnede lengde av et gitt avsnitt  $S$  av en kveilet rørledning ved en referanseomgivelsesprofil (f.eks. ved 72 grader F, ingen aksialbelastning, intet hydraulisk trykk påført av borefluid). Lengdeforandringer  $\Delta L_T$ ,  $\Delta L_P$  og  $\Delta L_F$ , blir beregnet i prosesstrinnene henholdsvis 112, 113 og 114 og summert for å oppnå en verdi  $CL_j$ , nemlig en korrigert lengdeforskjell, i trinn 116. Disse lengdeforandringer skriver seg da fra forskjeller i temperatur, trykk og aksiale belastninger mellom overflateverdiene og referanse-omgivelsesprofilene. For trinn 112, kan  $T_j$  være temperaturen i luft, borefluid eller en hvilken som helst annen varme/kjølekilde som kan påvirke den kveilede rørledning. I trinn 113 er den totale trykkforskjell som erfares av rørledningen, hvilket vil si systemtrykkfallet under vedkommende målepunkt. I trinn 114, representerer  $F_j$  den aksiale kraft som påføres på den kveilede rørledning slik den måles av en spenningsverdimåler på overflaten. Referanselengden  $RL_j$  blir beregnet i trinn 118 ved å summere lengdeforskjellen  $CL$ , referanselengden for det forutgående avsnitt ( $LR_{j-1}$ ), og forskjellen mellom de overflatemålte lengder av to påfølgende kveilede rørledningssegmenter ( $L_j - L_{j-1}$ ). De andre aspekter ved beregningene i fig. 3, slik som materialkonstanter (f.eks.  $E$ ) vil bli nærmere omtalt nedenfor.

Det skal nå henvises tilbake til fig. 3, hvor det ved foretrukket korreksjonsmetode 100 beregnes de samlede lengdeforandringer som forårsakes av temperatur  $\Delta L_{Te}$ , trykk  $\Delta L_P$  og aksial belastning  $\Delta L_F$  i rutinen 120. Eksempler på summeringsligninger for lengdeforandring på grunn av temperatur, trykk og aksial belastning (strekk) er vist henholdsvis i blokkene 122, 124 og 126. Som det vil fremgå, benyttes i de eksempelvis angitte ligninger en endelig elementanalyse for å bestemme lengdeforandringer av navlestrengørledningen 34. Dette vil si at navlestrengørledningen 34 er modellert som bestående av et antall avsnitt som er fastlagt ved dybdeverdiene  $D_i$  i undersøkelsesfilen. For således å bestemme lengden av et avsnitt  $S_i$  f.eks. mellom dybdeverdiene  $D_i$  og  $D_{i-1}$ , vil rutinen 110 referere til de innlagte dybdeverdier i undersøkelsesfilen som tilsvarer disse punkter (f.eks.  $D_i$  og  $D_{i-1}$ ). I trinn 130, blir disse lengdeforandringer lagt til referanselengden  $RL$  for å fastlegge den gjeldende målte dybde  $MD_n$  eller  $D_n$ .

Det skal fremdeles henvises til fig. 3, hvor blokken 122 angir et eksempel på summering for å finne den totale varmeforlengelse  $\Delta L_{Te}$  i et dybdenivå  $D_n$ . Denne summering omfatter lengdeforandringer på grunn av temperaturforskjeller

for avsnittene  $S_1$  til og med  $S_n$ . For avsnittet  $S_i$  beregnes f.eks. lengdeforandringen  $\Delta L_{Tei}$  ved å bruke temperaturen i dybdenivået  $D_i$  og som er angitt som  $Te_i$ , referanseomgivelsesprofilens temperatur  $Te_0$  (f.eks. 72°F), den termiske varmeutvidelseskoeffisient  $\alpha$  for rørledningsmaterialet og lengden av snittet  $S_i$  ( $D_i - D_{i-1}$ ).

5 Ved disse varmeforlengelsesberegninger brukes både data i sanntid og data som er lagret i minnemodulen. For segmentet  $S_n$  angir nedhullssensorene 44 nær inntil BHA 30 temperaturen i dybdenivået  $D_n$ . For de øvrige avsnitt blir temperaturene i punktene  $P_1$  til og med  $P_{n-1}$  lagret i minnemodulens undersøkelsesfil og tas ut under beregningene av lengdeforandring.

10 Den foretrukne korreksjonsmetode 100 av hensyn til det forhold at varmeforlengelseskoeffisienten  $\alpha$  for komposittmaterialer forandres med temperaturen. Sammenhengen mellom  $\alpha$  og temperatur angis vanligvis av fremstilleren av rørledningsmaterialet og kan i ethvert tilfelle for øvrig bestemmes ved bruk av empiriske data som er funnet eksperimentelt ved bruk av metoder som vil være velkjent  
15 innenfor fagområdet. Fortrinnsvis omfatter datamaskinens minnemodul en oppslagstabell som korrelerer temperaturen  $T_e$  med en tilsvarende varmeutvidelseskoeffisient  $\alpha$ . Det bør bemerkes at blokk 122 bruker en undersøkelsesfil-inngang for  $D_n$ . Dybden for denne inngang er ikke tilgjengelig. Denne dybde må følgelig anslås under henvisning til den tidligere dybdeavlesning.

20 Det skal fremdeles henvises til fig. 3, hvor blokk 124 viser et eksempel på summering for å finne den totale forlengelse  $\Delta L_P$  ved dybdenivået  $D_n$  på grunn av trykkforskjeller. Trykkforskjeller i navlestrengørledningen 34 innfører en aksial deformering som forårsaker en forandring av rørledningens lengde. Det skal nå henvises til fig. 5, hvor borefluid 142 er vist å strømme nedhulls gjennom rørledningen 34 og videre opphulls gjennom et ringformet rom 144 som dannes mellom  
25 navlestrengørledningen 34 og borehullets vegg 146. Trykket  $P_i$  i navlestrengørledningen 34 er vanligvis større enn trykket  $P_a$  i ringrommet 144. Trykkforskjellen  $\Delta P$  er da forskjellen mellom trykket  $P_i$  inne i navlestrengørledningen 34 og trykket  $P_a$  i ringrommet. En positiv trykkforskjell  $\Delta P$  vil da ha en tendens til å utvide navlestrengørledningen 34 i radial retning. Radial utvidelse av navlestrengørledningen  
30 34 vil da forårsake en lengdereduksjon av navlestrengørledningen 34. Prosedyrer for beregning av lengdeforandringer forårsaket av trykkforskjeller på rørformede legemer vil være velkjent innenfor fagområdet. De beskrevne beregninger er føl-

gelig bare angitt for å anskueliggjøre generelle betraktninger ved utførelse av slike beregninger.

