



(12) **PATENT**

(19) NO

(11) **332897**

(13) **B1**

NORGE

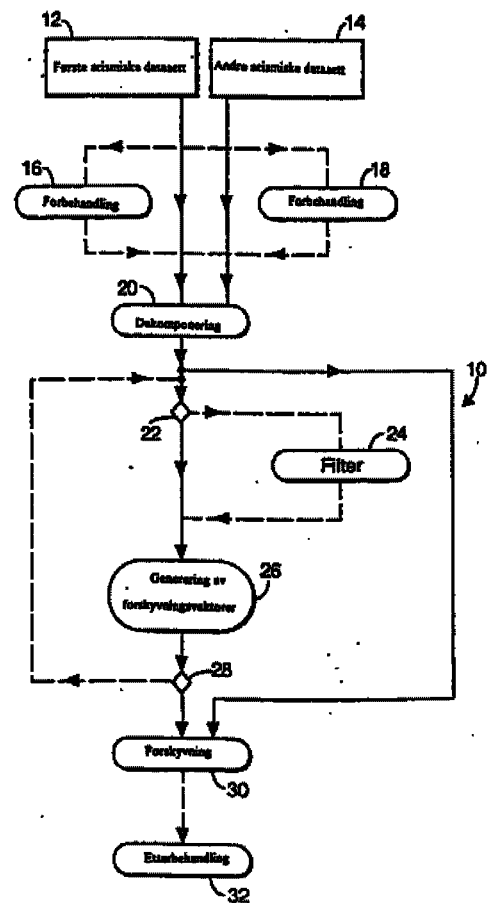
(51) Int Cl.
G01V 1/28 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20006291	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	1999.06.18 PCT/IB1999/01144
(22)	Inng.dag	2000.12.11	(85)	Videreføringsdag	2000.12.11
(24)	Løpedag	1999.06.18	(30)	Prioritet	1998.06.25, GB, 9813760
(41)	Alm.tilgj	2001.02.26			
(45)	Meddelt	2013.01.28			
(73)	Innehaver	Schlumberger Holdings Ltd, P O Box 71, Craigmuir Chambers, VG- ROAD TOWN, TORTOLA, De britiske jomfruøyene			
(72)	Oppfinner	Michael Nickel, 4017 STAVANGER, Norge			
(74)	Fullmektig	Onsagers AS, Postboks 1813 Vika, 0123 OSLO, Norge			

(54)	Benevnelse	Fremgangsmåte for å prosessere tidsforløpte seismiske datasignaler
(56)	Anførte publikasjoner	
		GB 2317451 A
		WO 98/11455 A1
		WO 96/27141 A
(57)	Sammendrag	

En ikke-rigid fremgangsmåte for å tilpasse to (12, 14) eller flere sett av seismiske datasignaler oppnådd fra samme underjordiske område, omfattende trinnene å dekomponere (20) settene av seismiske datasignaler i samplsett, å generere forskyvningsvektorer (26) som indikerer retninger og mengder sampler fra ett samplsett kan forskyves for bedre å være tilpasset til sampler fra det andre samplsettet, og forskyve (30) nevnte sampler langs nevnte forskyvningsvektorer for å produsere en seismisk avbildning av det underjordiske området. Denne fremgangsmåten er særlig tilpasset for bruk ved analyse av tidsforskjøvede seismiske avbildninger av petroleumsreservoarer for å overvåke bevegelsen av fluider inne i reservoarene.



Foreliggende oppfinnelse angår en fremgangsmåte for å behandle to eller flere sett av seismiske datasignaler oppnådd fra det samme underjordiske område og spesielt en ikke-rigid fremgangsmåte for å tilpasse sett av seismiske datasignaler fra samme område under overflaten. Denne fremgangsmåten er spesielt tilpasset for bruk ved analyse av tids-forskjøvede seismiske avbildninger av petroleumsreservoarer for å overvåke bevegelsen av fluider inne i reservoarene.

Seismiske datasignaler samles inn for fjerntliggende registrering av geologiske forhold under overflaten, spesielt i forbindelse med leting etter og produksjon av hydrokarboner slik som olje og naturgass. For å samle inn seismiske datasignaler benyttes det typisk akustiske kilder slik som eksplosiver, luftkanoner eller vibratorer for å produsere en akustisk puls som overføres gjennom de underjordiske geologiske formasjonene. Endringer i akustisk impedans mellom forskjellige geologiske lag fører til at en del av den akustiske energien reflekteres og returneres til jordens overflate. Disse reflekterte signalene mottas av seismiske sensorer og behandles for å danne avbildninger av geologien under overflaten.

Ofte oppnås to eller flere seismiske datasignaler fra samme område under overflaten. Disse settene av seismiske datasignaler kan oppnås for eksempel ved å gjennomføre to eller flere seismiske undersøkelser av det samme området under overflaten ved forskjellige tidspunkter, typisk med tidsforskjeller mellom de seismiske undersøkelsene som varierer mellom noen få måneder og noen få år. I noen tilfeller vil de seismiske datasignalene innhentes for å overvåke endringer i reservoarer under overflaten forårsaket av produksjonen av hydrokarboner. Innsamlingen og behandlingen av tidsforskjøvede tredimensjonale seismiske datasignaler for et bestemt område under overflaten (vanligvis referert til innen industrien som "4D" seismiske data) har i de senere år blitt en viktig ny seismisk prospekteringsmetode.

Formålet med en 4D seismisk undersøkelse er å overvåke endringer i de seismiske signalene som kan knyttes til registrerbare endringer i geologiske parametre. Disse (ikke nødvendigvis uavhengige) geologiske parametrene omfatter oppfylling av fluider (fluid fill), forplantningshastigheter, porøsitet, tetthet, trykk, temperatur, sammensynking av overliggende lag, etc. Av primær interesse er endringer som finner sted i reservoarsonene med hydrokarbon for det avbildede volum under overflaten. Analyse av disse endringene sammen med data fra petroleumsproduksjon hjelper tolkeren til å forstå den komplekse fluidmekanikk for systemet av migrasjonsveier, feller, drenering eller forsegling av forkastninger som utgjør hydrokarbonreservoaret. Dette gir informasjon angående hvordan man bør gå videre med utnyttelsen va feltet: hvor nye produksjonsbrønner bør plasseres for å nå utvinnbare soner som er forbipassert og hvor injeksjonsbrønner bør plasseres for forbedret oljeutvinning. Dette hjelper for å produsere en maksimal mengde hydrokarboner fra reservoaret med minimale utgifter.

En viktig forutsetning for å være i stand til å kartlegge registrerbare endringer av geologiske parametre er at settene av seismiske datasignaler som har blitt samlet ved forskjellige tidspunkter eller ved bruk av forskjellige innsamlingsmetoder, må være kalibrerte slik at de passer til hverandre. Betegnelsen “passer til hverandre” betyr i denne sammenhengen at avbildninger av de seismiske datasignalene reflektert fra steder hvor ingen geologiske parameterendringer har funnet sted må fremtre (tilnærmet) identisk i de forskjellige settene av seismiske datasignaler. I virkeligheten oppfylles aldri denne ideelle situasjonen på grunn av den begrensede repeterbarheten for multiple state-of-the-art seismiske undersøkelser. De som er kjent med marine seismiske undersøkelser vet at å navigere undersøkelsesfartøyet, og spesielt å navigere den/de seismiske kilden(e) og streamerne med opptakshydrofonene kan gjentas kun med begrenset nøyaktighet på grunn av vær- og tidevannsforskyll. Videre er endringer i systemresponsene for registreringssystemet mulige på grunn av naturlige variasjoner i luftkanonene eller når kilder eller streamere må skiftes ut på grunn av en defekt. Andre endringer kan introduseres på grunn av forskjellige typer registreringsutstyr, endringer i datainnsamlingsparametre etc. Forskjeller mellom settene av seismiske datasignaler som kan tilskrives støy, slik som virkninger av innsamlings- eller behandlingsartifakter, gjør sammenligninger av avbildninger av settene av seismiske datasignaler ekstremt vanskelig. Disse forskjellene reduserer også den sikkerhet det er sannsynlig at tolkeren har på at de observerbare endringene skyldes endringer i geologiske parametre og ikke støy, slik som effekter av innsamlings- eller behandlingsartifakter.

