



(12) PATENT

(19) NO

(11) 332283

(13) B1

NORGE

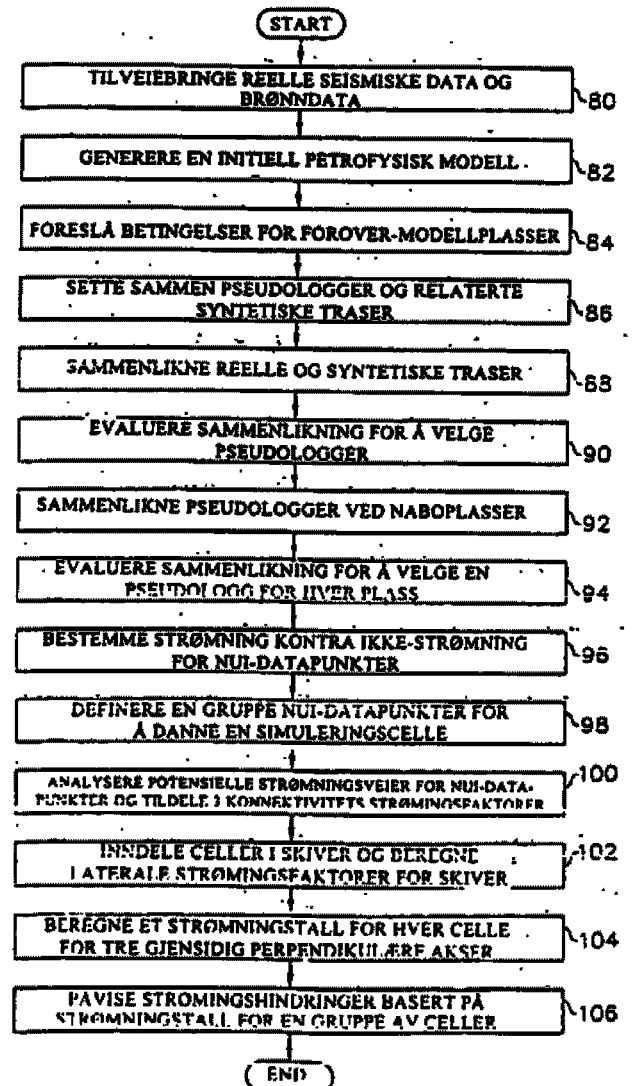
(51) Int Cl.
G01V 1/30 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	19993722	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	1998.01.30 PCT/US1998/01799
(22)	Inng.dag	1999.07.30	(85)	Videreføringsdag	1999.07.30
(24)	Løpedag	1998.01.30	(30)	Prioritet	1997.01.31, US, 791880
(41)	Alm.tilgj	1999.09.17			
(45)	Meddelt	2012.08.13			
(73)	Innehaver	ConocoPhillips Co, 216 Patent Library Building, Bartlesville Technology Center, US-OK74004 BARTLESVILLE, USA			
(72)	Oppfinner	Scott A Runnestrand, 6225 Quail Ridge Road, Bartlesville, OK 74006, USA Edgard L Butler, 829 Sooner Park Drive, Bartlesville, OK 74006, USA Michael E Vienot, 3212 Cambridge Court, Bartlesville, OK 74006, USA Dennis B Neff, 2225 Bridget Court, Bartlesville, OK 74006, USA			
(74)	Fullmektig	Onsagers AS, Postboks 1813 Vika, 0123 OSLO, Norge			

(54)	Benevnelse	Fremgangsmåte for å bestemme hindringer for reservoarstrømning
(56)	Anførte publikasjoner	US 5487001
(57)	Sammendrag	

Det er beskrevet en fremgangsmåte og et apparat for å prediktere hindringer for fluidstrømning i et undergrunnsreservoar ved bruk av brønndata og 3-D seismiske data, hvor et foretrukket første trinn i fremgangsmåten modellerer petrofysiske egenskaper for reservoaret for å tilveiebringe modellogger som kan uttrykkes som kontinuerlige kurver av en reservoaregenskap som funksjon av dybden. Det neste trinnet velger individuelle datapunkter på de kontinuerlige kurvene, som traverserer et undergrunnslag, og tilordner en strømnings- eller ikke- strømningstilstand til hvert datapunkt, basert på sammenligning mellom en terskelverdi for en reservoaregenskap med verdien som er prediktert av datapunktet. Laget er videre inndelt i et flertall av subvolumer som hvert inneholder et enkelt datapunkt, og videre blir en konnektivitetsfaktor, som tar i betraktning flere strømningsveier omkring hvert datapunkt, beregnet for hvert subvolum. Subvolumene blir så gruppert i større volumer, betegnet simuleringceller, og retningsstrømningstall blir tildelt til cellene relativt til tre gjensidig perpendikulære x, y og z-koordinataksler, slik at fremvisning av retningsstrømningstallene for en gruppe av celler påviser strømningshindringer og strømningsveier i reservoaret.



Fremgangsmåte for å bestemme hindringer i reservoarstrømning.

Oppfinnelsen angår produksjon av olje eller gass fra et undergrunnsreservoar, og mer spesielt modellering av fluidstrømning gjennom et flertall av individuelle subvolumer for et undergrunnslag, for å bestemme hindringer i fluidstrømning i reservoaret.

Bakgrunnen for oppfinnelsen

Det alminnelige målet med en seismisk undersøkelse er å frembringe og fremvise en modell for strukturen av undergrunnslag innen et område av interesse. For å gjennomføre undersøkelsen, blir et arrangement av seismiske sensorer lagt ut langs en linje eller et gitter i undersøkelsesområdet, og en akustisk kilde blir anbrakt ved en spesifikk beliggenhet i nærheten av sensorarrangementet. Kilden inngir et akustisk signal inn i jorda, som forplanter seg nedover i jorda og blir delvis reflektert fra ulike jordlag tilbake til overflaten, hvor det reflekterte signalet blir detektert av sensorarrangementet. De reflekterte signalene som blir detektert av hver sensor, som blir registrert for senere prosessering, er kontinuerlige elektriske analoge signaler som avbilder amplituden som funksjon av tiden.

Sensorarrangementet blir så flyttet til en ny posisjon, og prosessen gjentas. Når tilstrekkelige data har blitt samlet inn, blir de registrerte analoge signalene fra sensorene konvertert til et digitalt format ved å sample signalene ved intervaller som f.eks. hver annet millisekund. Seismisk dataprosessering, som kan anvendes på enkle traser, blir så utført ved hjelp av en digital datamaskin. Etter prosesseringen blir dataene rekonvertert til analog form og fremvist som bølgetraser (engelsk: wiggle traces), eller som et tredimensjonalt (3-D) volum av fargede bånd som mer virkningsfullt representerer en fremvisning av undergrunns-strukturtekk.

Selv om 3-D-seismiske data har vært høyst vellykket for formålet å avbilde seismiske refleksjoner, er endringer i petrofysiske egenskaper vanskelig å detektere på seismiske refleksjonsavbildninger på grunn av den begrensede mengde av informasjon som disse endringene tilveiebringer i det reflekterte signalet. Følgelig er det, ved bruk av seismiske data alene, vanskelig å identifisere viktige trekk som angår vellykket produksjon av olje og gass fra et reservoar, slik som porøsitet og permeabilitet i undergrunnslag. Det er også velkjent å anvende dybdeskalert brønnlogg, slik som kabel-brønnlogg, for nøyaktig å bestemme petrofysiske egenskaper assosiert med en undergrunnsformasjon av interesse. Petrofysiske egenskaper, som kan fremskaffes fra brønnlogging eller kjerneprøveoperasjoner, omfatter intervallhastighet, tetthet, porøsitet, fluidmetning, litologisk sammensetning osv. Slike brønnlogger og kjernedata er imidlertid begrenset i arealomfang, f.eks. til omlag 6 til 12 tommer omkring borehullet der målingene ble tatt fra. Siden det petrofysiske egenskapene for en undergrunnsformasjon kan variere sterkt ved ulike beliggenheter i de samme lagene, vil ikke analyser av data

fra multiple brønner i et område nødvendigvis være nyttig samsvarende ved produksjon av reservoarproduksjon selv i de samme lagene. F.eks. kan de samme lagene være produktive ved en beliggenhet og ikke-produktive ved en nærliggende beliggenhet. Dette kan skyldes et antall ulike faktorer, men en mest sannsynlig faktor er utarming av et hydrokarbon med vandring til et annet nivå.

Dersom en brønn er lokalisert inne i det seismiske undersøkelsesområdet, kan dybdeskalerte brønnlogger av direkte målinger bli gjort, og svært detaljert informasjon kan bli tilgjengeliggjort fra disse loggene, slik som litologisk sammensetning, porøsitet, tetthet og væskemetning. Fra disse loggene kan syntetiske seismiske traser med tidsskala beregnes. Den syntetiske trasen er nyttig for å vise geofysikerne hva en seismisk tidsskala-trase skulle være ved tilstedeværelsen av de geologiske betingelsene ved eller nær brønnen. Ved slik bruk, er en syntetisk seismisk trase et kunstig seismisk signal som er frembrakt matematisk fra en modell av undergrunnslag og en antatt kilde. Tilsvarende kan multiple syntetiske traser utvikles ved bruk av petrofysiske egenskaper målt ved brønnen som en initialmodell (eller et referansepunkt) og ved å gjøre ønskede perturbasjoner i de målte undergrunnsegenskapene for initialmodellen for å frem-skaffe forovermodeller som er representative for litologien borte fra borehullet. Denne perturbasjonsteknikken kan bli utvidet til å antyde litologiske modeller lenger unna borehullet. Derfor kan det beregnes ytterligere syntetiske seismiske traser, som her av og til refereres til som modelltraser, og som typisk fremstiller en forovermodell, dvs. litologien ved en horisontal avstand fra borehullet.