Trykkforskjellen  $\Delta P$  for segmentet  $S_i$  blir beregnet ved å bruke kommersielt tilgjengelige modelleringsanvendelser/programvare for hydraulisk fluid. Det skal nå  
5 henvises til fig. 3 og 5, hvor det er angitt at det i beregninger av trykkforskjeller  $\Delta P$  typisk inngår målt densitet av borefluidet (kjent som "slamvekt"), pumpetrykk, nedhullstrykk ved BHA, borefluidets viskositet, diameteren av borebrønnen ( $D_w$ ), ytterdiameteren av navlestrengørledningen 34 ( $D_{ot}$ ) og innerdiameteren av navlestrengørledningen 34 ( $D_{it}$ ). Det bør bemerkes at  $D_w$  enten kan være diameteren  
10 av borebrønnen 32 eller innerdiameteren av en ferdigstillingsfôring for utboringen (ikke vist) og som er sementert inn i borebrønnen 32. Det bør også bemerkes at en fôring 155 kan være installert inne i navlestrengørledningen 34. I et slikt tilfelle vil  $D_{it}$  være innerdiameteren av den innerste fôring. Beregningen av trykkforskjell utnytter fluidmekaniske løsninger som vil være velkjent innenfor fagområdet. Videre vil programvare-programmer som utfører slike beregninger være tilgjengelige fra  
15 mange forskjellige kommersielle kilder.

Fortrinnsvis vil en differensialtrykksensor (ikke vist) ved BHA 30 bli brukt for å kontrollere nøyaktigheten av trykkforskjellberegningene. Det vil erkjennes at de  
20 ovenfor beskrevne beregninger vil frembringe trykkforskjellverdier for hvert avsnitt av den kveilede navlestrengørledning 34, innbefattet for avsnittet  $S_n$  som ligger nær inntil BHA 30. Trykkfallet for avsnittet  $S_n$  vil således kunne sammenlignes med sensoravlesningen for BHA-trykkforskjellen. Hvis faktiske og beregnede trykkforskjellsverdier ligger innenfor foreskrevne toleranser, så vil det være sannsynlig at  
25 modelleringsligningene for hydraulisk fluid på pålitelig måte vil være i stand til å forutsi fluidstrømningen inne i den kveilede navlestrengørledning 34. Hvis det foreligger betraktelig forskjell mellom de beregnede og målte verdier, så kan et annet sett av fluidstrømningsmodellerende ligninger (f.eks. i henhold til effektlov, Bingham, Herschel-Buckley, i henhold til Newton) bli brukt for å beregne trykkforskjeller. Beregningsmodellen kan faktisk programmeres til å i rekkefølge gå gjennom  
30 et antall hydrauliske modelleringsprogrammer for det formål å finne det modelleringsprogram som gir den beregnede trykkforskjellsverdi for avsnittet  $S_n$  som best tilsvarer den målte trykkforskjell for avsnittet  $S_n$ .

Ved bruk av den beregnede trykkforskjell  $\Delta P$ , kan en krympe-spenning  $\sigma$  som tilsvarer trykkforskjellen  $\Delta P$  for avsnittet  $S_i$  finne ut i fra trykkforskjellen  $\Delta P$  og rørledningens geometri.

$$\sigma_{\text{HOOP}} = \frac{(D_{it})\Delta P}{2W_{th}}$$

5

Denne beregning krever typisk innerdiameteren av rørledningen 34 ( $D_{it}$ ) samt rørledningens veggtykkelse  $W_{th}$ . Når en fôring er installert inne i navlestrengørledningen 34, så vil  $D_{it}$  være innerdiameteren av den innerste fôring. Deretter blir en aksial deformasjon beregnet ved bruk av ringbåndsspenningen  $\sigma$ :

10

$$\varepsilon_{\text{lat}} = -\nu \frac{\sigma_{\text{HOOP}}}{E}$$

Aksial forlengelse  $\varepsilon$  beregnes delvis ved bruk av den kveilede rørlednings egenskaper. Det vil være kjent at komposittmaterialets materialeegenskaper kan forandres med temperaturen. På grunn av at temperaturen i borebrønnen 34 kan variere dramatisk, så vil verdiene av Youngs modul og Poisson-forholdet være fastlagt ved vedkommende omgivelsestemperatur. Datamaskinens minnemodul kan da f.eks. omfatte en oppslagstabell som korrelerer Youngs modulus og Poissonsforholdet med temperaturen. Med disse faktorer tatt i betraktning vil lengdeforandringen på grunn av trykkforskjell bli fastlagt ved summering av de enkelte lengdeforandringer for segmentene  $S_i$  til  $S_n$ .

Det skal nå henvises til fig. 6, hvor det er angitt flere faktorer som kan påvirke strekket i det eksempelvis angitte rørledningsavsnitt  $S_i$ , nemlig massen av rørledningsavsnittet  $S_i$ , strømmingen av borefluid i rørledningsavsnittet  $S_i$ , glidefriksjonskraften  $F_s$ , overflatefriksjonskrefter  $F_{in}$ ,  $F_{ann}$ , og de belastninger som forårsakes av trekraft eller injeksjon. I henhold til den foretrukne fremgangsmåte 100 beregnes den spenning som forårsakes av de forskjellige faktorer for det avsnitt av kveilet rørledning som ligger nærmest overflaten og derpå beregnes forandringer i spenningen for hvert påfølgende element.

30

Den rørledningsmasse som er fastlagt av eksempelavsnittet  $S_i$  har en driftsvekt  $W_b$  som induserer en spenningsforandring i navlestrengørledningen 34. Vekten  $W_b$  av rørledningen beregnes ut i fra volumet av rørledningsavsnittet  $S_i$ . Opp-

drift må tas med i betraktningen på grunn av at navlestrengørledningen 34 er nedsenket i borefluid. Et eksempel på ligning for bestemmelse av den kraft  $F_w$  som kan tilskrives  $W_b$  er da som følger:

$$F_w = \frac{-W_b \cos\left(\frac{inc_i + inc_{i-1}}{2}\right)}{\cos\left(\frac{inc_i - inc_{i-1}}{2}\right)}$$

Verdiene for  $inc$  tas fra innlagte verdier i undersøkelsesfilen i minnemodulen. Det vil erkjennes at den ovenfor angitte ligning tar med i beregningen ikke-vertikale borebrønner.