Konvensjonelle metoder for å forsøke å gjøre noe med disse typer vanskeligheter omfatter å kompensere for endringer i innsamlingsparametre eller tilstander i omgivelsene ved på egnet måte å interpolere, lineærfiltrere og skalere de seismiske datasignalene. Selv når disse kompensasjonsteknikkene har blitt benyttet kan det imidlertid ofte observeres signifikante forskjeller mellom avbildninger som er oppnådd fra settene av seismiske datasignaler, hvor forskjellene utelukkende kan tilskrives støy slik som effekter av innsamlings- eller behandlingsartifakter, ikke endringer i de underliggende geologiske parametre.

Tilsvarende problemer eksisterer når man forsøker å sammenligne avbildninger av forskjellige typer av seismiske datasignaler oppnådd fra et gitt underjordisk område, slik som seismiske datasignaler assosiert med forskjellige seismiske energitransmisjonsmoduser (slik som P-P og P-S transmisjonsmoduser), seismiske datasignaler innsamlet ved bruk av forskjellige typer seismiske sensorer (slik som geofoner og hydrofoner), eller seismiske datasignaler innsamlet ved bruk av seismiske sensorer som samtidig registrerer orienteringen av seismisk energi (slik som multikomponent seismiske sensorer). Til tider kan forskjellige typer seismiske datasignaler som har blitt oppnådd samtidig i løpet av en seismisk undersøkelse av

et gitt underjordisk område, vise forskjeller som kun kan tilskrives støy slik som effekter innsamlings- eller behandlingsartifakter.

- 5 Metoder for pre-prosessering av to sett med seismiske data for å kompensere for kjente forskjeller mellom innsamlingsparametrene til et første sett med seismiske data og innsamlingsparametrene til et andre sett med seismiske data, for å danne to sett data som skal sammenlignes med hverandre, er kjent.

GB 2317451 A foreslår å avregne for forskjeller mellom to datasett ved å gjennomføre tilleggsoperasjoner for å justere for tids- og/eller amplitudevariasjoner mellom datasettene.

- 10 WO 98/11455 A1 omhandler en metode for å bestemme en operator fra to sett med seismiske data, og å benytte operatoren på begge settene seismiske data.

WO 96/27141 A omhandler en metode for å benytte 3-D og 4-D seismikk for å få informasjon som er nyttbar i petroleumsutvinning.

- 15 Det er et formål for foreliggende oppfinnelse å fremskaffe en forbedret fremgangsmåte for å behandle seismiske datasignaler som gir en seismisk avbildning av det underjordiske området, som er lettere å sammenligne med en avbildning oppnådd fra et referansesett med seismiske datasignaler.

En fordel ved foreliggende oppfinnelse er at den seismiske avbildningen av det underjordiske området tillater at endringer i geologiske parametre oppdages lettere.

- 20 En annen fordel med foreliggende oppfinnelse er at forskjeller mellom den seismiske avbildningen av det underjordiske området og avbildningen oppnådd fra referansesettet av seismiske datasignaler som kan tilskrives støy slik som effekter av innsamlings- og behandlingsartifakter ofte dempes betraktelig.

- 25 En ytterligere fordel med foreliggende oppfinnelse er at tilpasningen gjøres lokalt heller enn globalt, noe som gir fremgangsmåten en mulighet til å produsere en skikkelig seismisk avbildning av et petroleumsreservoar selv når seismiske datasignaler mottatt fra overliggende lag over petroleumsreservoaret kan være forvrengte.

- 30 Foreliggende oppfinnelse angår generelt behandling av seismiske datasignaler og mer spesielt en ikke-rigid fremgangsmåte for å tilpasse sett av seismiske datasignaler oppnådd fra samme underjordiske område, til hverandre. Ved en utførelse involverer fremgangsmåten trinnene ådekomponere settene av seismiske datasignaler i samplsett, generere forskyvningsvektorer som indikerer retningene og mengdene samplene fra det andre samplsettet kan forskyves for bedre å passe sammen med samplere fra det første samplsettet, og endre samplere fra det andre samplsettet langs forskyvningsvektorene for å produsere en seismisk avbildning av det underjordiske området. Denne fremgangsmåten er spesielt tilpasset for bruk ved analyse av tidsforskjøvede seismiske avbildninger av petroleumsreservoarer for å

overvåke bevegelsen av fluider inne i reservoarene. Oppfinnelsen og dens fordeler vil bedre forstås under henvisning til den detaljerte beskrivelsen under og de vedlagte tegningene.

Figur 1 er et skjematisk diagram av prosessen for å oppnå seismiske datasignaler fra et underjordisk område i et marint miljø;

Figur 2 er et prosessflytdiagram som viser trinn assosiert med behandling av seismiske datasignaler i overensstemmelse med foreliggende oppfinnelse;

Figur 3 er et blokkdiagram som viser hvordan de seismiske datasignalene kan deles opp i sampelsett;

Figur 4 er et blokkdiagram som beskriver hvordan forskyvningsvektorer kan genereres ved bruk av en multioppløsningsmetode;

Figurene 5A, 5B og 5C er tre inline seismiske seksjonsavbildninger fra samme underjordiske område; og

Figurene 6A, 6B og 6C er fremvisninger som viser forskjellene mellom seismiske seksjoner og den absolutte verdien av forskyvningsvektorene som benyttes for bedre å tilpasse en seismiske seksjon med en annen seismisk seksjon.

Figur 1 viser den konvensjonelle prosessen for å oppnå seismiske datasignaler i et marint miljø. Et seismisk undersøkelsesfartøy 102 benyttes for å taue en seismisk kilde, slik som en luftkanon 104, og et flertall seismiske sensorer som bæres av en streamer 106. Streameren omfatter et flertall hydrofoner 108 som registrerer akustiske impulser og overfører de seismiske datasignalene, referert til som seismiske traser, til det seismiske undersøkelsesfartøyet 102, hvor de typisk digitaliseres og lagres. Luftkanonen 104 produserer en serie av akustiske pulser, hvorav en andel reflekteres delvis fra havbunnen 110 og en andel trenger gjennom havbunnen og reflekteres av grenser 112 og 114 mellom geologiske lag med forskjellig akustisk impedans. Ofte vil to eller flere streamere 106 taukes bak det seismiske undersøkelsesfartøyet 102 og det vil oppnås et tredimensjonalt sett av seismiske datasignaler. Prosessen vist i figur 1 er velkjent innen teknikken og er i seg selv ikke en del av oppfinnelsen.

Det vises nå til figur 2, hvor det er vist et flytdiagram som viser prosesstrinn assosiert med en foretrukket utførelse av tilpasningsprosessen i overensstemmelse med oppfinnelsen, generelt henvist til med henvisningstall nummer 10.

Tilpasningsprosessen 10 kan benyttes for bedre å tilpasse to eller flere sett av seismiske datasignaler oppnådd fra samme underjordiske område, i samsvar med foreliggende oppfinnelse.

Et første seismisk datasignalsett 12 og et andre seismisk datasignalsett 14 oppnås innledningsvis fra samme underjordiske område, slik som ved bruk av den marine seismiske datasignalinnsamlingsprosessen vist i figur 1. Det må forstås at selv om

marine seismiske datasignaler benyttes i beskrivelsen av den foretrukne utførelsen, er dette ikke en begrensning ved foreliggende oppfinnelse. Tilpasningsprosedyren passer like godt til seismiske datasignaler fra land og overgangssone. På samme måte omfatter oppfinnelsen også tilpasning av flere enn to seismiske datasignalsett eller tilpasning av forskjellige typer av seismiske datasignaler.