Selv om syntetiske seismiske traser enkelt kan beregnes basert på virkelige petrofysiske eller litologiske data, eller antatte perturbasjoner til slike data, er disse syntetiske trasene underlagt visse begrensninger. F.eks. kan en formasjon som består av 30 fot sand med en porøsitet av 15% frembringe den samme seismiske trase som 15 fot sand med en porøsitet av 30%. Likeledes finnes en flertydighet av syntetiske traser med hensyn til reservoarstruktur. Tidligere har seismiske/litologiske innovasjonsteknikker enten: (1) direkte omformet en seismisk trase til en pseudologg (vanligvis sonisk impedans) via en algoritme slik som trase-integrasjon, dekonvolusjon eller løsning av samtidige ligninger, eller (2) iterativt perturberte forovermodeller på en individuell trasebasis inntil syntetiske traser generert fra dem passer de aktuelle seismiske data tilfredsstillende. Siden begge disse fremgangsmåtene unnlater å møte de flertydige begrensningene av syntetiske seismiske traser med hensyn til akustisk impedanseegenskaper for reservoaret, mangler det konfidens i reservoarmodeller basert på disse syntetiske trasene.

I det omvendte tilfellet, fra en registrert tidsskalert, reell seismisk trase eller en syntetisk seismisk trase, og ved å anta bestemte initialbetingelser, kan man avlede en dybdeskalabrønnlogg som viser kontinuerlig petrofysiske eller litologiske data

før en brønnbeliggenhet som samsvarer med den seismiske trasen. En slik avledet brønnlogg kan betegnes som en pseudologg, og som omtalt her er en pseudologg en kunstig logg over skiferegenskaper (engelsk: shaliness), porøsitet, fluidmetning, sonikk, eller tetthet avledet ved å invertere en seismisk trase basert på antatte petrofysiske egenskaper, eller ved perturbasjon av petrofysiske egenskaper for en initial brønnlogg. Selv om pseudologger enkelt kan beregnes basert på en seismisk trase, er disse pseudologgene også utsatt for flertydighet i den litologisk/seismiske inversjonen hvor pseudologgen blir transformert over til en seismisk trase.

I aktiviteter slik som engineering-feltutviklingsstrategier for produksjon fra et reservoar, behøves detaljert undergrunnsinformasjon om formasjonstykkelse, geometri, porøsitet, volum av skifer eller sand, hydrokarbonmetning og permeabilitet av reservoar-fjellformasjoner. Disse dataene er ønsket med arealmellomrom mellom 30 og 300 fot, men borehullpenetreringer, hvis de er tilstede, er vanligvis tusener av fot fra hverandre i reservoarer. 3-D-seismiske undersøkelser tar undergrunnsavlesninger ved arealmellomrom som er et titalls fot, og kan således hjelpe til ved dannelsen av petrofysiske kart dersom reelle seismiske trase-registreringer kan konverteres til nøyaktige undergrunnsmodeller. Tilsvarende gjenstår det et behov for nøyaktig å konvertere kombinasjonen av petrofysiske data og seismiske data til detaljerte fremvisninger av undergrunns-petrofysiske karakteristikker.

En hensikt med denne oppfinnelsen er å bestemme tilstedeværelse eller fravær av permeabilitetshindringer i undergrunnslag.

En mer spesifikk hensikt er å kombinere seismiske data og petrofysiske data for bedre å prediktere reservoar-strømningskarakteristikker.

En ytterligere hensikt med oppfinnelsen er å tilveiebringe et datamaskinprogram som frembringer et høyoppløsningsbilde av undergrunnsveier for hydrokarbon-bevegelse.

Sammendrag av oppfinnelsen

I samsvar med denne oppfinnelsen blir den foregående og andre hensikter oppnådd ved først å modellere generelle petrofysiske egenskaper av et reservoarlag av interesse, og så modellere strømningskarakteristikker av individuelle simuleringsceller inne i reservoarlaget, slik at strømningskarakteristikkene for mange simuleringsceller sammen kan påvise tilstedeværelsen av hindringer og/eller strømningsveier inne i reservoarlaget. Den petrofysiske modellen som er nødvendig for det første trinnet i oppfinnelsen, er avhengig av et grunnleggende datasett som omfatter målte brønnlogg-petrofysiske egenskaper og et passende migrert 3-D seismisk datavolum. Selv om enhver passende petrofysisk modell kan brukes i

denne oppfinnelsen, foretrekkes en forovermodellerings- eller seismisk inversjonsteknikk, som erkjenner og benytter ikke-unik inversjon (NUI) av seismiske/litologiske parametre. Denne foretrukkede modellen, heretter omtalt som en NUI-modell, blir initiert fra brønnstedet og predikterer modellogger som kan uttrykkes som kontinuerlige kurver av en reservoaregenskap som en funksjon av dybden. Modelloggene blir prediktert for et flertall av forovermodellsteder, som samsvarer med seismiske refleksjonspunkter. En strømnings- kontra ikke-strømningsbetingelse blir bestemt for NUI-datapunkter som er anordnet i rader og lateralt forløpende kolonner gjennom det seismiske datavolumet som er av interesse, idet informasjon er tilgjengelig i form av kontinuerlige NUI-modellogger ved den relativt tette inndelingen av seismiske data. NUI-datapunktene er utvalgte, individuelle punkter på de kontinuerlige NUI-modelloggene. Strømnings- eller ikke-strømnings-betingelsen for et NUI-datapunkt er basert på anvendelse av et avbrytelses- eller terskelnivå, som er en verdi eller sammensatt verdi for to eller flere petrofysiske egenskaper, som skal til for at strømning skal finne sted gjennom NUI-datapunktet. Det 3-D seismiske datavolumet er videre inndelt i et flertall av subvolumer, hvor hvert subvolum inneholder ett av NUI-datapunktene. Fem strømningsveier gjennom og rundt hvert subvolum er definert med hensyn til gjensidig perpendikulære x, y og z koordinataksler, og veiene blir analysert med henvisning til koordinataksene. Denne analysen definerer numeriske konnektivitetsfaktorer (CF) for hvert subvolum, eller ekvivalente NUI-datapunkter, for strømning rettet langs hver av koordinataksene. Videre er klynger av subvolumer definert for å danne simuleringceller. Strømningskarakteristikker for simuleringcellene blir så analysert med hensyn til koordinataksene. I simuleringscelleanalysen blir et ønsket antall skiver, normalt på hver av koordinataksene, definert for hver simuleringscelle, hvor hver av disse skivene inneslutter en mengde av subvolumene inne i cellen. En planartransmissibilitetsfaktor blir beregnet for hver skive som det aritmetiske middel for de numeriske konnektivitetsfaktorene for mengden av subvolumer i normalretningen for skiven. Endelig blir de planare transmissibilitetsfaktorene for hver skive harmonisk midlet langs hver av koordinataksene for hver simuleringscelle, og de numeriske strømningstallene for en gruppe av tilgrensende simuleringceller kan brukes til å påvise strømningshindringer og/eller strømningveier i hver retning inne i reservoarlaget.

I samsvar med et annet aspekt ved oppfinnelsen omfatter et apparat en datamaskin som er programmert til å gjennomføre den ovenfor beskrevne fremgangsmåten. I ytterligere et aspekt omfatter en programlagringsenhet et datamaskinlesbart medium som har datamaskinprogramkode inkorporert i seg for å bevirke at datamaskinen gjennomfører den ovenfor beskrevne fremgangsmåten.

Kort beskrivelse av tegningene

Patentfremstillingen inneholder minst én tegning utført i farger. Kopier av dette patentet med fargetegningen kan tilveiebringes av Patent and Trademark Office etter forespørsel og ved betaling av de nødvendige kostnader.

5 FIG. 1 er et generalisert tverrsnitt av jorda som viser seismiske refleksjonspunkter ved en brønn og ved forovermodellplassen.

 FIG. 2(a) er et planriss av FIG. 1 som viser en brønn og omkringliggende modellplasser.

10 FIG. 2(b) er et skjematisk diagram som illustrerer petrofysisk modell- utvikling for en forovermodellplass.

 FIG. 3(a) er en typisk seismisk seksjon.

 FIG. 3(b) representerer syntetiske traser som samsvarer med de seismiske seksjonene i FIG. 1.

15 FIG. 4 illustrerer en litologisk brønnlogg-rekke som er aktuell for oppfinnelsen.

 FIG. 5 illustrerer sammenligning av en reell seismisk trase med 10 syntetiske modelltraser.

 FIG. 6 er en illustrert tegning som viser koherens-analyseskjemaet.

 FIG. 7(a) er et perspektivriss som avbilder reservoarsubvolumer.

20 FIG. 7(b) er et forenklet diagram som illustrerer undergrunnsstrømning gjennom subvolumveier i samsvar med oppfinnelsen.

 FIG. 8(a) er et perspektivriss som avbilder en reservoar-simuleringscelle.

 FIG. 8(b) er et perspektivriss som avbilder skiver av simuleringscellene i FIG. 8(a).

25 FIG. 9 er et forenklet flytskjema for datamaskinimplementering i samsvar med oppfinnelsen.

 FIG. 10 er et datamaskingenerert fargedisplay som predikterer undergrunns- hindringer for et reservoar basert på spredte brønndata.

30 FIG. 11 er et datamaskingenerert fargedisplay som predikterer undergrunns- hindringer for reservoaret i FIG. 10 i samsvar med oppfinnelsen.

Detaljert beskrivelse av oppfinnelsen

Overfloden av tilgjengelige seismiske data, og den økte oppmerksomhet blant geofysikere ovenfor studier av reservoarkarakterisering, har tilveiebrakt kombinasjoner av basisdata som forbedrede seismiske inversjonsskjemaer kan
35 anvendes for. Basisdataene som denne oppfinnelsen skal anvendes for, er i form av en romlig følge av seismiske tidsskala-traser, som har blitt registrert, stakket og passende migrert over et begrenset tidsvindu som kjent i teknikken, og som i tillegg inkluderer litologisk og petrofysisk informasjon fra én eller flere brønner som befinner seg innen det seismiske undersøkelsesområdet. Syntetiske seismogrammer

og pseudologger kan beregnes fra basisdataene og videre utvides til å stille opp tallrike litologiske betingelser som sannsynlig kan finnes ved forovermodellplasser. Detaljer ved bølgeprosessering (engelsk: wavelet processing) for å frembringe syntetiske seismogrammer er fremlagt ved henvisning til fig. 3 i US patent nr. 5. 487.001 av Dennis Neff, inngitt 28. mai 1993, og hele fremstillingen av denne inkorporeres her som referanse. Med referanse til eksempelet i den inkorporerte fremstillingen er det også forklart detaljer ved frembringelse av pseudologger som omfatter litologi (V_{sh}), metning (S_w), porøsitet (Φ), produksjonssone, sonikk (Δt) og tetthet (ρ).