Det skal fremdeles henvises til fig. 6, hvorfra det vil fremgå at det borefluid som strømmer nedover gjennom navlestrengørledningen 34 og oppover i borehullet gjennom det ytre ringrom inducerer trekkrefter på overflatene av navlestrengørledningen 34. Den trekraft som forårsakes av det borefluid som strømmer gjennom navlestrengørledningen 34 har en tendens til å frembringe en strekkspenning i navlestrengørledningen 34 og er betegnet ved  $F_{bore}$ . Den trekraft som forårsakes av det borefluid som strømmer gjennom det ytre ringrom har en tendens til å indusere en trykkraft i navlestrengørledningen 34 og betegnes da som  $F_{ann}$ . De fluidtrekkrefter  $F_{bore}$  og  $F_{ann}$  kan da beregnes ved bruk av kjent fluidmekanikkmodellering. Eksempler på beregninger for å bestemme trekkreftene basert på trykkforskjeller langs en gitt overflate og de overflateområder hvorpå disse trykkforskjeller virker kan da være som følger:

$$F_{ann} = \frac{\pi}{4} OD(HoleOD - OD_{tubing})(\Delta P_{ann})$$

$$F_{bore} = \frac{\pi}{4} ID^2(\Delta P_{tubingbore})$$

Friksjonskraft  $F_f$  motsetter seg glidebevegelsen av den kveilbare navlestrengørledning 34 av komposittmateriale. I tillegg til den normale komponent av  $W_b$ , vil den spenning som påføres det kveilbare rørledningsavsnitt og frembringe differensialtrykk også bidra til normalkraften, eller sidekraften (RSF), som har

sammenheng med friksjonskraften  $F_f$ . Sidekraften RSF har en helningskomponent SFI og en asimutkomponent SFA. Beregninger kan f.eks. være som følger:

$$\begin{aligned}
 5 \quad SFI &= W_b * \sin(\text{inc}) - 2(F_{i-1} - \frac{\pi}{4} ID^2 (dP_i)) * \sin(\frac{\text{inc}_i - \text{inc}_{i-1}}{2}) - \Delta F_{i-1} * \sin(\frac{\text{inc}_i - \text{inc}_{i-1}}{2}) \\
 SFA &= (2 * (F_{i-1} - \frac{\pi}{4} ID^2 (dP_i)) * \sin(\frac{\text{azi}_i - \text{azi}_{i-1}}{2}) + \Delta F_{i-1} * \sin(\frac{\text{azi}_i - \text{azi}_{i-1}}{2})) * \sin(\text{inc}_i) \\
 RSF &= \sqrt{SFI^2 + SFA^2}
 \end{aligned}$$

Som det vil fremgå, tar SFI hensyn til vekten av den kveilede rørledning ( $W_b$ ),  
 10 trykkforskjellen ( $dP$ ) samt spenningsforandringen ( $\Delta F_{i-1}$ ). SFA tar i betraktning trykkforskjellen ( $dP$ ) og spenningsforandringen ( $\Delta F_{i-1}$ ). Friksjonskraften  $F_f$  er ganske enkelt RSF multiplisert med friksjonskoeffisienten  $\mu$ :

$$F_f = \text{tmf} * \mu * RSF$$

15

På grunn av at retningen av friksjonskraften  $F_f$  avhenger av bevegelsen av den kveilbare komposittrørledning, blir en tripp-modusfaktor (tmf) brukt for å tildele den korrekte positive eller negative verdi til  $F_f$ . Hvis den kveilbare navlestrengørledning 34 blir trukket nedover, så blir tmf tildelt en positiv verdi (f.eks. +1) for å angi  
 20 at denne friksjonskraft har en tendens til å nedsette spenning. Hvis den kveilede navlestrengørledning 34 blir skjøvet opphuls, så vil tmf bli tildelt en negativ verdi (f.eks. -1) for å angi at friksjonskraften nå har en tendens til å nedsette trykkraft.

Spenningsverdiene kan anvendes for å bestemme den totale spenningsforandring for kveilede rørledningsavsnitt  $S_i$ :

25

$$F_i = F_{i-1} + F_w + F_f - F_{\text{bore}} + F_{\text{ann}}$$

De ovenfor angitt beregninger utføres for hvert avsnitt  $S_i$ . For det innledende sett av beregninger blir friksjonskoeffisienten  $\mu$  fortrinnsvis gitt en antatt verdi  
 30 for friksjonskoeffisienten i brønnen. Etter at denne første gjentakelsesprosess er fullført, så vil den beregnede spenningsverdi for avsnittet  $S_n$  (hvilket vil si  $F_n$ ), nem-

lig det avsnitt av den kveilbare rørledning som ligger nærmest inntil BHA, sammenlignet med den spenningsverdi som måles av spenningssubben nær inntil BHA. Hvis den beregnede og den målte spenningsverdi begge ligger innenfor en spesifisert toleranse, så antas verdien for  $\mu$  å være en rimelig anslått verdi for  
 5 brønnboringens friksjonskoeffisient. Hvis den beregnede spenningsverdi ikke kan godtas, så vil  $\mu$  bli revidert og spenningsberegningene gjentas da for samtlige kveilede rørledningsavsnitt. Denne prosess fortsetter inntil de beregnede og målte spenningsverdier ligger rimelig nær hverandre.

Endelig blir den beregnede verdi for  $F_i$  anvendt for å beregne  $\Delta L_F$ :

10

$$\Delta L_F = \frac{1}{A} \sum_{i=1}^n F_i * \frac{(D_i - D_{i-1})}{E}$$

I drift vil således den første rutine for datamaskinens beregningsmodul periodisk beregne referanselengder RL som BHA og tilsluttet kveilbar navlestrengørledning 34 som forløper gjennom en borebrønn. Når BHA når et forut fastlagt dybdeintervall, så vil den andre rutine av beregningsmodulen utføre en endelig elementmodellanalyse av den kveilede navlestrengørledning 34 i borebrønnen. Ved bruk av målte og beregnede omgivelsesfaktorer, vil så den andre rutine beregne det målte dybdenivå for BHA. Beregningsmodulen rapporterer den målte dybde og  
 15 oppdaterer minnemodulens undersøkelsesfil med hensyn til dybde, temperatur og borebrønnens orienteringsdata.