Etter innsamling kan første og andre seismiske datasignalsett 12 og 14 gjennomgå forbehandlingsprosedyrer 16 og 18, som kan inkludere amplitudeskalering, båndpassfiltrering langs seismiske traser, lateral interpolasjon eller binning, multippel undertrykking, statisk reduksjon, og tids- eller dybdemigrasjon med enten en pre- eller poststablings migrasjonsplan.

Ofte vil et av settene av seismiske datasignaler, typisk det “første” settet (som ofte vil være innsamlet tidligere enn det “andre” settet), allerede ha blitt behandlet etter en gitt seismisk databehandlingsmetode, og den vil ikke forbehandles ytterligere i forbindelse med fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen (dvs. forbehandlingstrinn 16 vil ikke benyttes). Det andre settet av seismiske datasignaler, typisk det “andre” settet (som ofte er innsamlet senere enn det “første” settet), vil så utsettes for to grupper eller typer av forbehandlingsprosedyrer. Den første gruppen av forbehandlingsprosedyrer vil bestå av prosedyrer som har som formål å duplisere behandlingsprosedyrene utført på det andre settet av seismiske datasignaler. Den andre gruppen av forbehandlingsprosedyrer vil bestå av prosedyrer som har som formål å kompensere for kjente forskjeller mellom innsamlingskarakteristikkene eller parametrene til de forskjellige datasettene. Disse prosedyrene kan for eksempel omfatte kalibreringstrinn assosiert med tilpasning av frekvensresponsene til de seismiske kildeesignaturene og til mottagergeofonene eller hydrofonene når de er kjent å være forskjellige mellom de to versjonene av seismiske datasignaler, eller prosedyrer som har som formål å kompensere for kjente forskjeller i kilde- og/eller mottagerposisjoner.

De to settene av seismiske datasignaler (som kan være, men ikke nødvendigvis er, forbehandlede) deles så opp i sampelsett i oppdelingstrinn 20. Dersom 2D sett av seismiske datasignaler deles opp, kan sampelsettene tenkes på som pixel sett. Dersom 3D sett av seismiske data deles opp, kan sampelsettene tenkes på som volum-element sett, eller voxel sett.

Ved 2D-utførelsen kan dette oppnås ved å scanne gjennom en første tredimensjonal kube av seismiske datasignaler og uttrekking av en gitt seksjon fra dette første datasettet og deretter en scanning gjennom en andre tredimensjonal kube av seismiske datasignaler og uttrekking av den samme seksjonen (dvs. med samme geografiske koordinater som den første seksjonen) fra dette andre datasettet. Ofte vil en migrert seksjon fra det tidligst innsamlede settet av seismiske datasignaler tjene som det første datasettet (dvs. referansedatasettet), selv om dette ikke er en begrensning ved foreliggende oppfinnelse.

Oppdelingsprosessen ved 2D-utførelsen av foreliggende oppfinnelse er vist i ytterligere detalj i figur 3. I figur 3 er det vist et første tredimensjonalt sett av seismiske datasignaler 34 og et andre tredimensjonalt sett av seismiske datasignaler 36 som er innhentet fra det samme underjordiske området. En første seksjon 38 trukket ut fra det første settet av seismiske datasignaler 34 er vist, så vel som en andre seksjon 40 trukket ut fra det andre settet av seismiske datasignaler 36. Den første seksjonen 38 og den andre seksjonen 40 representerer 2D-riss av det 3D underjordiske området undersøkt ved det første tredimensjonale settet av seismiske datasignaler 34 og det andre tredimensjonale settet av seismiske datasignaler 36. Mens den første seksjonen 38 og den andre seksjonen 40 er som formål å representere seismiske datasignaler fra det nøyaktig samme underjordiske området, må det forstås at referanser her til "det samme underjordiske området" bedre forstås som referanser til omtrent eller generelt det samme underjordiske området (dvs. områder med svært like underjordiske geologiske egenskaper). Det innrømmes en viss grad av feil innbefattet i alle målinger av posisjoner ved innsamling av seismiske data, og fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen er i stand til å håndtere disse feilene og lignende typer posisjonsforskjeller.

Det bør imidlertid legges merke til at det ikke er av viktighet for 2D utførelsen av foreliggende oppfinnelse hvorvidt de uttrukne seksjonene svarer til en inline seksjon, en tverrlinjeseksjon, en krumlinjet- eller tilfeldig seksjon, en tidsluke, en tidshorisont eller en hvilken som helst annen type 2D visning av de seismiske datavolumene. Det antas bare at de to uttrukne seksjonene representerer i hovedsak den samme geologien og at de samme reflektorene har mer eller mindre samme signalstyrke i tilsvarende seksjoner. Nøyaktigheten for antagelsen om lik signalstyrke vil avhenge av det foregående forbehandlingstrinnet og vil påvirke resultatene som oppnås ved den ikke-rigide tilpasningsprosessen 10.

Den første seksjonen 38 og den andre seksjonen 40 deles så opp i henholdsvis et første samplsett 42 og et andre samplsett 44, idet deler av disse er vist i figur 3. Typisk vil hver av samplene ha et dybdedimensjonsinkrement tilsvarende databasens samplingsintervall for de seismiske datasignalene i dybderetningen (z) (enten i tid eller avstand). I en database som benyttes av søkeren, for eksempel, er de seismiske datasignalene lagret med et 4 millisekund dybdesamplingsintervall. Tilsvarende har samplene typisk en horisontal dimensjon tilsvarende databasesamplingsintervallet for de seismiske datasignalene i den horisontale (x) retningen, som for eksempel kan være 25 meter til 50 meter i databasen benyttet av søkeren. Hvert sampels gråskalaintensitet i figur 3 representerer den øyeblikkelige amplitude for de seismiske datasignalene ved sampelposisjonen, selv om det kunne representere en hvilken som helst karakteristikk eller attributt for det seismiske datasignaler som analyseres eller tolkes.

Selv om figur 3 viser 2D utførelsen av foreliggende oppfinnelse, må det forstås at fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen enkelt kan utvides til 3D ved bruk av en

horisontal (y) retningskomponent, som på samme måte kan være lik databasesamplingsintervallet til de seismiske datasignalene i (y) retningen.