- 10 I den foretrukne utførelsesformen for denne oppfinnelsen er et første trinn i bestemmelsen av en NUI-modell for petrofysiske egenskaper å fremskaffe en 3-D seismisk undersøkelse som omgir en brønn, sammen med litologisk og petrofysisk informasjon fra minst én brønn, f. eks fra brønnlogger og kjerneoperasjoner. Fremgangsmåten definerer en initiell litologisk modell med en referansebrønn-
 15 beliggenhet som omfatter hastighets- og tetthetslogger avledet ved bruk av petrofysiske ligninger for å integrere målt porøsitet, sammensetning og metningslogger inn i hastighets- og tetthetsloggene. Den reelle seismiske trasen som samsvarer med brønnbeliggenheten er assosiert med den initielle modellen slik at litologiske data blir kombinert med de seismiske data ved brønnplassen.
 20 Forovermodell-perturbasjonsteknikker blir så brukt for å kombinere seismiske og litologiske data ved modellplassene.

De kjente petrofysiske parametrene for de respektive formasjonene ved brønnbeliggenhetene blir systematisk perturbert, og på denne måten blir det bestemt et stort antall av syntetiske seismogrammer, eller såkalte syntetiske seismiske traser, for således å bygge en katalog av syntetiske traser av tilstrekkelig størrelse slik at et utvalg av litologiske og petrofysiske parametre blir inkludert for hver forovermodellplass som sammenstiller kjente betingelser i den initielle modellen.

De ulike trinnene i fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen vil nå bli beskrevet i nærmere detalj med henvisning til et generalisert hydrokarbonreservoar. Med særlig henvisning til fig. 1 er illustrert jordoverflaten 10 og det underliggende tverrsnittet av jorda med multiple litologiske lag. Eksempler på lag under overflaten er illustrert ved 12, 14 og 16. Lag 14 er illustrert som å produsere hydrokarbon fra en brønn 28 ved midten av laget, og som vist, har laget 14 vannseksjoner ved 14 (a) og 14 (b). En 3-D seismisk undersøkelse blir gjennomført ved å posisjonere et gitter av
 35 seismiske kilder, illustrert ved 16, og seismiske mottakere slik som vist ved 18, som frembringer seismiske traser reflektert fra hydrokarbonlaget 14 ved punkter slik som illustrert ved 20 og 22. Selv om bare ett sett av refleksjonspunkter i avstand fra brønnen er illustrert, skal det forstås at seismiske traser reflektert fra hver av beliggenhetene angitt ved 24 også vil inkludere traser fra et arrangement av kilder

og mottakere som har felles midtpunkter ved hver beliggenhet 24. Beliggenhetene 24 vist i fig.1 sammenfaller med forovermodellplasser. Som benyttet her, er en forovermodellplass beliggenheten av en vertikal linje som traverserer et undergrunnslag, og som sammenknytter seismiske refleksjonspunkter fra øvre og nedre grenser av laget. Som det også er illustrert i fig. 1, brukes et brønnloggings-
 5 verktøy 23 for å gjennomføre ulike brønnloggings-målinger gjennom laget 14.

Det første trinnet er å fremskaffe initielle data som omfatter:

(1) en 3-D seismisk undersøkelse i form av seismiske signaler reflektert fra undergrunnspunkter som vist i fig. 3, og (2) brønnloggedata som illustrert i fig. 4.
 10 Fremgangsmåter som fremskaffer og prosesserer slike seismiske data og brønnloggedata til nyttige former, er velkjent for fagfolk.

Som tidligere nevnt omfatter de initielle data en litologisk modell med en referansebrønnbeliggenhet 28 som er basert på målte brønndata. Den initielle modellen omfatter en hastighets- og en tetthetslogg avledet ved bruk av petrofysiske
 15 ligninger til å integrere målt porøsitet, sammensetning og fluidmetning inn i hastighets- og tetthetsloggene, og en reell seismisk trase som kombineres med de initielle brønnloggene. En fremgangsmåte for å gjennomføre en slik tilknytning er beskrevet i en tidligere inkorporerte referansen.

Fig. 2 (a) er et planriss av en del av 3-D volumet illustrert i fig. 1, og viser brønnen
 20 28 omgitt av seismiske refleksjonspunkter 24, som sammenfaller med forovermodellplasser. Forovermodelleringsteknikken setter sammen en katalog av syntetiske forovermodelltraser. Teknikken er tydeligere illustrert med henvisning til fig. 2 (b), som viser en brønn, illustrert med stiplet linje 28, og en enkel forovermodellplass illustrert ved stiplet linje 24. Den initielle modellen ved brønnplassen
 25 28 omfatter målte litologiske betingelser 30, en målt hastighets- og/eller tetthetslogg 32, som inkorporerer petrofysiske parametre, i en reell seismisk trase 34. For å fremskaffe forovermodellen blir de kjente betingelsene 30 ved initialplassen perturbert for å stille opp sannsynlige litologiske betingelser ved foroverplassen 24. Som vist er det foreslått to betingelser 40 og 42, men det må forstås at ethvert
 30 ønsket antall av betingelser kan foreslås. For hver foreslåtte litologiske betingelse kan et antall av geologisk gjennomførbare pseudologger settes sammen for modellplassen 24. I fig. 2 (b) blir to pseudologger konstruert for hver foreslåtte betingelse som illustrert ved 43-46. Igjen må det forstås at ytterligere pseudologger kan settes sammen dersom det er ønskelig. For hver pseudologg blir så et antall av
 35 syntetiske seismiske modelltraser avledet. I fig. 2 (b) blir to syntetiske modelltraser avledet for hver pseudologg som illustrert ved 50-57, men mer enn to syntetiske traser for hver pseudologg kan inkluderes. Tilsvarende for hver foroverplass, omfatter modellelementer fire attributter: en reell seismisk trase 60, minst to

litologiske betingelser 40 og 42, minst fire pseudologger 43-46, og minst åtte syntetisk modell-seismikktraser 50-57.

Fig. 4 viser et typisk datamaskin-arbeidsstasjonsdisplay for rekken av logger av interesse i denne oppfinnelsen, omfattende petrofysiske parametre for skifer-egenskaper (V_{sh}), metning (S_w), og porøsitet (ϕ), produksjonssone, sonikk (Δt) og tetthet (ρ), som er anvendbare i den foreliggende oppfinnelse. Passende skalaer for de illustrerte loggene er markert på den horisontale akse, og brønn dybden i fot er indikert på den vertikale akse. I fig. 4 er også definisjonen for en laggrense for reflekterende horisonter vist, som indikerer tverrsnittet av volumet som kan velges for detaljert modellering i samsvar med oppfinnelsen.

Parametre av interesse for modellering omfatter dem som kan indikere et undergrunnslag som inneholder hydrokarboner i tilstrekkelig mengde til å begrunne kommersiell produksjon, slik som lagtykkelse, skiferegenskaper, porøsitet, permeabilitet, vannmetning etc. Dette gjennomføres ved tilknytning av en reell seismisk trase ved en modellbeliggenhet, slik som trase 60 i fig. 2 (b), som er den mest sannsynlige av de flere ulike petrofysiske parametrene som er foreslått for modellplassen. Forovermodellering anvendes således når perturbasjoner i petrofysiske egenskaper er representative for sannsynlige og rimelige variasjoner av den petrofysiske egenskapen eller egenskapene for den initielle modellen, uten hensyn til analyse av de reelle seismiske trasene ved forover-modellplassen.

Med henvisning til fig. 3 (a), er det illustrert en seismisk seksjon av registrerte og prosesserte seismiske traser av en type som kan ha blitt fremskaffet fra et tverrsnitt av jorda som illustrert i fig. 1. Fig. 3 (b) viser et sett (av mange mulige sett) av samsvarende modelltraser, som er syntetiske modelltraser slik som illustrert ved 50-57 i fig. 2 (b), og hver av disse syntetiske trasene er kombinert med en pseudologg og en petrofysisk betingelse, også som illustrert i fig. 2 (b). Seismisk stasjonsnumre 0-30 er vist ved toppen av seksjonen på den horisontale akse av fig. 3, og intervaller for toveis seismisk gangtid i millisekunder er angitt på den vertikale akse.

Prosesen med å tilpasse katalogen av syntetiske seismiske traser til virkelige traser er illustrert med henvisning til fig. 5. Denne figuren viser en sammenligning av en reell seismisk trase med ti syntetiske traser. En typisk katalog av syntetiske traser ville omfatte fra omkring 1 000 til omlag 200 000 traser. Som tidligere nevnt benyttes imidlertid en datamaskin for å sammenligne hver syntetiske forovermodelltrase i katalogen med hver reelle trase i den seismiske undersøkelsen, og adskillige (f.eks 10 til 50) ulike syntetiske traser blir valgt for hver forovermodellplass som "beste tilpasning" av den reelle seismiske trasen for modellplassen på en eller annen måte. Målet for likhet mellom syntetiske og reelle traser omfatter en matematisk beregning av fire faktorer. Disse faktorene omfatter en absolutt

gjennomsnittsdifferansefaktor, en såkalt RB-faktor, en krysskorrelasjonskoeffisient og en krysskorrelasjonsforsinkelse, hvor enhver av disse faktorene kan bli vektet avhengig av f. eks konfidensen i basisdataene. Krysskorrelasjonsteknikken er vanligvis begrenset til et lite tidsvindu av omlag 30 millisekunder (ms) til omlag ett hundre millisekunder for den seismiske trasen, som illustrert i fig. 5. Dette tidsvinduet tilpasses til å omfatte reservoarsonen av interesse pluss eventuelle overdekkede eller underdekkede soner som kan innvirke på seismiske refleksjoner. Den viste seleksjonsmetoden benytter seg av to referanse-horisonter, men en enkelt horisont som tjener som nullforsinkelsesposisjonen for krysskorrelasjonsoperasjonene og som referansetid for posisjoneringen av pseudologger, kan anvendes. Datavolumet for den seismiske seksjonen er relativ amplitude og fortrinnsvis null fase.