Systemet 100 kan være innrettet for å motta data enten ved manuell tilførsel eller ved direkte kommunikasjonsforbindelser med overflate og nedhullssensorer. Overflatesensorer som måler slike parametere som overflatemålt rørledningslengde, pumpemengdestrøm, pumpetrykk, opphekket belastning og overflatetemperatur, kan da direkte tilføres en datamaskin ved bruk av kjente kommunikasjonsmidler. Viskositet og "slamvekt" for borefluidet kan varieres for å tilpasses utboringarbeidene. Skjønt viskositet og "slamvekt" kan direkte føres inn i datamaskinen, antas variasjoner av disse å være mindre hyppige og de vil da være bedre  
 25 egnet for manuell innlegging. I tillegg kan nedhullssensorer som måler spenning, temperatur og trykk være forbundet med datamaskinen over telemetrisystem ved bruk av ledningsføring innleiret i rørledningens vegger. Slike parametere som bo-

30

rebrønnsgeometri og den kveilbare rørledningsgeometri blir fortrinnsvis lagt inn manuelt i datamaskinen. Det bør forstås at ingen spesiell rekkefølge er nødvendig i den prosess som går ut på tilførsel og uttrekk av data. Heller vil det ikke være noen bestemt sekvens som er nødvendig i beregningene av underjordiske rørv-  
5 snittslengder. I den utstrekning sensorinformasjonen blir direkte matet inn i data- maskinen, kan denne datamaskinen omfatte en overvåkningsmodul som tar opp data fra brønnoverflaten og fra nedhullssensorer.

Det foretrukne system 100 kan også være utlagt med andre dybdemålings- innretninger. Innretninger som kan lokalisere skjøtepartier eller kraver i førede bo-  
10 rebrønner kan frembringe nøyaktige dybdemålinger. Lokaliseringsinnretninger for brønnføringskraver og andre lignende innretninger er omtalt i en løpende patent- søknad med serienr. 09/286,362 inngitt 5. april 1999, og som herved tas inn som referanse for alle formål. Under utbedringsarbeider kan en BHA vandre gjennom et omfang av en føret borebrønn før det dannes et nytt lateralt uttappingshull eller  
15 en borebrønn fra et brønnsparpunkt. En føringskrave-lokalisator eller lignende innretning kan brukes for avgjørende måling av den underjordiske rørlednings- lengde mellom overflaten og brønnsparpunktet. Denne fastlagte lengde kan da sammenlignes med den beregnede lengde av rørledningen for å kalibrere brønn- sensorer eller modifisere beregningsmetodene.

I en annen utførelse kan det foretrukne system og/eller tilsvarende frem-  
20 gangsmåte anvendes etter at en brønn er blitt utboret. Det kan f.eks. bestemmes at hydrokarbonavleiringer befinner seg i en målt dybde  $D_i$ . For å kunne utføre ar- beidsoperasjoner, slik som en perforering i målt dybdenivå  $D_i$ , kan en kveilbar komposittrørledning slippes nedhulls for å tilføre de redskaper som behøves for å  
25 perforere borebrønnen i et dybdenivå  $i$ . Kveilbar komposittrørledning som er trip- pet nedhulls kan da være gjenstand for samme brønnboringsbetingelser og drifts- parametere som forårsaker rørførlengelse under utboring. Det foretrukne system vil således kunne anvendes for å korrigere den målte overflatelengde  $L$  for det formål å fremføre redskaper til den fastlagte dybde  $D_i$ . I denne utførelse blir det  
30 foretrukne system brukt som et ledningsverktøy.

I enda andre utførelser kan det foreliggende lengdekorrigerende system og tilsvarende fremgangsmåte utnyttes som et tredimensjonalt (3D) styringssystem. Forut for brønnkonstruksjonsaktiviteter utfører operatører typisk tallrike geologiske studier av lovende underjordiske formasjoner. Seismisk utprøving, brønnlogging

og andre reservoarbeskrivende teknikker blir brukt for å identifisere og fastlegge hydrokarbonreservoarer. Slik utprøving kan antyde at en tredimensjonal brønnutboringsbane kan maksimere en borebrønns tilgang til en hydrokarbonavsetning og/eller gjennomskjære to eller flere hydrokarbonavleiringer eller lag. For å frembringe en tredimensjonal brønnboring, blir først en slik tredimensjonal brønnutboringsbane først utviklet basert på den informasjon som kan utledes fra kjente reservoarbeskrivelsesteknikker. Den tredimensjonale brønnboringbane blir så digitalt kartlagt og ført inn i en minnemodul i en datamaskin for generelle formål. Under utboringsarbeidene kan den sanne målte dypde som fastlegges ved lengdekorreksjonsmetoden i samvirke med asimut- og helningsmålinger utført av BHA-sensorer, sammenlignes med den digitalt kartlagte tredimensjonale brønnutboringsbane. Hvis BHA-orienteringen og -beliggenheten ikke er i samsvar med den ønskede tredimensjonale brønnutboringsbane, så kan korrigerende tiltak treffes.

Det foretrukne system 100 kan også tilpasses til å frembringe en anvisning av rørledningens glidebevegelse. Som tidligere forklart, vil en trekkenhet ved BHA 30 dra rørledningen gjennom borebrønnen. "Låsing" finner ofte sted når den kveilbare rørledning opphører å gli glatt inne i borebrønnen. Kveilbare rørledninger begynner typisk å bukte seg som en bølge eller på sinusaktig måte. Hvis dette ikke rettes på vil den kveilede rørledning utbuktes i skrueform, nemlig en meget verre tilstand som kan kreve betraktelig etterarbeide for å korrigeres. I andre tilfeller kan den kveilbare rørledning bli opphengt på et kne i borehullet eller andre hindringer i borebrønnen. En fremgangsmåte for å utlede en tidlig anvisning av rørlednings-"låsing" omfatter overvåking av friksjonskoeffisienten  $\mu$  mellom rørledningen og borebrønnen. En uventet eller dramatisk forandring av friksjonskoeffisienten  $\mu$  kan varsle en operatør om slike tilstander i borebrønnen. Ved således å beregne og logge friksjonskoeffisienten vil således en operatør ha tilgang til en fremgangsmåte for å overvåke den kveilede rørledningsintegritet i sanntid eller nesten sanntid. En automatisert sikkerhets-nedkopling kan videre aktiveres i det tilfelle friksjonskoeffisienten overskrider en forutbestemt verdi.