- Oppdelingstrinnet 20 etablerer granulariteten eller oppløsningen til avbildningene av de seismiske datasignalene som kan oppnås ved hjelp av tilpasningsprosessen 10.
- 5 Ofte vil settene av seismiske datasignaler oppdeles i sampelsett som identisk svarer til koordinat-samplingsintervallene til databasen eller lagringsmediet hvor de seismiske datasignalene er lagret. Det er også mulig å dele opp de seismiske datasignalene i sampelsett med samplingsdimensjoner større enn disse samplingsintervallene (slik som ved en gjennomsnittsberegning av alle
- 10 databasesamplene plassert innenfor en samplingsposisjon for å tilordne en verdi til den aktuelle samplingsposisjon) eller å dele opp de seismiske datasignalene i sampelsett med samplingsdimensjoner mindre enn disse samplingsintervallene (slik som ved å interpolere mellom databasesampler for å tilordne verdier til samplingsposisjoner mellom posisjonene til databasesamplene).
- 15 Ved bruk av det første sampelsettet 42 og det andre sampelsettet 44 som input, genererer tilpasningsprosessen 10 en forskyvningsvektor 50 som indikerer hvordan et gitt sampel 48 fra det andre sampelsettet 44 må forskyves for bedre å passe sammen med et sampel 46 fra det første sampelsettet 42. Denne prosessen gjentas så for alle samplene i det første sampelsettet og det andre sampelsettet 44.
- 20 Forskyvningsvektorene er fortrinnsvis estimert ved bruk av en multioppløsningsmetode som er vist i ytterligere detalj i figur 4. Det første sampelsettet 42 er matematisk representert som $S_{ref}(x, z, T_0)$, hvor x og z er henholdsvis den horisontale og vertikale samplingsindeksen, og T_0 angir tidsøyeblikket da det første settet av seismiske datasignaler ble innsamlet.
- 25 tilsvarende er $S(x, z, T)$ den matematiske representasjonen av det andre sampelsettet 44. Deretter genereres glattede versjoner av de to sampelsettene ved å folde dem med et første 2D lavpassfilter 52.
- Båndbredden til lavpassfilteret i det første trinnet i multioppløsningsmetoden vil være svært smal og vil typisk dobles for hvert trinn inntil den fulle båndbredden til
- 30 input sampelsettene er oppnådd. Ved bruk for eksempel av tre oppløsningsstadier, filtreres sampelsettene 42 og 44 ved det første stadiet med et kvartbånds lavpassfilter, 52, ved det andre stadiet med et halvbånds lavpassfilter, 54, og til slutt ved det tredje stadiet filtreres ikke seksjonene i det hele tatt.
- Dersom samplene har dybdesamplingsintervaller på 4 millisekunder, for eksempel,
- 35 vil de ha en Nyquist-frekvens på 125 Hz. Dersom det benyttes en metode med tre oppløsningsstadier, vil den vertikale cut-off frekvensen for det første 2D lavpassfilteret 52 kunne være 31,25 Hz og den vertikale cut-off frekvensen for det andre 2D lavpassfilteret 54 kunne være 62,5 Hz, for eksempel. Tilsvarende kunne det første 2D lavpassfilteret 52 ha en horisontal cut-off frekvens tilsvarende en
- 40 kvart av den horisontale Nyquist-frekvensen og det andre lavpassfilteret 54 kunne

ha en horisontal cut-off frekvens lik halve den horisontale Nyquist-frekvensen, for eksempel. 2D lavpassfiltrene 52 og 54 er typisk separerbare og har de samme koeffisientene i begge retningene, selv om forskjellige responser i den vertikale og horisontale retning også er mulig.

- 5 Ved hvert trinn i multioppløsningsmetoden benyttes de forberedte sampelsettene for å beregne følgende på en iterativ måte:

$$d_{x,i}(x,z) = \frac{S_{x,i}(x,z) \cdot \Delta S_i(x,z)}{\alpha^2_R + S^2_{x,i}(x,z) + S^2_{z,i}(x,z)}$$

10
$$d_{z,i}(x,z) = \frac{S_{z,i}(x,z) \cdot \Delta S_i(x,z)}{\alpha^2_R + S^2_{x,i}(x,z) + S^2_{z,i}(x,z)}$$

- Her er $d_{x,i}(x,z)$ og $d_{z,i}(x,z)$, som utgjør forskyvningsvektoren $d_i(x,z)$, den estimerte forskyvningen for sampel (x,z) i henholdsvis x-retningen og z-retningen ved iterasjonen i . Legg merke til at den tidsvariable $T(T_0)$ er utelatt i disse ligningene for å øke lesbarheten av formlene. Videre er $S_{x,i}(x,z)$ den gjennomsnittlige romderiverte langs x-retningen ved iterasjon i , gitt av:
- 15

$$S_{x,i}(x,z) = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial}{\partial z} S_{ref}(x,z) + \frac{\partial}{\partial z} S_i(x,z) \right)$$

- 20 hvor $S_{ref}(x,z)$ er den (i henhold til oppløsningstrinnet) filtrerte versjonen av det første (referanse) sampelsettet og $S_i(x,z)$ er den foreliggende tilpassede versjonen av det (i henhold til oppløsningstrinnet) filtrerte andre sampelsettet. Den andre størrelsen finnes ved å oversette samplene for $S_{i-1}(x,z)$ langs den estimerte forskyvningen $d_i(x,z)$:

25

$$S_i(x,z) = I[S_{i-1}(x - d_{x,i-1}(x,z), (z - d_{z,i-1}(x,z)))]$$

- hvor I angir en interpolasjonsoperator som er nødvendig fordi forskyvningsvektoren har en subsampel-nøyaktighet. Dette betyr at selv om sampelindekser må være heltallsverdier, kan forskyvningen være en fraksjon av en sampelbredde/-høyde. Verdien til sampelen ved en slik mellomsampelposisjon finnes ved interpolasjon. Interpolasjonen kan være bilineær eller ha en høyere orden. I den foretrukne
- 30

utførelsen av foreliggende oppfinnelse benyttes en bikubisk metode. For den første iterasjonen er

$S_{i-1}(x, z) = S_0(x, z)$ det (i henhold til oppløsningstrinnet) filtrerte andre sampelettet, og $d_{i-1} = (d_{x,i-1}, d_{z,i-1}) = (d_{x,0}, d_{z,0})$ er det resulterende forskyvningsfeltet fra det

5 foregående trinnet. Det opprinnelige forskyvningsfeltet for det første oppløsningstrinnet er satt til null.

Tilsvarende er den gjennomsnittlige deriverte i z-retningen ved iterasjon nummer i , $S_{z,i}(x, z)$, gitt som:

$$10 \quad S_{z,i}(x, z) = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial}{\partial z} S_{ref}(x, z) + \frac{\partial}{\partial z} S_i(x, z) \right)$$

Videre er det tilpassede sampelettdifferansen ved iterasjon i gitt som:

$$\Delta S_i(x, z) = S_i(x, z) - S_{ref}(x, z)$$

15

Endelig er α_R en parameter (som kan variere for hvert oppløsningstrinn, R) for å kontrollere glattheten til det estimerte forskyvningsfeltet. α_R kan også settes forskjellige for den horisontale og den vertikale retningen. Dette kan være nødvendig på grunn av forskjeller i glattheten til de seismiske datasignalene i den

20 vertikale og den horisontale retningen. Eksperimenter gjennomført av søkeren har imidlertid vist at i det minste for enkelte typer seismiske data, later det ikke til å være vesentlig fordelaktig å gjøre glatthetsverdiene i den vertikale og den horisontale retningen forskjellige. Denne teknikken kan imidlertid være nyttig for andre typer seismiske data.

25 Den resulterende forskyvning ved oppløsningstrinnet, R , finnes ved å iterere ligningene og summere:

$$d_{x,R} = \sum_i^{N_R} d_{x,i}, \quad d_{z,R} = \sum_i^{N_R} d_{z,i}$$

30 Det endelige forskyvningsvektorfeltet 56 er det resulterende forskyvningsfeltet bestemt av det siste oppløsningstrinnet. Antallet iterasjoner i hvert trinn, N_R , så vel som glatthetsparameteren, α_R , er inngangsparametre som bestemmes av brukeren av oppfinnelsen.

Evalueringstester utført på konvensjonelle P-P seismiske data har vist at bruk av tre oppløsningstrinn med 5-10 iterasjoner ved hvert trinn, kan produsere foretrukne resultater for denne typen seismiske datasignaler. Verdien av glatthetsparameteren, α_R , har en lineær avhengighet av amplitudeområdet for inngangsdataene.