Tabell I viser den numeriske sammenligningen av de ti valgte trasene med "best tilpasning" illustrert i fig. 5, hvor alle krysskorrelasjonskoeffisientene er større enn 0,984, korrelasjonsforsinkelser er 3 eller mindre, midlere absolutt differanse er 0,0104 eller mindre og RB-faktoren er større enn 0,983. En krysskorrelasjonsverdi på 1,0, med en midlere differanseverdi lik null, representerer en perfekt tilpasning. Den mest robuste sammenligningen mellom modellen og reelle seismiske traser opptrer imidlertid når krysskorrelasjonen og absolutte verdidifferanser blir uavhengig normalisert til en skala fra -1,0 til 1,0, og deretter rangert etter en kombinert verdi, kalt RB-faktoren, som er vist i tabell I. En RB-faktor på 1,0 representerer en perfekt tilpasning, og verdier mindre 1,0 gjenspeiler progressivt mindre identiske bølgeformer.

Tabell I				
Sammenligning av seismiske traser				
Modell CDP	X-korr.koeffisient	X-korr.-forsinkelse	Midlere abs. diff.	RB-faktor
1	0,9858	2	0,0100	0,9841
2	0,9903	2	0,0091	0,9885
3	0,9864	2	0,0104	0,9834
4	0,9885	2	0,0104	0,9830
5	0,9843	3	0,0090	0,9858
6	0,9867	3	0,0089	0,9871

7	0,9841	2	0,0093	0,9850
8	0,9851	2	0,0088	0,9865
9	0,9852	2	0,0098	0,9842
10	0,9862	1	0,0080	0,9890

Mange syntetisk trase-løsninger kan tilfredsstillende de reelle seismiske data, f.eks er hver av de ti modelltrasene som er illustrert i fig. 5 tilfredsstillende tilpasset den reelle seismiske trasen. Siden de fleste av disse passende syntetiske trasene ikke kan utelukkes å være kombinert med geologisk uakseptabel litologi ved en modellplass, brukes et koherent numerisk analyseskjema for å sammenligne pseudologgene, som er kombinert med de valgte "beste tilpassing"- syntetiske trasene med sammenfallende pseudologger for tilgrensende plasser. Med henvisning til fig. 6 er det illustrert 9 forover-modellplasser, innen et volum som skal modelleres, hvor plassene kan identifiseres i samsvar med x- og y-koordinater vist med tallene i parentes. En tredje akse med betegnelsen z er også vist, og indikerer tid eller alternativt dybde. For hver modellplass er adskillige pseudologg-traser illustrert, f.eks ved henvisningstall 50-55, som er pseudologgene kombinert med de valgte "beste tilpassing" - syntetiske seismiske trasene for hver modellplass. Et numerisk analyseskjema, som tidligere illustrert med henvisning til fig. 5, sammenligner pseudologger for hver plass med pseudologger for tilgrensende plasser. For eksempel blir pseudologger assosiert med plassbeliggenhet 0,0 sammenlignet med samsvarende pseudologger for de åtte omkringliggende plassene. Den numeriske analysen velger så den enkle pseudologgen for hver modellplass som er mest harmonisk med dens geologiske omgivelser som den kontinuerlige NUI-modellloggen for den plasser. Den numeriske koherensskjemaet kan anta ulike former. Uansett dets form, er dets funksjon å sammenligne likheten av petrofysiske egenskaper ved tilstøtende plasser. Skjemaet kan inkludere kriterier slik som: (a) hvilken pseudologg, dvs porøsitet, permeabilitet, impedans etc, som skal sammenlignes, (b) antallet av valgte pseudologger på hver plass (c), dybden eller tidsintervallet brukt ved sammenligningen, (d) kvaliteten på den seismiske overensstemmelsen, og (e) radiell avstand fra sentralbeliggenheten. Relative vekt faktorer kan også brukes i forbindelse med de ovenstående kriteriene. For eksempel blir diagonale hjørne-pseudologgtraser, slik som 1,1 og -1, -1, fortrinnsvis vektet med 70% for valg av den sentrale loggen. Generelt brukes det samme tidsvinduet for koherent testing av pseudologger og krysskorrelasjon av seismiske traser.

Koherensoverensstemmelseskjemaet tillater at kart i tredimensjonale bildemodell-fremvisninger av undergrunnsvolumer kan ha mer geologisk rimelige trender, samtidig med at den høye oppløsningen for den seismiske undersøkelsen opprettholdes.

5 Med detaljert informasjon tilgjengelig i form av kontinuerlige NUI-modell-logger ved relativt tett inndeling av de seismiske data, bestemmes en strømnings- kontra ikkestrømningstilstand for NUI-datapunktene, som er arrangert i rader og kolonner gjennom det seismiske datavolumet som er av interesse. Disse NUI-datapunktene er valgte punkter på NUI-modell-loggen, og tilveiebringer predikerte verdier for
10 petrofysiske egenskaper slik som permeabilitet, porøsitet, skiferegenskaper etc, ved ulike dybder gjennom undersøkelsesvolumet. De NUI-petrofysiske verdiene kan sammenlignes med kjente engineering/petrofysiske forhold for å indikere en strømnings- eller ikkestrømningstilstand for hver NUI-datapunkt. Den foretrukne fremgangsmåten for å bestemme en strømnings- kontra ikkestrømningstilstand for et
15 NUI-datapunkt, er å etablere en terskel- eller avbrytningsverdi for en egenskap slik som permeabilitet, porøsitet, metning eller skiferegenskaper, som er den minimale eller den maksimale verdien av egenskapen som opptrer for strømning som er velkjent for en fagmann. NUI-verdien blir så sammenlignet med terskel- eller avbrytningsverdien. Terskel- eller avbrytningsverdier som er sammensatt av to eller
20 flere petrofysiske egenskaper tas også i betraktning.

Videre blir det 3-D seismiske volumet av interesse inndelt i et relativt stort antall tilgrensende subvolumer, hvor hvert subvolum omgir et enkelt NUI-datapunkt. Tilsvarende avhenger dimensjonene for subvolumet av inndelingen av de seismiske data. Med henvisning til fig. 7 (a), er en gruppe av sju subvolumer generelt angitt
25 ved henvisningstall 70, illustrert som en klynge av kuber 72, selv om subvolumet ikke behøver å være en kube. Kravet er at subvolumet inneslutter et NUI-datapunkt, og den illustrerte kubene er én av mange former som kan tas i betraktning for subvolumene. Fortsatt med referanse til fig. 7 (a) indikerer de skyggelagte kubene subvolumer som inneholder NUI-datapunkter som oppfyller det ovenfor nevnte
30 kriteriet om strømning kontra ikke-strømning, og de ikke-skyggelagte kubene indikerer ikke-strømnings-datapunkter. Med referanse til fig. 7 (b) avbilder NUI-datapunkter, som for enkelthets skyld er illustrert med henvisningstall 0-6, de samme strømnings-/ikke-strømningsdata som er illustrert i fig. 7 (a), men med henvisning til gjensidig perpendikulære x, y og z koordinataksene. Fig. 7 (b) viser
35 dermed enkelt eksempler på relative avstander mellom NUI-datapunktene 0-6.

For hvert NUI-datapunkt beregnes en konnektivitetsfaktor (cf) for hver av de tre uavhengige perpendikulære aksene. For hver retning finnes det en primær strømningsvei og fire alternative strømningsveier, hvor én av de alternative strømningsveiene er vist i fig. 7 (b), hvor den primære veien i x-retning fra én til to

er (1-0-2). Alternative veier er (1-5-2), (1-3-2), (1-4-2), og (1-6-2). Hvis alle NUI-datapunktene langs en vei indikerer en strømningsstilstand, anses veien å være gyldig slik at strømningsveier eksisterer. Fluid-transmissibiliteten for hver vei antas å være omvendt proporsjonal med lengden av veien.

5

Eksempel

10 Dette eksempelet illustrerer en beregning av en konnektivitetsfaktor (CF) for strømningsveier gjennom og omkring NUI-datapunktet vist som 0 i fig. 7 (b). Som tidligere nevnt representerer de skyggelagte punktene 0, 1, 2 og 3 strømningspunkter, og de ikke-skyggelagte punktene 4, 5 og 6 representerer ikke-strømningspunkter. Konnektivitetsfaktorene blir beregnet i samsvar med formelen:

$$CF = \frac{1}{a} + \frac{1}{b} + \frac{1}{c} + \dots + \frac{1}{n}$$

hvor:

a, b og c er avstander mellom punkter i strømningsveien.

Dersom distansene vist i fig. 7 (b) er :

15

$$\begin{aligned} 1 \rightarrow 0 = 0 \rightarrow 2 &= 120 \text{ ft;} \\ 1 \rightarrow 3 = 1 \rightarrow 4 &= 200 \text{ ft;} \\ 1 \rightarrow 5 = 1 \rightarrow 6 &= 130 \text{ ft;} \text{ og} \\ 0 \rightarrow 6 = 0 \rightarrow 5 &= 50 \text{ ft,} \end{aligned}$$

så er de åpne strømningsveiene vist i fig. 7 (b) for x-retningen gitt ved ligningen:

20

$$CF_{(x)} = CF(1-0-2) + CF(1-3-2)$$

$$CF_{(x)} = \frac{1}{(2 \times 120)} + \frac{1}{(2 \times 200)} = 0.00667$$

Deretter blir $CF_{(x)}$ normalisert ved maksimal konnektivitet i x-retningen, som er gitt ved ligningen:

25

$$\begin{aligned} CF_{(MAX)} &= CF(1-0-2) + CF(1-3-2) + CF(1-5-2) + CF(1-6-2) \\ &= \frac{1}{(2 \times 120)} + \frac{1}{(2 \times 130)} + \frac{1}{(2 \times 130)} + \frac{1}{(2 \times 200)} + \frac{1}{(2 \times 220)} = 0.1687 \end{aligned}$$

$$NCF_{(x)} = \frac{0.00667}{0.1687} = 0.3954,$$

som er verdien av den normaliserte CF i x-retningen.