Det bør forstås at de beskrevne ligninger og beregninger bare er ment å utgjøre eksempler. Disse ligninger og tilhørende beskrivelse har bare som hensikt å anskueliggjøre visse betraktninger i forbindelse med utledning av løsninger for å forutsi spenningen i navlestrengørledningen 34. En vanlig fagkyndig på området vil lett forstå de fluid- og faststoff-mekanismer som har sammenheng med bestem-

melse av spenningsberegninger. Videre vil en fagkyndig på område erkjenne at visse aspekter ved de beskrevne beregninger kan omfatte tilnærming eller ekstra polering av beregnede eller målte data.

5 Det vil også forstås at den foreliggende korreksjonsmetode og tilhørende system angir en foretrukket ingeniørarbeidsmodell for brønnboringstilstander og utboringtparametere. Andre modelleringsmetoder som utnytter forskjellige hydrauliske og fysiske modelleringer kan imidlertid vise seg å være like tilfredsstillende. Ved visse anvendelser kan det f.eks. bestemmes at lengdeforandringer på grunn av én eller flere slike faktorer som temperatur vil være tilstrekkelig små til å kunne 10 ignoreres. Forbedrede nedhullssensorer vil videre kunne erstatte visse beregnede verdier med faktiske avlesninger (f.eks. avlesninger av trykkforskjeller). Patentkravene vil således ikke være begrenset til de beskrevne modelleringsteknikker eller utførelsesmetoder.

Skjønt foretrukne utførelser av foreliggende oppfinnelse er blitt vist og beskrevet, vil modifikasjoner av disse kunne utføres av fagkyndige på området uten 15 derfor å avvike fra denne oppfinnelses idéinnhold og utførelseslære. De utførelser som er beskrevet her er bare å betrakte som eksempler og angir ingen begrensning av foreliggende oppfinnelse. Mange utførelsesvarianter og modifikasjoner av vedkommende system og apparater vil være mulig og ligger da innenfor oppfinnelsen omfangsramme. Oppfinnelseens omfang er således på ingen måte begrenset 20 set av de utførelser som er beskrevet her, men er bare begrenset av innholdet i de etterfølgende patentkrav.

## PATENTKRAV

1. Fremgangsmåte som omfatter å bestemme en underjordisk lengde av rør-  
5 ledning som er ført inn i et borehull (32) og idet rørledningen (34) har borefluid  
strømmende deri ved:
  - (a) registrering av en overflatemålt lengde ( $L_j$ ) av rørledningen (34) forut  
for innføringen,
  - (b) modellering av rørledningen som flere avsnitt;
  - 10 (c) bestemmelse av en omgivelsesprofil spesifikk for hvert av de flere  
rørledningsavsnitt ved forskjellige dybder, hvor omgivelsesprofilen karakteriserer  
tilstander og belastninger iboende i underjordiske brønnoperasjoner ved de  
respektive dybder, og
  - (d) beregning av rørledningens underjordiske lengde (RL) ved å korrige-  
15 re den overflatemålte rørledningslengde på en avsnitt-for-avsnitt basis ved å ta  
hensyn til omgivelsesprofilen.
2. Fremgangsmåte som angitt i krav 1, hvori den omgivelsesprofil som er angitt  
20 i trinn (c) i det minste omfatter overflate- og underjordiske temperaturdata.
3. Fremgangsmåte som angitt i krav 1, hvori den omgivelsesprofil som er angitt  
i trinn (c) i det minste omfatter trykkdata for borefluid.
4. Fremgangsmåte som angitt i krav 1, hvori den angitte omgivelsesprofil i  
25 trinn (c) omfatter i det minste hydrauliske strømningsdata for borefluid.
5. Fremgangsmåte som angitt i krav 1, hvori den angitte omgivelsesprofil i  
trinn (c) omfatter i det minste en strekkraft som påføres rørledningen.
- 30 6. Fremgangsmåte som angitt i krav 5, hvori trinn (d) utføres ved først å be-  
stemme spenningen i rørledningen og derpå fastlegge den lengdeforandring som  
skriver seg fra spenningen i rørledningen.
7. Føringsystem (26) for fremføring av et nedhullsredskap, omfattende:

en rørledningsstreng (34) med en ytterende med borefluid strømmende i rørledningsstrengen fra overflaten til ytterenden,

en bunnhullssammenstilling (30), koblet til rørledningsstrengens ytterende, hvor brønnhullssammenstillingen er innrettet for bæring av nedhullsredskapet,

5 en sensorpakke (44) montert nær inntil rørledningstrengens ytterende, hvor denne sensorpakken er konfigurert for å detektere borebrønn-omgivelsesdata,

en rørlengdemålende teller anordnet for å måle overflatelengden ( $L_j$ ) av rørledningsstrengen (34) forut for innføring,

flere sensorer (42) på overflaten, hvor disse overflatesensorer er konfigurert 10 for å detektere omgivelsesdata på overflaten,

idet systemet er karakterisert ved at det videre omfatter:

en overflateprosessor (40) konfigurert for:

å motta den angitte overflatelengde ( $L_j$ ) av rørledningsstrengen og de angitte 15 omgivelsesdata fra borebrønnen og overflaten,

å modellere rørledningen som flere avsnitt,

å anvende de angitte borebrønn-omgivelsesdata for å bestemme en omgivelsesprofil spesifikk for hvert av de flere rørledningsavsnitt ved forskjellige dybder, hvor omgivelsesprofilen karakteriserer tilstander og belastninger iboende i underjordiske brønnoperasjoner ved de respektive dybder, og

20 å beregne en underjordisk lengde av rørledning (RL) ved å korrigere overflatelengde ( $L_j$ ) av rørledningsstrengen på en avsnitt-for-avsnitt basis ved å ta hensyn til omgivelsesprofilen,

idet systemet er videre karakterisert ved at føringssystemet fremfører nedhullsredskapet basert på den beregnede underjordiske lengde av rørledning.

25

8. Føringssystem som angitt i krav 7, hvori bunnhullssammenstillingen omfatter en trekkenhet.

9. Føringssystem som angitt i krav 8, hvori trekkenheten er hydraulisk drevet.

30

10. Føringssystem som angitt i krav 7, hvori rørledningen omfatter en kveilbar komposittrørledning.

11. Føringsystem som angitt i krav 10, som videre omfatter dataoverføringsledning innleiret i den kveilbare komposittrørledning for overføring av signaler fra den angitte sensorpakke til overflaten.
- 5 12. Føringsystem som angitt i krav 11, som videre omfatter elektrisk kraftoverføringsledning innleiret i den kveilbare komposittrørledning.
- 10 13. System som angitt i krav 7, som videre omfatter en brønnføringssensor innrettet for å angi en anvisning av den avstand som tilbakelegges i et fôret parti av et borehull, og hvor den angitte overflateprosessor videre er konfigurert for å kalibrere den angitte underjordiske rørledningslengde ut i fra de avstandanvisninger som avgis av brønnføringssensoren.
- 15 14. System som angitt i krav 7, hvori de angitte omgivelsesdata velges fra en datagruppe som utgjøres av data for temperatur, hydraulisk trykk, hydraulisk strømning, rørledningstrykk og rørledningsstrek.