- 5 Normalisering av inngangsamplitudeområdet til intervallet $[0,1]$ og å velge $\alpha_R = 0,03 - 0,04$ er funnet vanligvis å gi et godt tilpasningsresultat. Verdien av glatthetsparameteren vil avhenge av samplingsfrekvensen for inngangsdataene. Økning av samplingsfrekvensen gjennom interpolasjon vil øke glattheten for dataene og slik tillate bruk av en lavere verdi for glatthetsparameteren.
- 10 Et viktig aspekt for tilpasningsprosessen 10 er hvordan prosessen oppfører seg i de områdene hvor endringer i de seismiske datasignalene forårsakes av faktiske endringer i de underjordiske geologiske parametrene. Ved disse posisjonene vil det observeres en signifikant endring i de seismiske signalene mellom det første og det andre settet med seismiske datasignaler. Siden den ikke-rigide tilpasningsprosessen 15 10 opererer lokalt, vil den forsøke kompensere for denne endringen ved å forskyve tilstøtende sampler fra det andre sampelsettet for å tilpasse dem til amplitudene til samplene fra det første sampelsettet. Dersom sampler med tilsvarende amplituder ikke eksisterer i det generelt samme område til det første sampelsettet, vil forskyvningsestimater ha en tendens til å øke og tilpasningen vil til slutt feile.
- 20 Imidlertid vil det ikke gi noen mening å forsøke å forskyve samplene fra mer fjerntliggende områder av sampelsettet når endringene skyldes faktiske endringer i de underjordiske geologiske parametrene, slik som i områder hvor hydrokarbonene er drenert.
- 25 En metode for å håndtere dette er å etablere en terskel absoluttverdi for forskyvningsvektorene (slik som 8 sampler for seismiske data med de samplingsfrekvensene som er beskrevet over) og å ikke tillate at absoluttverdien for forskyvningsvektoren å overskride denne terskelverdien. En annen metode for å håndtere dette problemet er å forkaste sampler med forskyvningsvektorer som er over denne terskelverdien og erstatte dem med verdier fra det omkringliggende 30 nabolag. I praksis later det til at maksimal forskyvning på 3-4 sampler (for seismiske data med de samplingsfrekvenser som er beskrevet over) indikerer akseptable tilpasningsresultater, mens det kan stilles spørsmål ved forskyvningsvektorer som overskrider disse verdiene.
- 35 Det bør videre legges merke til at de deriverte som benyttes for å beregne $S_{x,i}(x,z)$ og $S_{z,i}(x,z)$ fortrinnsvis approksimeres som endelige differanser eller med en polynomial metode av høyere orden. Ved den foretrukne utførelse av foreliggende oppfinnelse, benyttes det en kubisk metode.
- I enkelte tilfeller kan det være nødvendig å påføre ytterligere glatthet på settet av forskyvningsvektorer, som kollektivt refereres til som forskyvningsfeltet.

Dette kan gjøres ved å beregne et gjennomsnitt av forskyvningsvektorene over et egnet antall tilstøtende sampler eller ved å anvende et annet egnet romlig lavpassfilter.

5 Videre bør det understrekes at alternative valg av interpolasjonsmetoder og filterordener kan benyttes i forbindelse med tilpasningsprosessen 10 ifølge oppfinnelsen, og disse kan forventes å føre til litt andre estimater for forskyvningsvektorene.

10 Det vises igjen til figur 2, hvor det kan sees at dersom en multioppløsning forskyvningsestimeringsmetode benyttes i tilpasningsprosessen 10 og denne prosessen ikke er i sitt siste forskyvningsestimeringstrinn, vil sampelsettene føres til svitsj 22 for å filtreres av et egnet 2D lavpassfilter. Det filtrerte sampelsettet vil deretter utsettes for et (fortrinnsvis iterativt) trinn for generering av forskyvningsvektor 26 som beskrevet over. Dersom dette ikke er det siste oppløsningstrinnet, returnerer svitsjen 28 det estimerte forskyvningsfeltet for å
15 benyttes som input til det neste trinnet i estimeringsprosessen for forskyvningsvektor.

Når det siste oppløsningstrinnet er fullført, overføres det siste forskyvningsfeltet 56, som består av et flertall av forskyvningsvektorer, til forskyvningstrinnet 30 sammen med det ufiltrerte andre sampelsettet 44. Forskyvningstrinnet består simpelthen av å
20 oversette samplene fra det andre sampelsettet 44 langs forskyvningsvektorene i det siste forskyvningsfeltet 56. Matematisk kan dette uttrykkes som :

$$S_{\text{tilpasset}}(x,z) = I[S(x - d_x(x,z), z - d_z(x,z))]$$

25 Settet av seismiske datasignaler produsert ved dette forskyvningstrinnet 30 kan så eventuelt utsettes for etterbehandlingsprosedyrer 32, slik som en siste lavpassfiltreringstrinn. Dette filtreringstrinnet kan være nødvendig for å redusere høyfrekvens-signalkomponenter som har dukket opp på grunn av den ikke-lineære tilpasningsprosedyren.

30 Selv om 2D-algoritmer har blitt benyttet for å beskrive denne utførelsen av tilpasningsprosessen 10 ifølge oppfinnelsen, har dette blitt gjort først og fremst for å gjøre fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen lettere å forstå. Spesielt er det vesentlig enklere å frestille figurer som viser forskyvningsvektorene og sample-oversettingsprosessen i to dimensjoner. En annen utførelse av tilpasningsprosessen
35 10 omfatter å generere komponentene til forskyvningsfeltet i tre dimensjoner. Ved denne utførelsen av tilpasningsprosessen 10, oversettes samplene i to retninger, horisontalt (x,y) så vel som vertikalt (z). Denne 3D-metoden er en likefrem

utvidelse av 2D-utførelsen beskrevet over og er ment på alle måter å falle innenfor rammen av de etterfølgende krav.

Til slutt kan resultatene skrives inn i den nye ikke-rigide tilpassede kube, $S_{tilpasset}(x,y,z,T)$ og metoden kan fortsette ved uttrekking av de neste seksjonene fra de inngitte seismiske datasignalvolumer. Den tilpassede kube generert på denne måte kan så benyttes i andre etterbehandlingsprosedyrer 32, slik som uttrekking av egenskaper og klassifisering. Spesielt er det nyttig å generere en tilpasse kubedifferanse:

$$\Delta S_{tilpasset}(x,y,z,T) = S_{tilpasset}(x,y,z,T) - S_{ref}(x,y,z,T_0)$$

En slik kubedifferanse vil bedre kontrasten mellom regionene i det underjordiske volumet hvor en drenering av hydrokarboner i et reservoar har forekommet og regioner som er uendrede med hensyn på parametere som trigger den seismiske responsen. Videre skal det legges merke til at den resulterende forskyvningskuben i seg selv er bærer av verdifull informasjon som kan utnyttes ved videre tolkning og behandling. Det kan for eksempel være nyttig ved identifisering og kvantifisering av forskjeller mellom innsamlingsparametrene som er benyttet for å samle det første og det andre settet av seismiske datasignaler, slik som laterale forskyvninger i kilde- og/eller mottagerposisjoner benyttet for å samle de seismiske data.

Ytterligere etterbehandlingsprosedyrer 32, slik som plotting eller fremvisning av resultatene av de foregående trinn kan også utføres under tilpasningsprosessen 10. Under etterbehandlingsprosedyren 32 er det også mulig å konvertere den seismiske avbildningen av det underjordiske området til et sett av seismiske datasignaler som så kan kombineres med andre seismiske datasignaler. Tilpasningsprosessen 10 kan på denne måten benyttes for å harmonisere to sett av seismiske datasignaler (slik som et eldre "legacy" sett av seismiske datasignaler og et nylig innhentet sett av seismiske datasignaler) før settene med seismiske datasignaler kombineres og behandles.

Tilpasningsprosessen 10 ifølge oppfinnelsen 10 kan anvendes ved mange forskjellige steder i behandlingen og tolkningen av seismiske datasignaler. Antagelig er de mest kritiske valgene som må gjøres, hvorvidt det første seismiske datasignalsettet 12 og det andre seismiske datasignalsettet 14 vil omfatte stablede eller ustabile seismiske datasignaler, og hvorvidt migrerte eller umigrerte seismiske datasignaler vil benyttes. Stabling reduserer mengden av data som må behandles og øker ofte signal/støyforholdet for dataene. Dette vil ofte øke enkelheten av gjennomføringen av tilpasningsprosessen 10 og øke kvaliteten på resultatene som oppnås. Migrasjon er også typisk ansett å være en av de viktige trinnene ved behandling av seismiske datasignaler. I noen tilfelle vil historiske eller

“legacy” seismiske datasignaler som allerede har blitt migrert, være tilgjengelige, men parametrene som benyttes for å migrere dataene vil ikke være tilgjengelige. Dette kan gjøre det vanskelig å behandle et nytt sett av seismiske datasignaler slik at de vil tilsvare det gamle settet av seismiske datasignaler nært. I dette tilfelle kan

5 det være å foretrekke å utføre tilpasningsprosessen 10 på de rå, ikke-migrerte dataene eller å remigrere de gamle dataene ved bruk av kjente migrasjonsparametre, før tilpasningsprosessen utføres mellom de gamle seismiske datasignalene og de nye seismiske datasignalene.