30 I det neste trinnet, illustrert i FIG. 8(a), blir et antall tilstøtende individuelle volumer 72 anordnet i en gruppe for å danne en reservoar-simuleringscelle, generell vist ved 76. Strømningsveier langs x-aksen er vist ved pilen 78. En foretrukket fremgangsmåte for å definere størrelsen av simuleringscellen 76, langs tilstøtende

celler, er å legge over et gittermønster på et bestemt lag av interesse i den petrofysiske modellen. Simuleringscellene og NUI-datapunktene kan så defineres for hver åpning i gittermønsteret. For å analysere strømningsveier gjennom cellen er den foretrukne fremgangsmåten å inndele cellen 76 inn i et ønsket antall av skiver

5 perpendikulært til hver av de tre gjensidig perpendikulære x, y og z-aksene. FIG. 8(b) viser simuleringscellen inndelt i fire skiver langs x-aksen, som illustrert ved henvisningstall 70, og det er innlysende at lignende inndelinger kan gjøres for y- og z-aksene. Forsatt med henvisning til FIG. 8(b), omfatter hver av de illustrerte skivene 70 seksten subvolumer 72. En planar transmissibilitetsfaktor blir så

10 beregnet for hver skive 70 ved aritmetisk midling av $CF_{(x)}$ -verdiene av de 16 subvolumene i hver skive. Et numerisk x-akse-strømningstall (FN) for cellen bli så beregnet ved harmonisk midling av de planare transmissibilitetsfaktorene for de fire skivene langs x-aksen. For denne beregning brukes her den harmoniske midlingen for n tall i samsvar med dens ordinære betydning, definert som den resiproke av det

15 aritmetiske middel av deres resiproke for n antall. F.eks. er det harmoniske middel av a, b, c, ... n:

$$\left[\frac{a^{-1} + b^{-1} + \dots + n^{-1}}{n} \right]^{-1}$$

20 Strømningstallene som er avledet slik, kan brukes til å frembringe fremvisninger som illustrerer undergrunnshindringer og strømningsveier i en angitt retning.

Som fagfolk vil forstå, krever fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen en svært stor mengde av detaljerte beregninger, slik som frembringelse av en katalog av syntetiske traser, pseudologger, sammenligning mellom reelle og syntetiske seismiske traser, såvel som sammenligning mellom pseudologger for nabo-

25 modellplasser. Ytterligere prosessering omfatter sammenligninger av NUI-datapunkter med forhåndsdefinerte verdier, beregning av strømningsfaktorer, og endelig frembringelse av fargefremvisninger som benytter ulike skygger og nyanser.

Videre er FIG. 9 et flytskjema for datamaskinimplementering av prosessen ifølge oppfinnelsen. I FIG. 9, initielt vist ved 80, blir alle seismiske data og litologiske data sammenstilt for å tilveiebringe de nødvendige grunnleggende data som

30 omfatter et 3-D-seismisk datavolum og målte brønndata. Ved trinn 82 frembringes en initiell modell som inkluderer petrofysiske parametre som er aktuelle for det ønskede resultatet. Initielle litologiske data blir så perturbert slik at det foreslås et flertall petrofysiske egenskaper for forovermodellplasser, som uttrykt i blokk 84.

35 For hver foreslåtte petrofysiske egenskap blir et flertall pseudologger beregnet og assosiert med modellplassen, og et flertall av syntetiske seismiske traser blir beregnet for hver av de foreslåtte pseudologgene ved trinn 86. Det neste trinn 88

innbefatter å sammenligne reelle seismiske traser med de beregnede syntetiske trasene for å identifisere minst adskillige syntetiske traser som best overenstemmer med en reell seismisk trase på en eller annen måte. Videre, ved trinn 90, blir et flertall av pseudologger, som er assosiert med de identifiserte syntetiske trasene, forbundet med hver modellplass. Et flertall pseudologger ved hver modellplass blir sammenlignet med naboplasser ved trinn 92, og basert på denne sammenligningen velges en enkel pseudologg som modellogg for hver foroverplass ved trinn 94.

I trinn 96 begynner strømningsberegninger, hvor NUI-datapunktene sammenlignes med forhåndsbestemte terskel- eller avbrytningverdier for å bestemme en strømnings- kontra ikke-strømningstilstand for NUI-punktet. Videre, ved trinn 98, velges en gruppe av NUI-datapunkter for å danne en simuleringscelle. Ved trinn 100 beregnes numeriske konnektivitetsfaktorer som representerer muligheten for strømning i tre gjensidig perpendikulære retninger for hver NUI-datapunkt. Simuleringscellen blir inndelt i et antall skiver langs hver av de tre koordinataksene i trinn 102, og en planar transmissibilitetsfaktor blir beregnet for hver skive. Videre, i trinn 104, blir tre strømningstall (FN) for hver celle beregnet, dvs. en FN for hver akse, og disse strømningstallene kan tegnes inn enten i plan- eller tverrsnitt for å vise hindringer og strømningeveier i reservoarstrømningen, som uttrykt i trinn 106. Fargede plott som bruker et stort antall skygger og nyanser for å vise en stor bredde av verdier, slik som illustrert i FIG. 10 og 11, er foretrukket for fremvisningen av strømninghindringer eller strømningeveier i reservoaret.

Med særlig henvisning til FIG. 10 og 11 er det illustrert et planriss av overflaten for et undergrunns lag som er parallelt med et geologisk lag. Disse figurene er datamaskingenererte modeller av undergrunnen som bruker et stort antall skygger og nyanser for å vise en bred rekkevidde av permeabilitet over overflaten. Fargekodings skjemaet som er anvendt, er et autoskaleringsystem hvor den fulle rekkevidden av fargenyanser er skalert for å representere den maksimale variasjon i permeabilitetsverdier som er fremvist i tegningen. Bildene omfatter en fargekode i venstre hjørne av tegningen, som viser millidarcy-verdier for permeabilitet.

Som eksempler representerer FIG. 10 og 11 en fargefremvisning for estimater av permeabilitetshindringer idet samme laget for hydrokarbonstrømning i x-retning før og etter anvendelse av den foreliggende oppfinnelsen. I FIG. 10 er de predikterte hindringene basert på sparsomme brønndata, dvs. fra et titalls til hundretalls av brønner, slik at beliggenheten for geologiske hindringer for hydrokarbonstrømning enten ble ekstrapolert fra brønndata, eller konkludert fra seismiske overflatedata. I FIG. 11 ble strømningstallene for simuleringscellene i samsvar med denne oppfinnelsen, samsvarende med det overlagte gitteret, multiplisert med permeabilitetsverdiene for det samsvarende overlagte gitteret i FIG. 10. Således viser FIG. 10 og 11 den klare forskjellen mellom et klassisk estimat av

strømningshindringer, som i dette eksemplet er svært jevne og uniforme, kontra hindringene estimert i samsvar med denne oppfinnelsen, som er svært irregulære. Produksjonsdata fra feltoperasjoner over mange år støtter de mer irregulære strømningsstallene som er avbildet i FIG. 11.

- 5 Oppfinnelsen som er beskrevet og illustrert her, er en effektiv fremgangsmåte og et
: apparat for å bestemme hindringer for hydrokarbonstrømning i et reservoar. Fagfolk
vil imidlertid forstå at mange modifikasjoner og variasjoner av den foreliggende
oppfinnelsen er mulig i lys av den ovenstående lære, uten å fjerne seg fra
10 modeller for den petrofysiske modellen som er nødvendig i den foreliggende
oppfinnelse. Følgelig må det klart forstås at den foreliggende oppfinnelsen ikke er
ansett å være begrenset av de spesielle trekkene som er beskrevet og illustrert i
tegningene, men konseptet for den foreliggende oppfinnelsen skal bedømmes ved
rekkevidden av de etterfølgende krav.