1/6

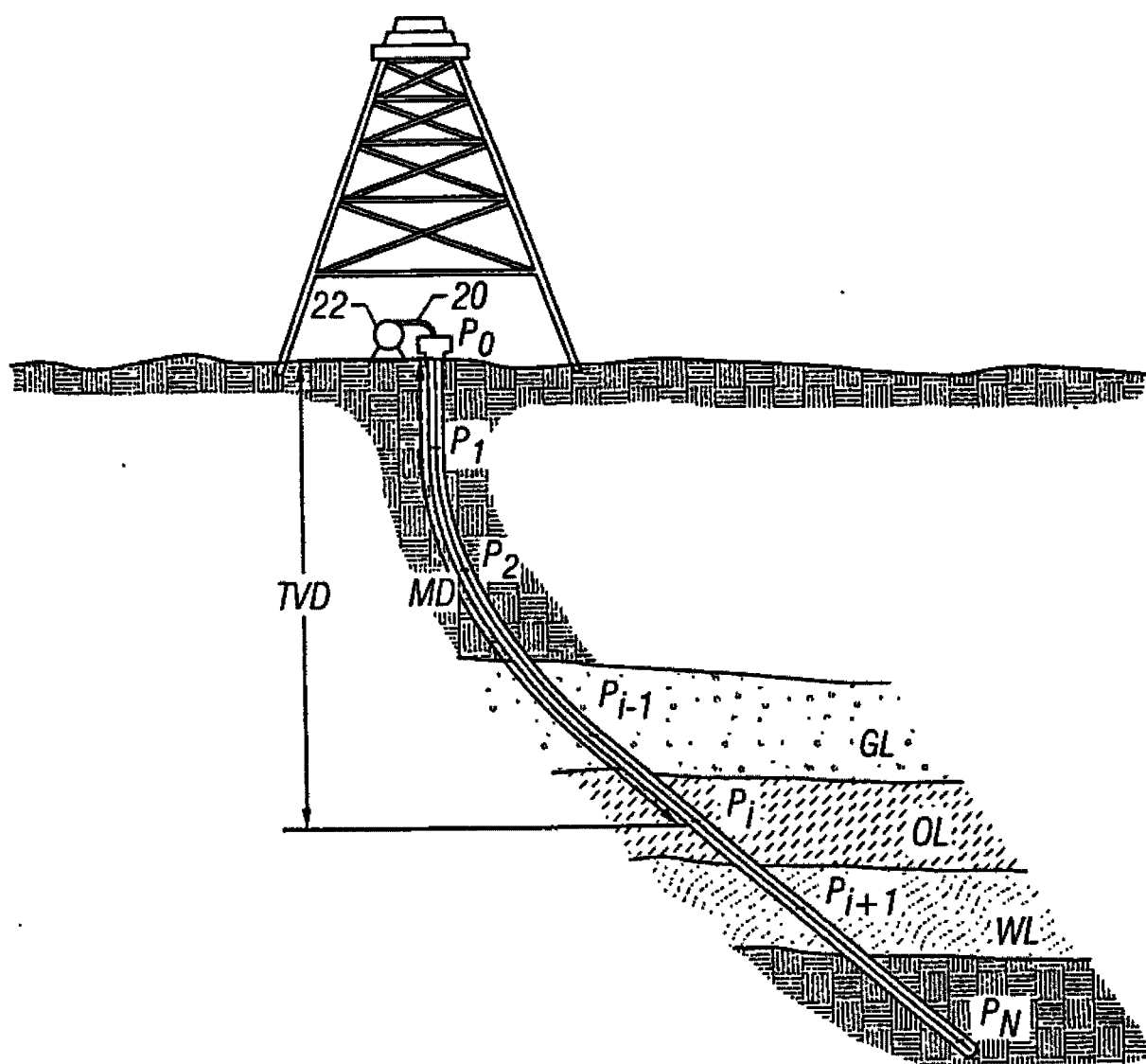


FIG. 1

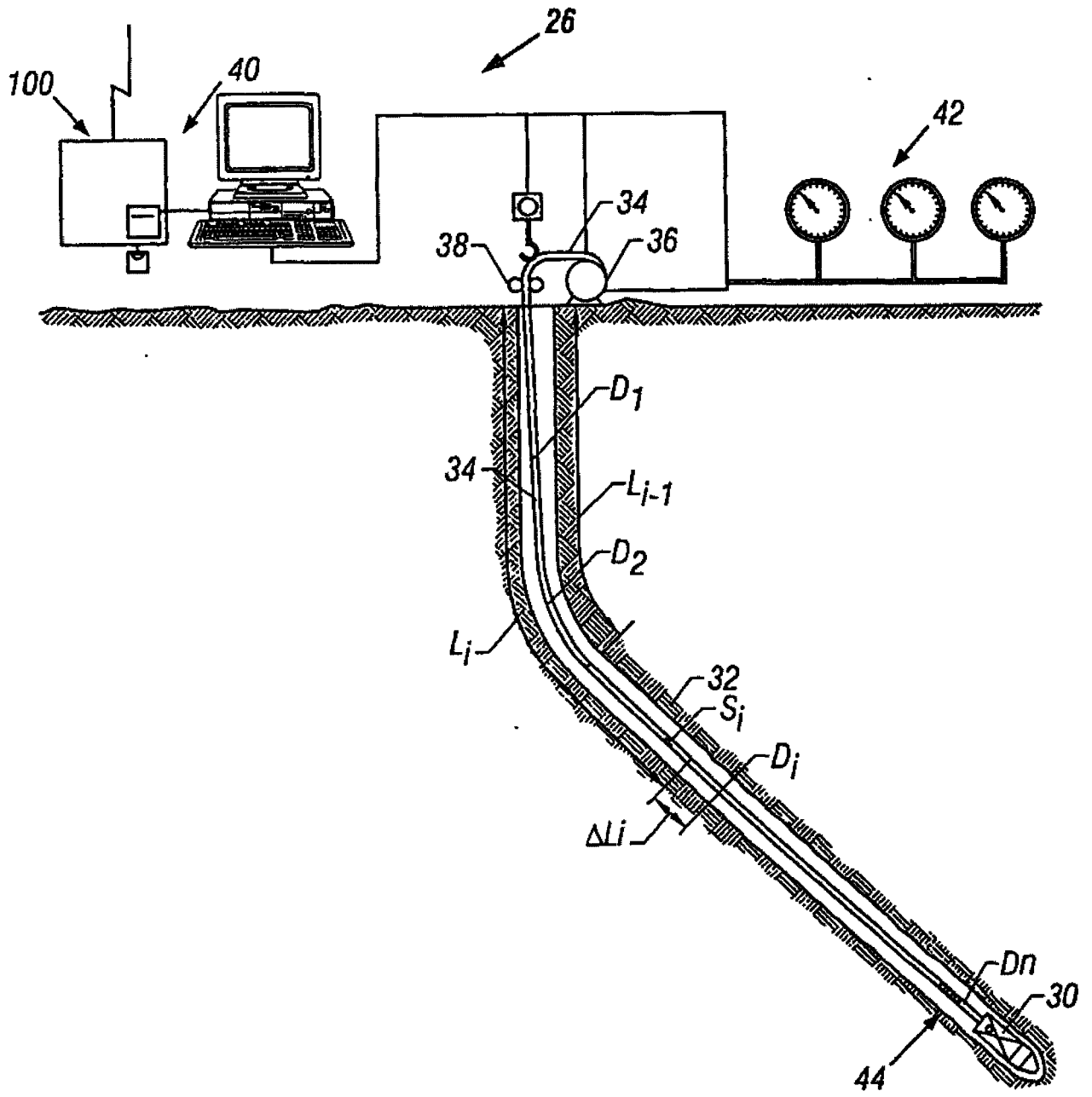