Figur 5A er en seismisk seksjon fra en seismisk undersøkelse som ble gjennomført i

10 1985. Figur 5C er en seismisk seksjon av det samme underjordiske området fra en seismisk undersøkelse som ble utført i 1995. Figur 5C har blitt etterbehandlet i et forsøk på å fjerne enhver kjent støy, slik som forskjellige innsamlings- eller behandlingsparametre som ville endre avbildningen fra den seismiske seksjonen vist i figur 5A. Det kan ses at vesentlige forskjeller fortsatt eksisterer mellom disse

15 seksjonene. Størrelsen av disse forskjellene er vist i figur 6A. Fagmenn på området vil forstå at mange av forskjellene mellom de seismiske seksjonene vist i figurene 5A og 5C kan først og fremst tilskrives støy, slik som effekter av innsamlings- eller behandlingsartifakter, snarere enn detekterbare endringer i geologiske parametre under overflaten i løpet av denne tiårsperioden.

Figur 5B viser en seismisk seksjon som ble produsert ved å tilpasse den seismiske seksjonen vist i figur 5C til den seismiske seksjonen vist i figur 5A i samsvar med foreliggende oppfinnelse. Det kan sees at størrelsen på forskjellene mellom de seismiske seksjonene vist i figurene 5B og 5C er vesentlig redusert (dempet) sammenlignet med forskjellene mellom de seismiske seksjonene i figurene 5A og

20 5B. Figur 6B viser forskjellene mellom figurene 5B og 5C grafisk. Det er mye mer sannsynlig at endringene vist i figur 6B representerer endringer i de seismiske datasignalene assosiert med virkelige endringer i geologiske parametre heller enn støy slik som effekter av innsamlings- eller behandlingsartifakter. En tolker kan benytte informasjonen i figur 6B for eksempel for å bestemme hvor det er best å

25 plassere en ny produksjonsbrønn eller hvor injeksjonsbrønner for økt oljeutvinning. Figur 6C viser den absolutte verdien av forskyvningsvektorene benyttet for å transformere den seismiske seksjonen vist i figur 5C til den seismiske seksjonen vist i figur 5B. Det kan sees at det store flertallet av sampler fra det andre settet av seismiske datasignaler ble flyttet mindre enn 4 sampler for å få seksjonen vist i

30 figur 5B.

35

Tilpasningsprosessen 10 ifølge oppfinnelsen vil typisk implementeres på en maskin, slik som et datamaskinsystem programmert på egnet måte, for eksempel en Sun arbeidsstasjon, og seksjonene vist i figur 5 og 6 vil typisk fremvises på en datamaskinskjerm eller en fargeplotter. Datamaskinsystemet vil normalt motta

40 instruksjoner angående hvordan fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen skal implementeres ved å lese av et datamaskinlesbart medium, som for eksempel en

floppy disk eller en CD-ROM, som inneholder en forhåndsinnspilt registrering av dataprograminstruksjoner.

- 5 Til slutt skal det understrekes at det vil være klart for fagmenn på området at forskjellige endringer kan gjøres ved den beskrevne utførelsen uten at man avviker fra oppfinnelsens omfang slik dette er definert i kravene. For eksempel, isteden for å tilpasse de migrerte, tilpassede volumene av fra to registreringstidspunkter, kan oppfinnelsen like gjerne anvendes på før-stablede data, data før migrasjon, eller til mer sofistikerte data slik som attributt kuber (f.eks. inverterte akustisk impedanskuber, porøsitetskuber) som utledes fra de individuelle 3D seismiske
- 10 volumene. Videre må det forstås at behandling av 2D dataenheter, dvs. en inline seksjon, en tverrlinjeseksjon, tilfeldige linjer, tidsluker (dybdeskiver), eller tidshorisonter (dybdehorisonter), kun er et spesialtilfelle av 3D-behandling, og derfor nødvendigvis inkludert i foreliggende oppfinnelse. Prosessen kan også benyttes med andre seismiske datasignaler enn konvensjonelle P-P
- 15 transmisjonsmode seismiske datasignaler, multikomponent seismiske datasignaler, VSP seismiske datasignaler og borehull-seismiske datasignaler.

PATENTKRAV

1. Fremgangsmåte for å behandle første og andre sett av seismiske datasignaler oppnådd fra samme underjordiske område, det andre settet (14) av seismiske datasignaler har blitt pre-prosessert for i det minste å kompensere for forskjellene mellom én eller flere innsamlingsparametre i det første og andre settet (12, 14) av seismiske datasignaler, fremgangsmåten er k a r a k t e r i s e r t v e d at den videre omfatter trinnene:
 - å dekomponere (oppdelingstrinn 20) nevnte første og andre sett (12, 14) av seismiske datasignaler i første og andre samplsett (34, 36);
 - å generere (oppdelingstrinn 26) forskyvningsvektorer (50) for å indikere hvordan sampler fra nevnte andre samplsett må forskyves for bedre å være tilpasset til sampler fra nevnte første samplsett; og
 - for skyve nevnte sampler fra nevnte andre samplsett langs nevnte forskyvningsvektorer (50) for å produsere en seismisk avbildning av det underjordiske området.
2. Fremgangsmåte ifølge krav 1, der nevnte forskyvningsvektorer (50) genereres ved bruk av et flertall oppløsningstrinn og nevnte første og andre samplsett (34, 36) lavpassfiltreres før nevnte forskyvningsvektorer (50) genereres i det første av de nevnte oppløsningstrinn.
3. Fremgangsmåte ifølge krav 2, der det benyttes tre eller flere oppløsningstrinn.
4. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, der nevnte forskyvningsvektorer (50) genereres ved sekvensiell generering av et flertall av inkrementelt oppdaterte estimerte sampelforskyvninger ($d_{x,j}(x,z)$, $d_{z,i}(x,z)$) på en iterativ måte.
5. Fremgangsmåte ifølge krav 4, der det benyttes fra 5 til 10 iterasjoner for å generere et gitt sett av forskyvningsvektorer (50).
6. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, videre omfattende trinnet å forbehandle nevnte første sett (12) av seismiske datasignaler eller nevnte andre sett (14) av seismiske datasignaler ved bruk av en eller flere av følgende prosesser: amplitudeskalering; båndpassfiltrering; lateral interpolasjon; binning; multippel undertrykking; statisk reduksjon; frekvensresponstilpasning; migrasjon før stabling; stabling; migrasjon etter stabling; og attributtgenerering.
7. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, videre omfattende trinnet å etterbehandle nevnte bilde av det underjordiske området ved bruk av en eller flere av følgende prosesser: Lavpassfiltrering; migrasjon før stabling; stabling; migrasjon etter stabling; datareduksjon; og attributtgenerering.

8. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, der nevnte sett (12, 14) av seismiske datasignaler er 2D-seksjoner trukket ut fra større 3D-sett av seismiske datasignaler.
- 5 9. Fremgangsmåte ifølge krav 8, der nevnte 2D-seksjoner kan karakteriseres enten som in-line, tverrlinje, krumlinje, tilfeldig linje, tidsluke eller tidshorisontseksjoner.
- 10 10. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, videre omfattende trinnet å beregne en differanse mellom en seismisk avbildning oppnådd fra nevnte første sett (12) av seismiske data og nevnte seismiske avbildning av det underjordiske område.
- 10 11. Fremgangsmåte ifølge krav 10, videre omfattende trinnet å fremvise nevnte differanse grafisk.
12. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, videre omfattende trinnet å fremvise nevnte forskyvningsvektorer (50) eller nevnte seismiske avbildning av det underjordiske området, grafisk.
- 15 13. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, der nevnte forskyvningsvektorer (50) er utledet ved bruk av en formel med formen:

$$d_{x,i}(x,z) = \frac{S_{x,i}(x,z) \cdot \Delta S_i(x,z)}{\alpha^2_R + S_{x,i}^2(x,z) + S_{z,i}^2(x,z)}$$

20

$$d_{z,i}(x,z) = \frac{S_{z,i}(x,z) \cdot \Delta S_i(x,z)}{\alpha^2_R + S_{x,i}^2(x,z) + S_{z,i}^2(x,z)}$$

hvor $S_{ref}(x,z)$ er den filtrerte versjonen av det første samplingsettet, sampelsettet og $S_i(x,z)$ er den foreliggende tilpassede versjonen av det filtrerte andre sampelsettet, α_R er en parameter som kontrollerer glattheten til det estimerte forskyvningsfeltet; og hvor:

25

$$S_{x,i}(x,z) = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial}{\partial z} S_{ref}(x,z) + \frac{\partial}{\partial z} S_i(x,z) \right)$$

$$S_{z,i}(x,z) = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial}{\partial z} S_{ref}(x,z) + \frac{\partial}{\partial z} S_i(x,z) \right)$$

30

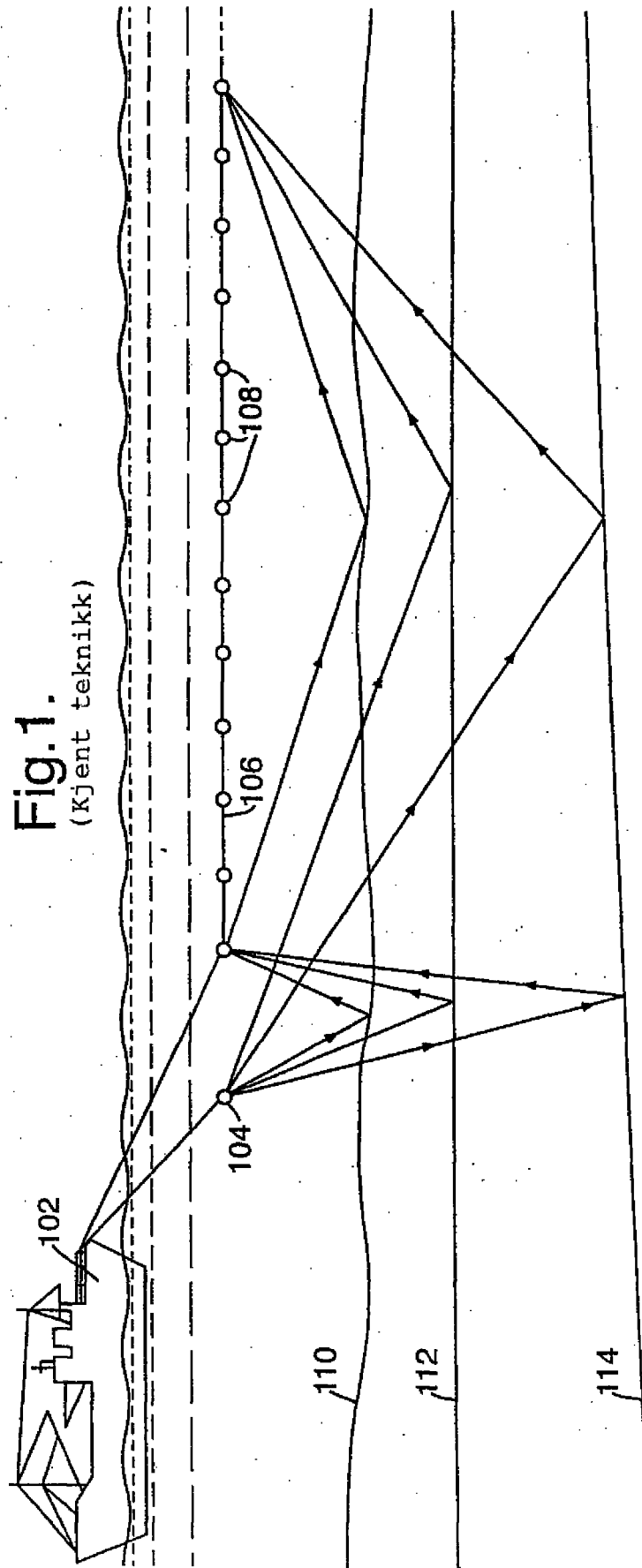
$$\Delta S_i(x,z) = S_i(x,z) - S_{ref}(x,z)$$

14. Fremgangsmåte ifølge krav 13, der $S_{x,i}$ og $S_{z,i}$ finnes tilnærmet ved bruk av en kubisk polynomial approksimeringsmetode.
15. Fremgangsmåte ifølge et av kravene 13 og 14, der verdien av
5 glatthetsparameteren, α_R , er mellom 0,03 og 0,04 dersom nevnte første og andre sett av seismiske datasignaler har amplitudeområder normalisert til intervallet [0,1].
16. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, der nevnte forskyvningsvektorer (50) filtreres romlig før nevnte sampler fra nevnte andre sampelsett forskyves langs nevnte forskyvningsvektor.
- 10 17. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, der nevnte underjordiske område omfatter et hydrokarbonreservoar og nevnte andre sett (14) av seismiske datasignaler ble innsamlet senere enn nevnte første sett (12) av seismiske datasignaler.
- 15 18. Fremgangsmåte ifølge krav 17, hvor nevnte seismiske avbildning av nevnte underjordiske område sammenlignes med en seismisk avbildning av hydrokarbonreservoaret oppnådd fra nevnte første sett (12) av seismiske datasignaler for å overvåke fluidbevegelser inne i hydrokarbonreservoaret.
- 20 19. Fremgangsmåte ifølge et av de foregående krav, der oppdelingstrinnet å generere forskyvningsvektorene omfatter å generere forskyvningsvektorene hvorved deres størrelse hindres fra å overskride en terskelverdi.
20. Fremgangsmåte ifølge krav 1, videre omfattende å gjennomføre første pre-prosesseringsprosedyre på det andre settet (14) av seismiske datasignaler for å duplisere måten det første settet (12) av seismiske datasignaler har blitt pre-prosessert.
- 25 21. Fremgangsmåte ifølge krav 1, videre omfattende å gjennomføre en andre pre-prosesseringsprosedyre på det andre settet (14) av seismiske datasignaler for å kompensere for forskjeller mellom én eller flere innsamlingsparametre av de første og andre settene (12, 14) av seismiske datasignaler.
- 30 22. Maskin for fremstilling av en seismisk avbildning av et underjordisk område fra første og andre sett av seismiske datasignaler oppnådd fra det underjordiske området, det andre settet (14) av seismiske datasignaler har blitt pre-prosessert for i det minste å kompensere for forskjellene mellom én eller flere innsamlingsparametre i det første og andre settet (12, 14) av seismiske datasignaler, nevnte maskin er k a r a k t e r i s e r t v e d at den omfatter:
35 midler for å dekomponere nevnte første og andre sett (12, 14) av seismiske datasignaler til første og andre sampelsett (34, 36);
midler for å generere forskyvningsvektorer (50) som indikerer retninger og mengder sampler fra nevnte andre sampelsett (36) kan forskyves for bedre å være