PATENTKRAV

1. Datamaskinimplementert fremgangsmåte for bruk av både seismiske og petrofysiske data for å bestemme strømningskarakteristikker i et reservoarlag, hvor en petrofysisk modell er avledet fra et grunndatasett som omfatter et
- 5 tredimensjonalt seismisk datavolum, og brønnloggedata som representerer struktur og tekstur av nevnte reservoarlag for minst én brønnbeliggenhet i nevnte seismiske volum,
- karakterisert ved at fremgangsmåten omfatter følgende trinn:
- (a) å bestemme nevnte petrofysiske modell for nevnte reservoarlag, hvor
- 10 nevnte petrofysiske modell omfatter et flertall av modellogger for en reservoaregenskap,
- (b) å bestemme en strømnings- kontra ikke-strømningstilstand for et flertall av modell-datapunkter valgt som individuelle punkter på nevnte modell-
- 15 logger, hvor nevnte modell-datapunkter er arrangert i rader og kolonner i nevnte reservoarlag, og hvor nevnte strømningstilstand er basert på sammenligning av verdien for nevnte modell-datapunkt med forhåndsbestemt avbrytnings- eller terskelverdier for nevnte reservoaregenskap for at strømning skal finne sted,
- (c) å inndelegge nevnte reservoarlag i et flertall av tilstøtende subvolumer, hvor hvert av nevnte tilstøtende subvolumer angir ett av nevnte modell-datapunkter,
- 20 (d) å analysere et flertall av potensielle strømningsveier rundt og gjennom hvert av nevnte subvolumer med henvisning til gjensidig perpendikulære x, y og z koordinataksler, og å tilordne en numerisk konnektivitetsfaktor (CF) til hvert av de nevnte subvolumer for hver av nevnte x, y og z koordinataksler,
- (e) å definere en simuleringscelle i det tredimensjonale volumet av
- 25 nevnte seismiske undersøkelse, hvor nevnte simuleringscelle omfatter minst fire av nevnte subvolumer,
- (f) å inndelegge nevnte simuleringscelle i et ønsket antall skiver, hvor hver skive omgir et sett av nevnte subvolumer i nevnte simuleringscelle, og hvor hver av nevnte skiver er normal på en av nevnte x, y og z koordinataksler,
- 30 (g) å beregne en planar transmissibilitetsfaktor for en lateral retning for hver av nevnte skiver som det aritmetiske middel for nevnte numeriske CF-faktorer tilordnet i trinn (d) for nevnte laterale retning for nevnte sett av subvolumer inneholdt i hver av nevnte skiver,
- (h) å harmonisk midle nevnte planare transmissibilitetsfaktorer for hver
- 35 skive langs hver av nevnte x, y og z akser, for å definere et numerisk strømningstall for hver av nevnte x, y og z akser for nevnte simuleringscelle,
- (i) å gjenta trinn (e) til (h) for å danne et flertall av nevnte simuleringsceller i nevnte reservoarlag, og

(j) å benytte nevnte numeriske strømningsverdier for nevnte simuleringsceller for å påvise strømningshindringer i nevnte reservoarlag.

2. Fremgangsmåte i samsvar med krav 1, karakterisert ved at nevnte reservoaregenskap er valgt fra gruppen av
 - 5 (i) porøsitet,
 - (ii) permeabilitet, og
 - (iii) skiferegenskaper.
3. Fremgangsmåte i samsvar med krav 1,
 - 10 karakterisert ved at nevnte petrofysiske modell er en ikke-unik inversjonsmodell (NUI).
4. Fremgangsmåte i samsvar med krav 1, karakterisert ved at nevnte seismiske datavolum omfatter et
 - 15 fullstendig migrert 3-D seismisk volum, og at nevnte brønnloggedata omfatter kabelbrønnlogger.
5. Fremgangsmåte i samsvar med krav 1, karakterisert ved at nevnte fremgangsmåte-trinn for å bestemme
 - 20 nevnte petrofysiske modell av nevnte reservoaregenskap omfatter:
 - (a) å bestemme en initial petrofysisk modell, som er representativ for målte brønnloggedata ved nevnte brønnbeliggenhet,
 - (b) å fremlegge minst to ulike petrofysiske betingelser for et flertall av forovermodellplasser, hvor hver av nevnte forovermodellplasser samsvarer med litologien for en enkelt reell seismisk trase for nevnte seismiske datavolum, hvilken trase således er betegnet som en karakteristisk seismisk trase for den samsvarende
 - 25 forovermodellplassen, for således å tilveiebringe et flertall av nevnte karakteristiske traser som samsvarer med nevnte flertall av forovermodellplasser,
 - (c) å fremlegge for hver av nevnte forovermodellplasser:
 - (i) minst to pseudologger for hver av nevnte foreslåtte petrofysiske betingelser, hvor nevnte pseudologger kan uttrykkes som kontinuerlige
 - 30 kurver for nevnte reservoaregenskap som funksjon av dybden,
 - (ii) minst to syntetiske seismiske traser for hver av nevnte minst to pseudologger, hvor hver av nevnte minst to pseudologger er assosiert med nevnte minst to syntetiske seismiske traser, og en av nevnte minst to fremlagte petrofysiske betingelser, for således å tilveiebringe et flertall av syntetiske
 - 35 seismiske traser og et assosiert flertall av pseudologger,
 - (d) å sette sammen en katalog som omfatter nevnte flertall av syntetiske seismiske traser og nevnte assosierte flertall av pseudologger, og å lagre nevnte katalog i nevnte datamaskin, spesielt hvor nevnte trinn å bygge opp en katalog av syntetiske modelltraser resulterer i en katalog som inneholder fra om lag 1000 til

om lag 200 000 syntetiske seismiske traser,

(e) å velge et første sett av nevnte syntetiske seismiske traser og et assosiert første sett av pseudologger fra nevnte katalog for assosiering med en første karakteristisk trase for nevnte flertall av karakteristiske traser, spesielt hvor nevnte

5 sett av syntetiske seismiske traser utvalgt for assosiering med nevnte første karakteristiske trase omfatter fra 10 syntetiske traser til 50 syntetiske traser,

(f) å velge en pseudologg fra nevnte første sett av pseudologger valgt i trinn (e) for eksklusiv assosiering med nevnte første karakteristiske trase, som således er betegnet som en hovedpseudologg for nevnte første karakteristiske trase,

10 og

(g) å gjenta trinnene (e) og (f) for hver gjenstående av de nevnte karakteristiske seismiske traser, for derved å tilveiebringe et flertall av hovedpseudologger, og

(h) hvor nevnte flertall av hovedpseudologger valgt i trinn (f) omfatter

15 nevnte flertall av modelloggtraser for å bestemme nevnte petrofysiske modell.

6. Fremgangsmåte i samsvar med krav 5,

k a r a k t e r i s e r t v e d at nevnte trinn for å velge nevnte første sett av syntetiske seismiske traser og et assosiert første sett av pseudologger omfatter:

(a) å sammenligne i nevnte datamaskin hver syntetiske seismiske trase i

20 nevnte katalog med nevnte første karakteristiske seismiske trase,

(b) å velge nevnte første sett av syntetiske seismiske traser og assosierte første sett av pseudologger for assosiering med nevnte første karakteristiske seismiske trase basert på et numerisk mål for likheten mellom syntetiske traser av nevnte katalog og nevnte første karakteristiske seismiske traser, og hvor nevnte

25 numeriske mål omfatter verdier for følgende faktorer:

(i) en krysskorrelasjonskoeffisient;

(ii) en krysskorrelasjonsforsinkelse,

(iii) en absolutt gjennomsnittsdifferanse, og

(iv) en RB-faktor, og

(c) å gjenta trinnene (a) og (b) for hver gjenstående av nevnte

30 karakteristiske traser.

7. Fremgangsmåte i samsvar med krav 5,

k a r a k t e r i s e r t v e d at nevnte trinn for å velge en pseudologg fra nevnte første sett av pseudologger omfatter:

(a) å sammenligne i nevnte datamaskin nevnte første sett av pseudologger assosiert med nevnte første karakteristiske trase med minst et andre sett av pseudologger assosiert med andre karakteristiske trase, hvor nevnte første karakteristiske trase og nevnt andre karakteristiske trase samsvarer med første og andre forovermodellplasser som er tilstøtende til hverandre,

35

(b) å benytte sammenligningen gjort i trinn (a) for å bestemme et

40

numerisk mål for likheten mellom hver pseudologg i nevnte første sett av pseudologger med samsvarende pseudologger i nevnte andre sett av pseudologger,

- (c) å velge nevnte ene pseudologg for å beskrive nevnte første forovermodellplass som pseudologgen for nevnte første sett av pseudologger som har den største likheten med en samsvarende pseudologg for minst nevnte andre sett av pseudologger, og

(d) å gjenta trinnene (a), (b) og (c) for hver gjenværende forovermodellplass.

8. Fremgangsmåte i samsvar med krav 1, karakterisert ved at en reservoarsimuleringsmodell som er delvis beskrevet med nevnte reservoarpermeabilitet estimerer lenkede cellestrømningsverdier som blir påvirket av nevnte strømningstall beregnet for nevnte reservoarmodellceller i trinn (h), og at nevnte estimerte lenkede cellestrømningsverdier er basert på sparsomme brønndata, idet forbedringen omfatter:
- 15 å bruke nevnte strømningstall beregnet i trinn (h) som multiplikatorer for nevnte samsvarende lenkede cellestrømningsverdier i nevnte reservoarsimuleringsmodell.

9. Fremgangsmåte i samsvar med krav 1, karakterisert ved at den i tillegg omfatter
- 20 å bruke de numeriske strømningstallene beregnet for hver av nevnte flertall av simuleringceller for å frembringe en bildefremvisning av strømningskarakteristikker i nevnte reservoarlag.

10. Fremgangsmåte i samsvar med krav 1, karakterisert ved at nevnte flertall av potensielle strømningsveier omfatter fem veier, og at nevnte numeriske konnektivitetsfaktor (CF) beregnes i samsvar med formelen:

$$CF = \frac{1}{a} + \frac{1}{b} + \frac{1}{c} + \dots + \frac{1}{n}$$

- 30 hvor a, b og c er avstander mellom NUI-datapunkter inneholdt i tilstøtende subvolumer, spesielt hvor nevnte numeriske strømningstall for hver av nevnte x, y og z -koordinataksler for hver av nevnte simuleringceller blir beregnet i samsvar med formelen:

$$[a^{-1} + b^{-1} + c^{-1} + \dots + n^{-1}]^{-1}$$

11. Apparat for å omforme reelle seismiske traser til en modell av strømningskarakteristikker i et reservoarlag, hvor en petrofysisk modell avledet fra et grunndatasett omfatter et tredimensjonalt seismisk volum, og litologiske

brønnloggedata som representerer struktur og tekstur av nevnte reservoarlag for minst én brønnbeliggenhet i nevnte seismiske volum,

k a r a k t e r i s e r t v e d at apparatet omfatter:

en datamaskin programmert til å utføre de følgende fremgangsmåte-trinn:

- 5 (a) å bestemme nevnte petrofysiske modell for nevnte reservoarlag, hvor nevnte petrofysiske modell omfatter et flertall av modellogger for en reservoaregenskap,
- (b) å bestemme en strømnings- kontra ikke-strømningstilstand for et flertall av modell-datapunkter valgt som individuelle punkter på nevnte modell-
10 logger, hvor nevnte modell-datapunkter er arrangert i rader og kolonner i nevnte reservoarlag, og hvor nevnte strømningstilstand er basert på sammenligning av verdien for nevnte modell-datapunkt med forhåndsbestemt avbrytnings- eller terskelverdier for nevnte reservoaregenskap for at strømning skal finne sted,
- (c) å inndelegge nevnte reservoarlag i et flertall av tilstøtende subvolumer,
15 hvor hvert av nevnte tilstøtende subvolumer angir ett av nevnte modell-datapunkter,
- (d) å analysere et flertall av potensielle strømningsveier rundt og gjennom hvert av nevnte subvolumer med henvisning til gjensidig perpendikulære x, y og z koordinataksler, og å tilordne en numerisk konnektivitetsfaktor (CF) til
20 hvert av de nevnte subvolumer for hver av nevnte x, y og z koordinataksler,
- (e) å definere en simuleringscelle i det tredimensjonale volumet av nevnte seismiske undersøkelse, hvor nevnte simuleringscelle omfatter minst fire av nevnte subvolumer,
- (f) å inndelegge nevnte simuleringscelle i et ønsket antall skiver, hvor hver skive omgir et sett av nevnte subvolumer i nevnte simuleringscelle, og hvor hver av
25 nevnte skiver er normal på en av nevnte x, y og z koordinataksler,
- (g) å beregne en planar transmissibilitetsfaktor for en lateral retning for hver av nevnte skiver som det aritmetiske middel for nevnte numeriske CF-faktorer tilordnet i trinn (d) for nevnte laterale retning for nevnte sett av subvolumer inneholdt i hver av nevnte skiver,
- 30 (h) å harmonisk midle nevnte planare transmissibilitetsfaktorer for hver skive langs hver av nevnte x, y og z akser, for å definere et numerisk strømningstall for hver av nevnte x, y og z akser for nevnte simuleringscelle,
- (i) å gjenta trinn (e) til (h) for å danne et flertall av nevnte simuleringsceller i nevnte reservoarlag, og
- 35 (j) å benytte nevnte numeriske strømningsverdier for nevnte simuleringsceller for å påvise strømningshindringer i nevnte reservoarlag.

12. Apparat i samsvar med krav 11,

k a r a k t e r i s e r t v e d at det i tillegg omfatter:

- 40 en akustisk kilde for å inngi akustiske signaler i jorda,
midler for å detektere akustiske refleksjonssignaler sendt tilbake til

jordoverflaten av undergrunnsdiskontinuiteter, og
midler for å registrere nevnte refleksjonssignaler.

13. En programlagerinnretning, lesbar av en datamaskin, som konkret omfatter et program av instruksjoner som er eksekverbare av nevnte datamaskin for å
5 omforme reelle seismiske traser og brønnloggedata til en modell av strømningskarakteristikker for et reservoarlag, hvor en petrofysisk modell avledet fra et grunndatasett omfatter et tredimensjonalt seismisk volum, og litologiske brønnloggedata som representerer struktur og tekstur av nevnte reservoarlag for minst én brønnbeliggenhet i nevnte seismiske volum,

10

k a r a k t e r i s e r t v e d at programmet forårsaker at datamaskinen utfører de følgende trinn:

(a) å bestemme nevnte petrofysiske modell for nevnte reservoarlag, hvor nevnte petrofysiske modell omfatter et flertall av modellogger for en
15 reservoaregenskap,

(b) å bestemme en strømnings- kontra ikke-strømningstilstand for et flertall av modell-datapunkter valgt som individuelle punkter på nevnte modell-logger, hvor nevnte modell-datapunkter er arrangert i rader og kolonner i nevnte reservoarlag, og hvor nevnte strømningstilstand er basert på sammenligning av
20 verdien for nevnte modell-datapunkt med forhåndsbestemt avbrytnings- eller terskelverdier for nevnte reservoaregenskap for at strømning skal finne sted,

(c) å inndelegge nevnte reservoarlag i et flertall av tilstøtende subvolumer, hvor hvert av nevnte tilstøtende subvolumer angir ett av nevnte modell-datapunkter,

(d) å analysere et flertall av potensielle strømningsveier rundt og
25 gjennom hvert av nevnte subvolumer med henvisning til gjensidig perpendikulære x, y og z koordinataksler, og å tilordne en numerisk konnektivitetsfaktor (CF) til hvert av de nevnte subvolumer for hver av nevnte x, y og z koordinataksler,

(e) å definere en simuleringscelle i det tredimensjonale volumet av nevnte seismiske undersøkelse, hvor nevnte simuleringscelle omfatter minst fire av
30 nevnte subvolumer,

(f) å inndelegge nevnte simuleringscelle i et ønsket antall skiver, hvor hver skive omgir et sett av nevnte subvolumer i nevnte simuleringscelle, og hvor hver av nevnte skiver er normal på en av nevnte x, y og z koordinataksler,

(g) å beregne en planar transmissibilitetsfaktor for en lateral retning for
35 hver av nevnte skiver som det aritmetiske middel for nevnte numeriske CF-faktorer tilordnet i trinn (d) for nevnte laterale retning for nevnte sett av subvolumer inneholdt i hver av nevnte skiver,

(h) å harmonisk midle nevnte planare transmissibilitetsfaktorer for hver skive langs hver av nevnte x, y og z akser, for å definere et numerisk strømningstall
40 for hver av nevnte x, y og z akser for nevnte simuleringscelle,

- (i) å gjenta trinn (e) til (h) for å danne et flertall av nevnte simuleringsceller i nevnte reservoarlag, og
- (j) å benytte nevnte numeriske strømningsverdier for nevnte simuleringsceller for å påvise strømningshindringer i nevnte reservoarlag.

- 5 14. Programlagerinnretning i samsvar med krav 13,
k a r a k t e r i s e r t v e d at nevnte reservoaregenskaper velges fra en gruppe
av egenskaper som omfatter:
- (i) porøsitet
 - (ii) permeabilitet, og
 - 10 (iii) skiferegenskaper.
15. Programlagerinnretning i samsvar med krav 13,
k a r a k t e r i s e r t v e d at nevnte petrofysiske modell omfatter en ikke-unik
inversjonsmodell (NUI).

2/11

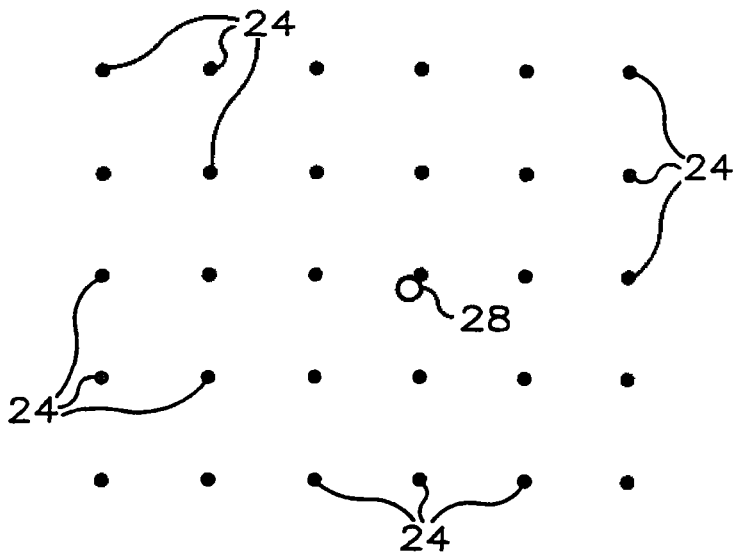


FIG. 2(a)