FIG. 2

3/6

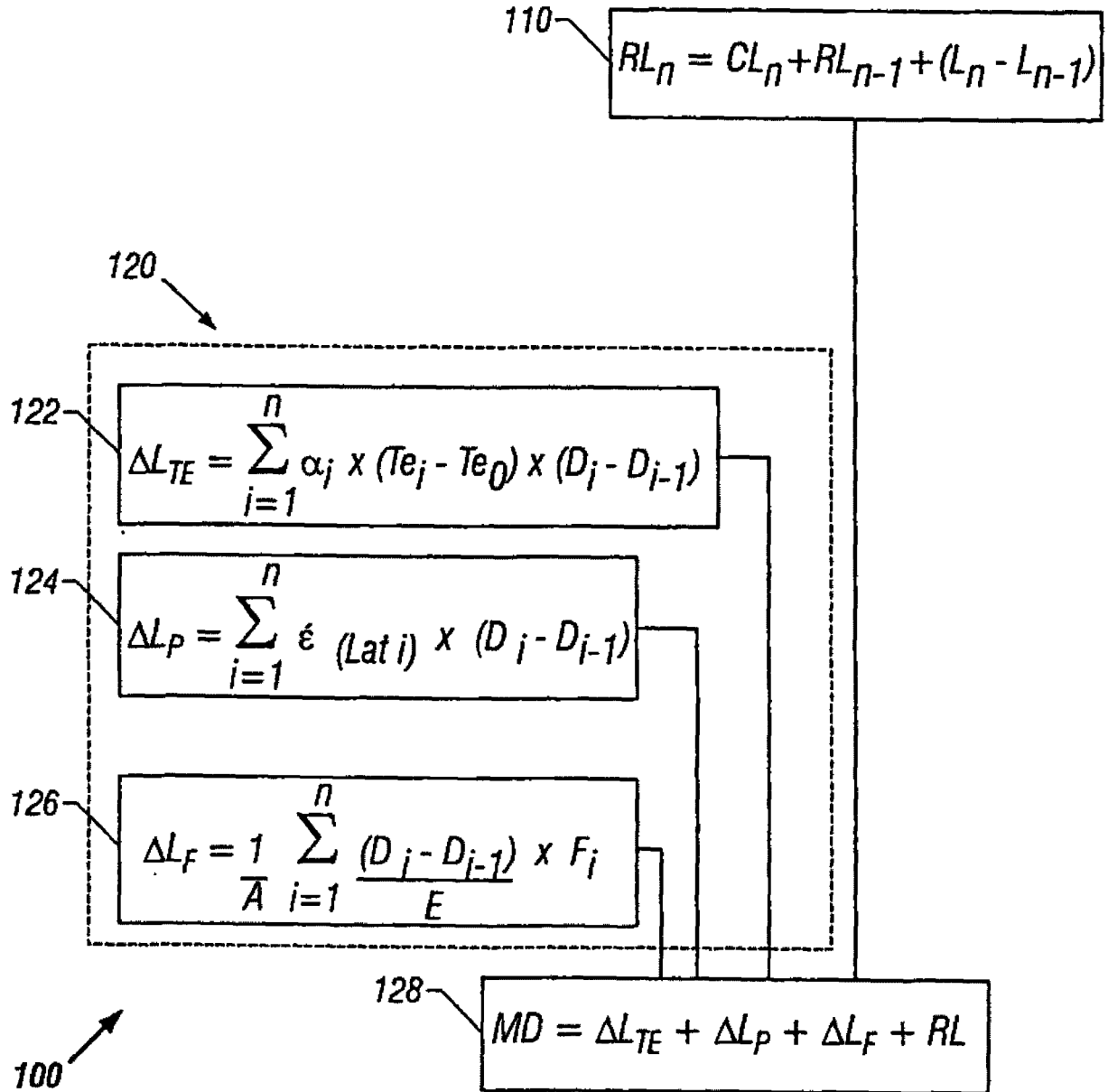


FIG. 3

4/6