tilpasset sampler fra nevnte første sampelsett (34); og

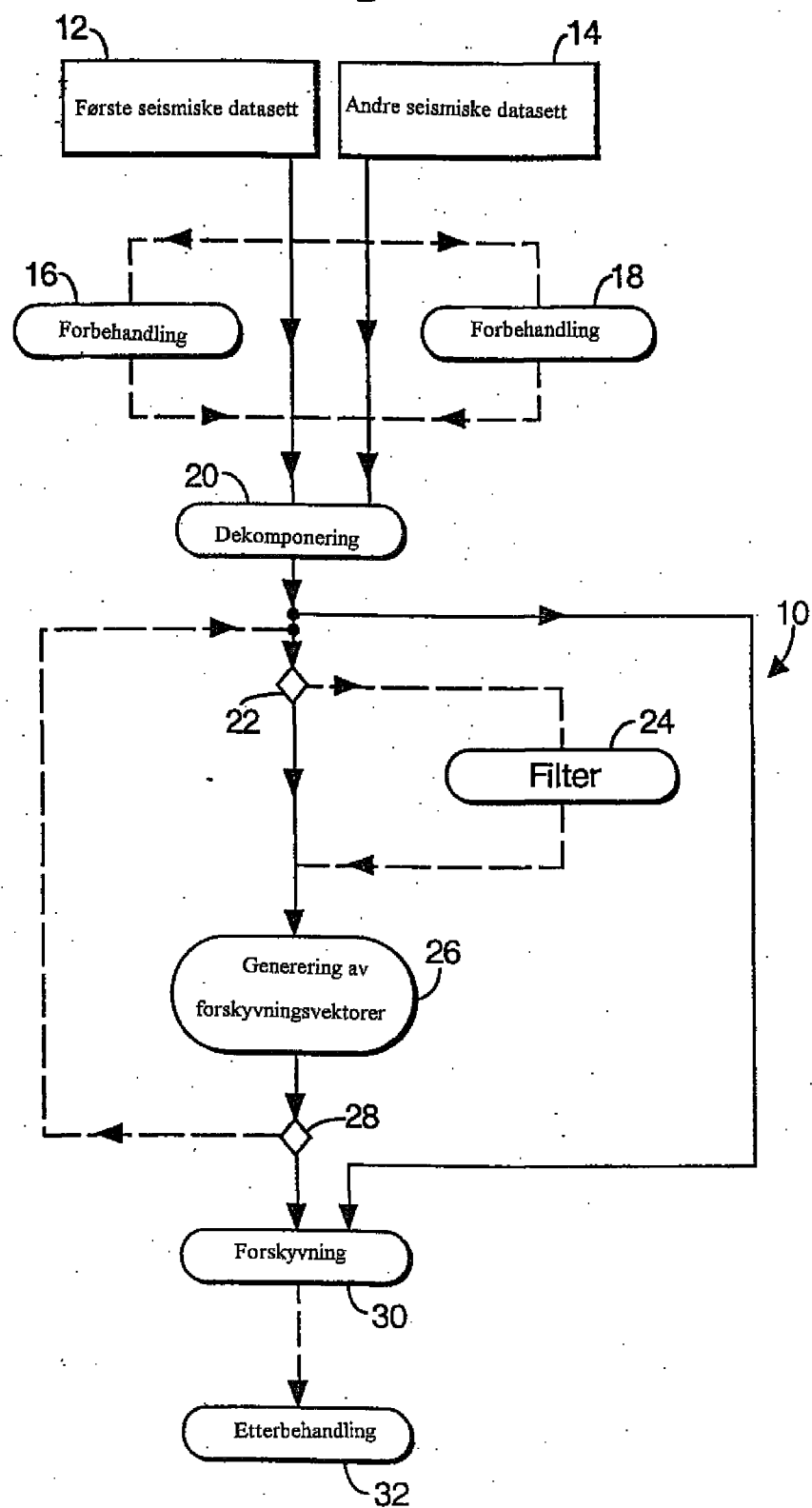
midler for å forskyve nevnte sampler fra nevnte andre sampelsett (36) langs nevnte forskyvningsvektorer (50) for å produsere den seismiske avbildningen av nevnte underjordiske område.

1/6



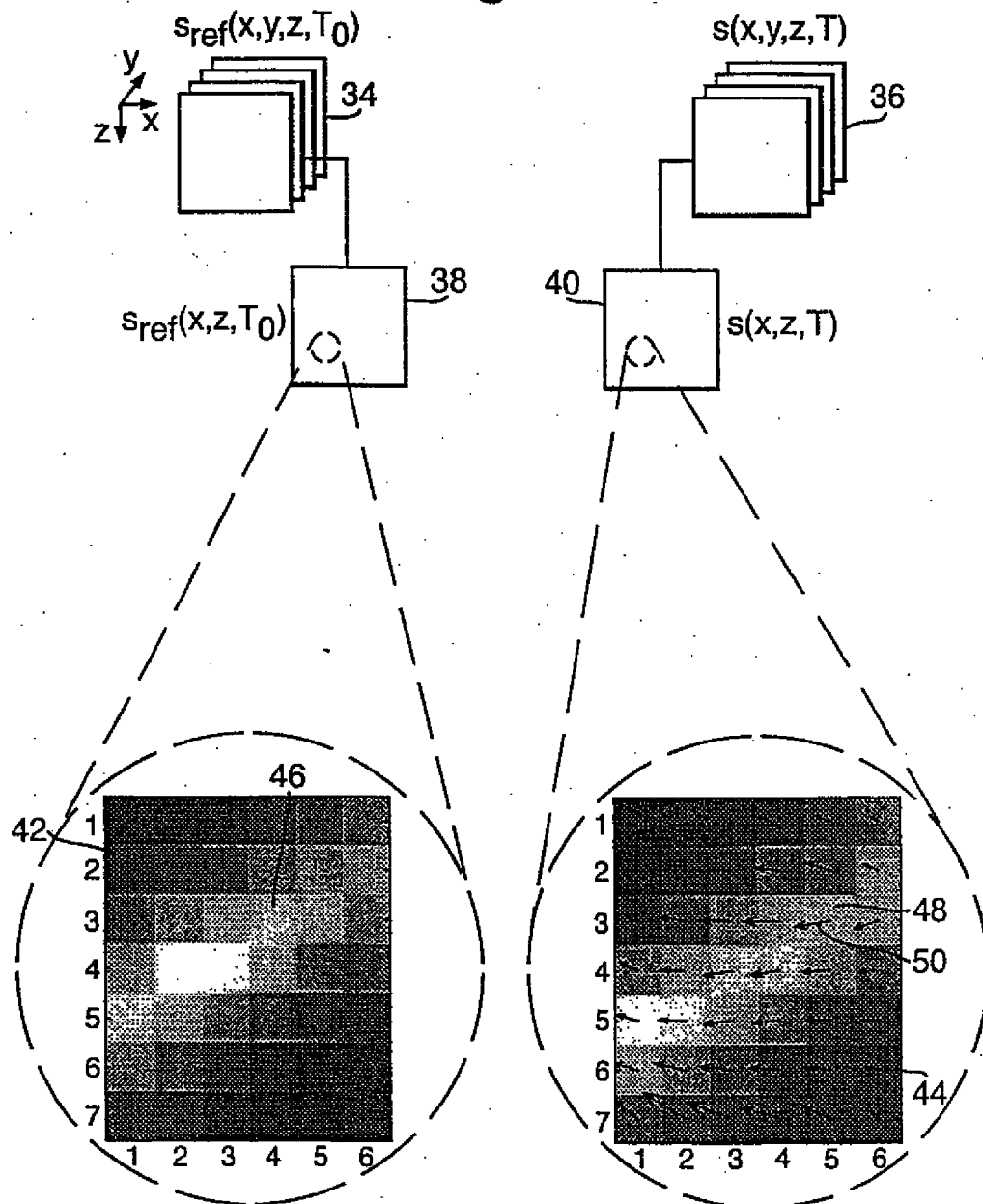
2/6

Fig.2.



3/6

Fig.3.



4/6

Fig.4.