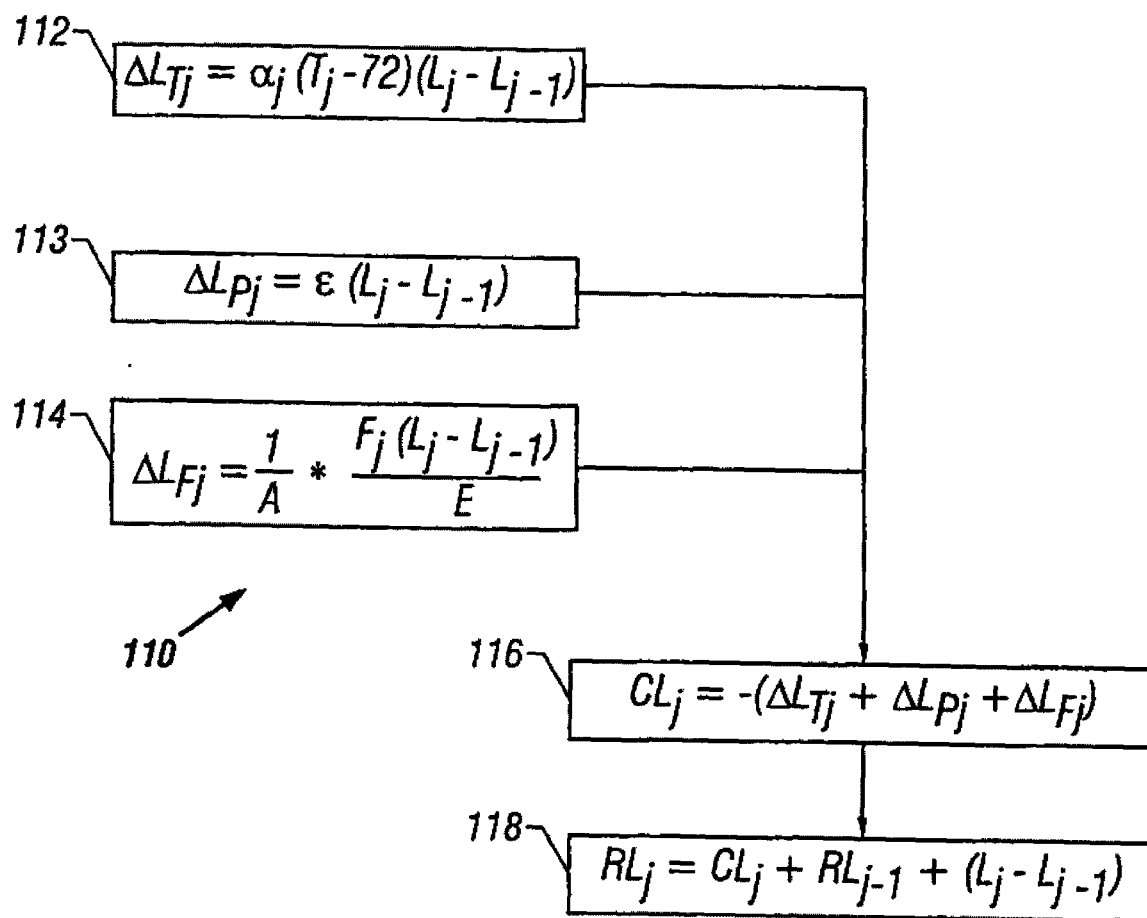


FIG. 4



6/6

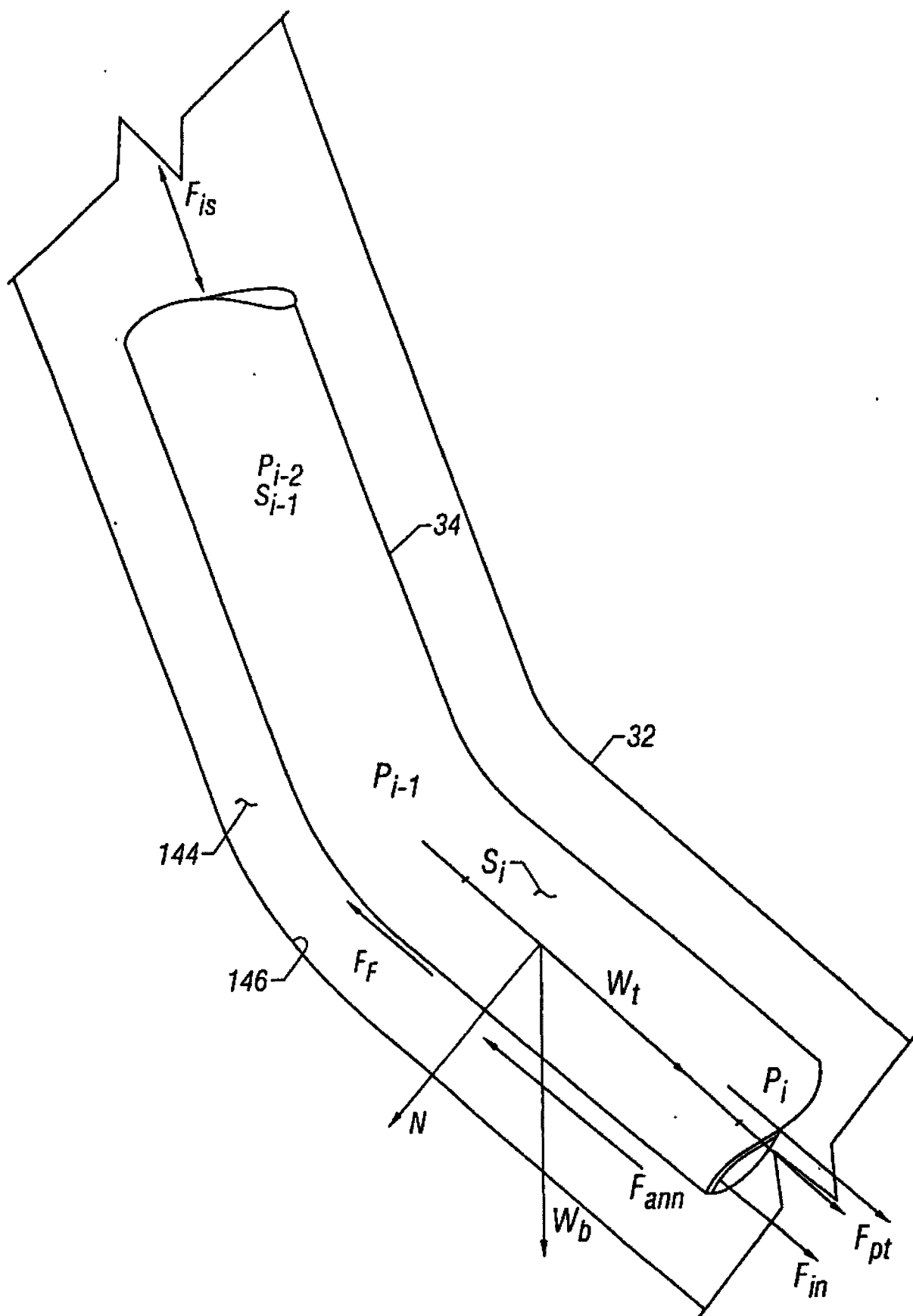


FIG. 6