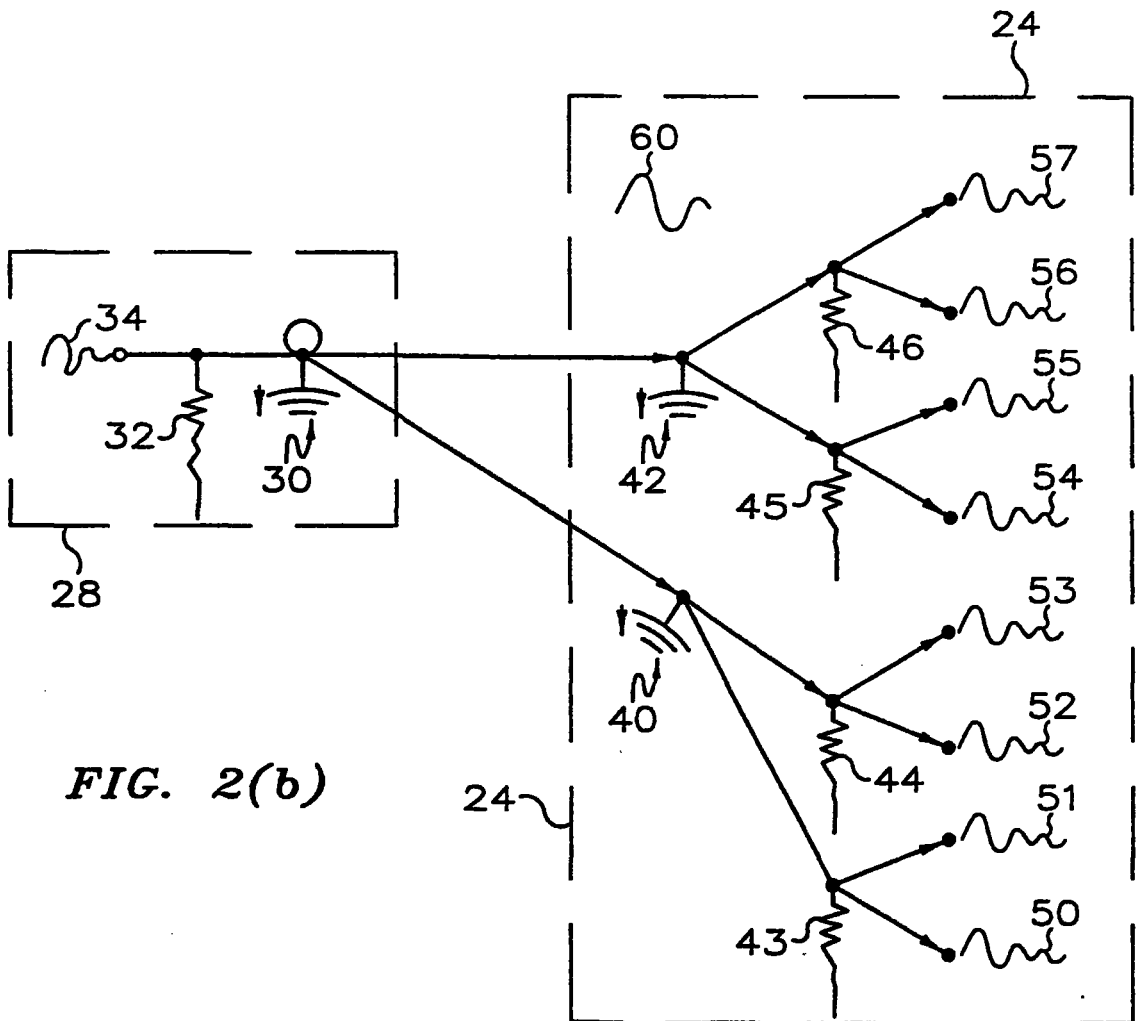
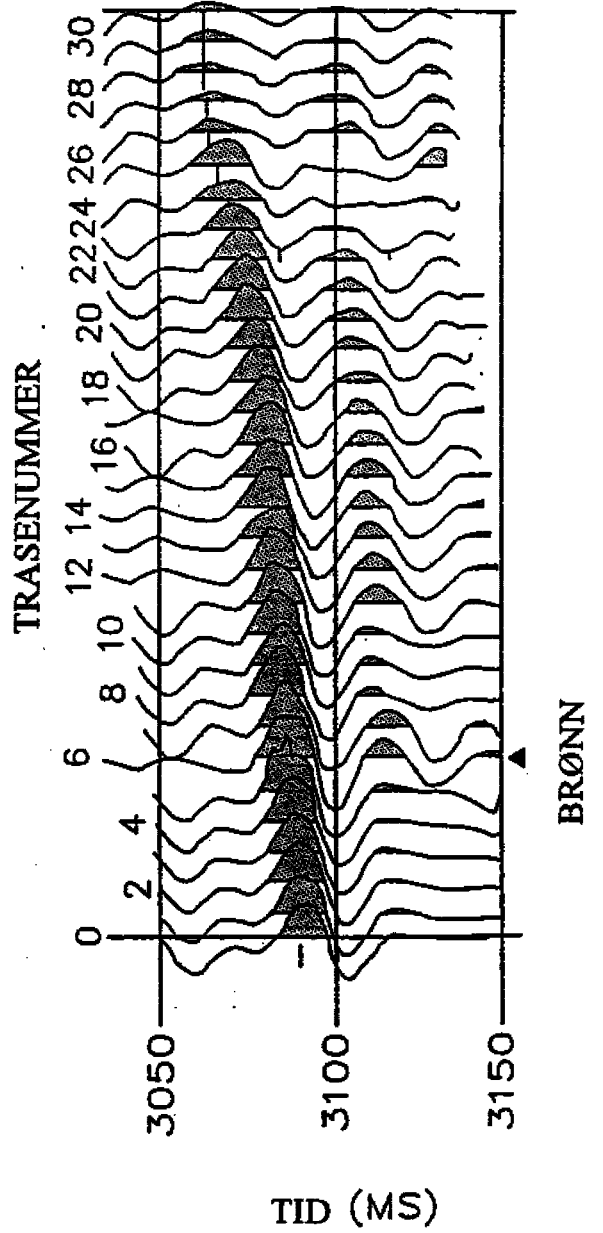
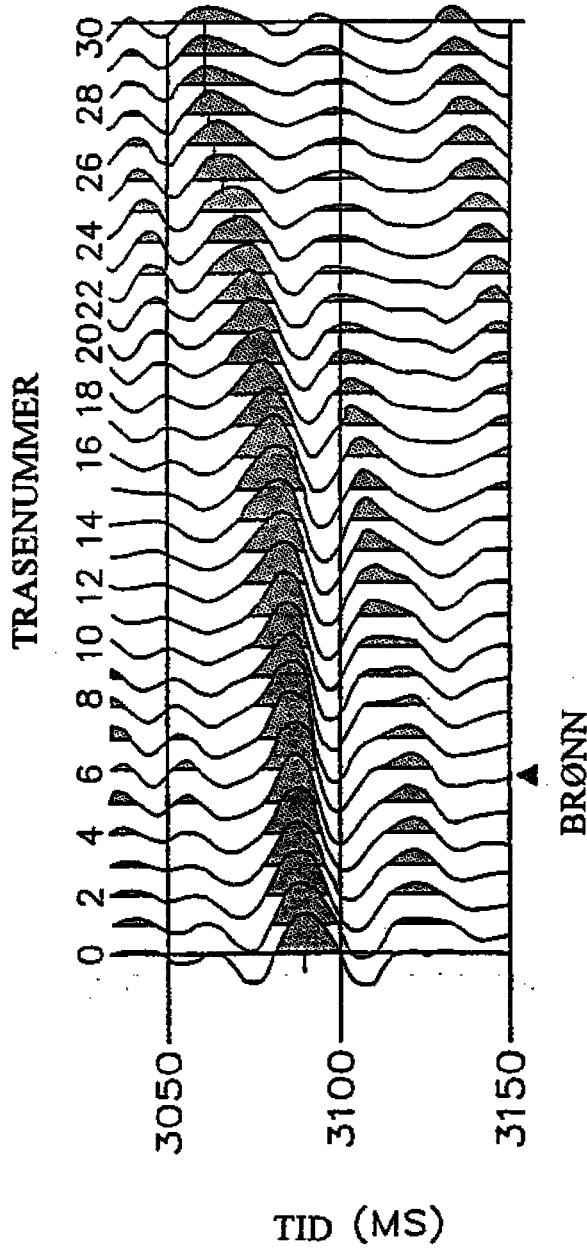


FIG. 2(b)



4/11

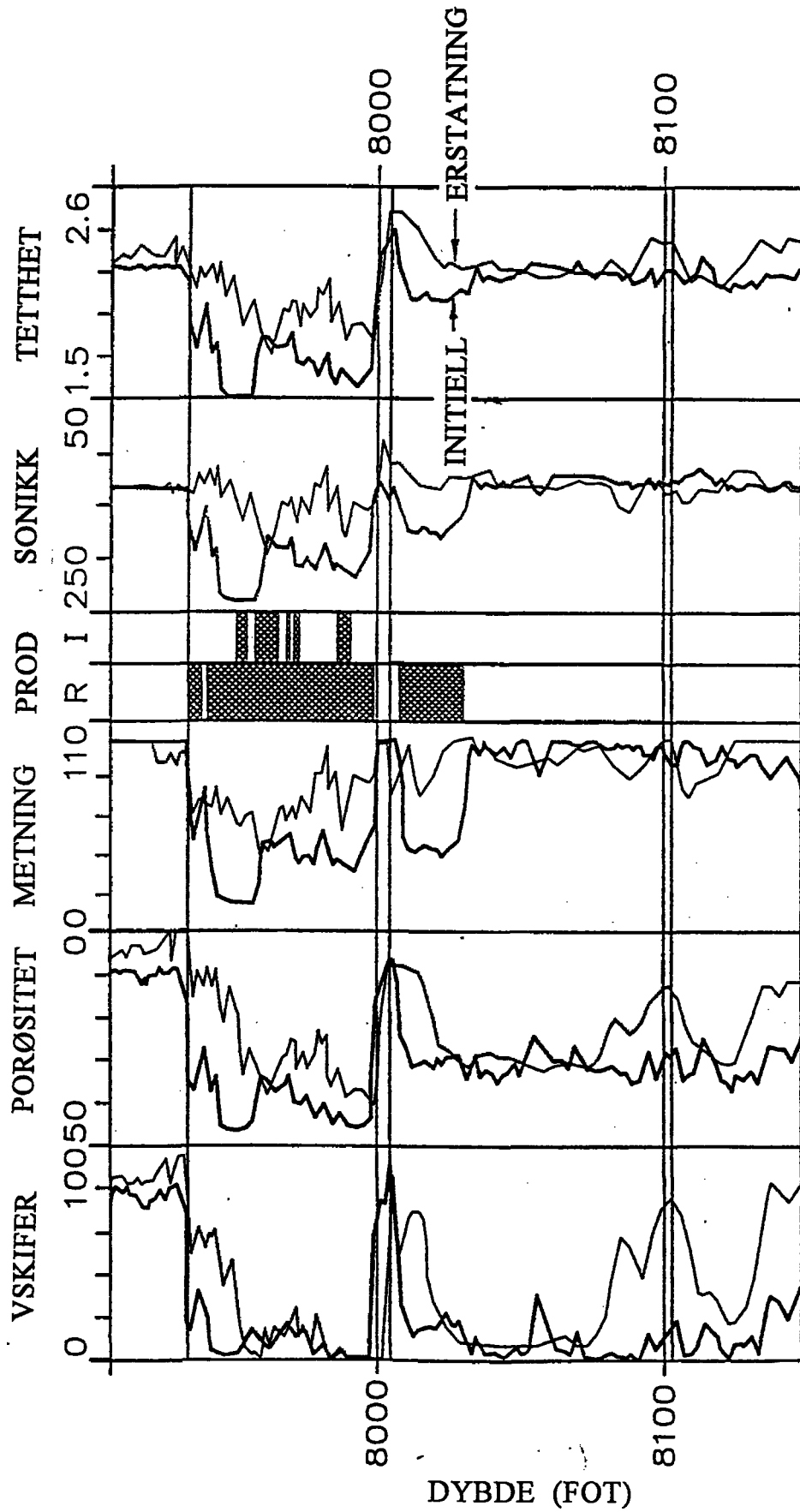


FIG. 4

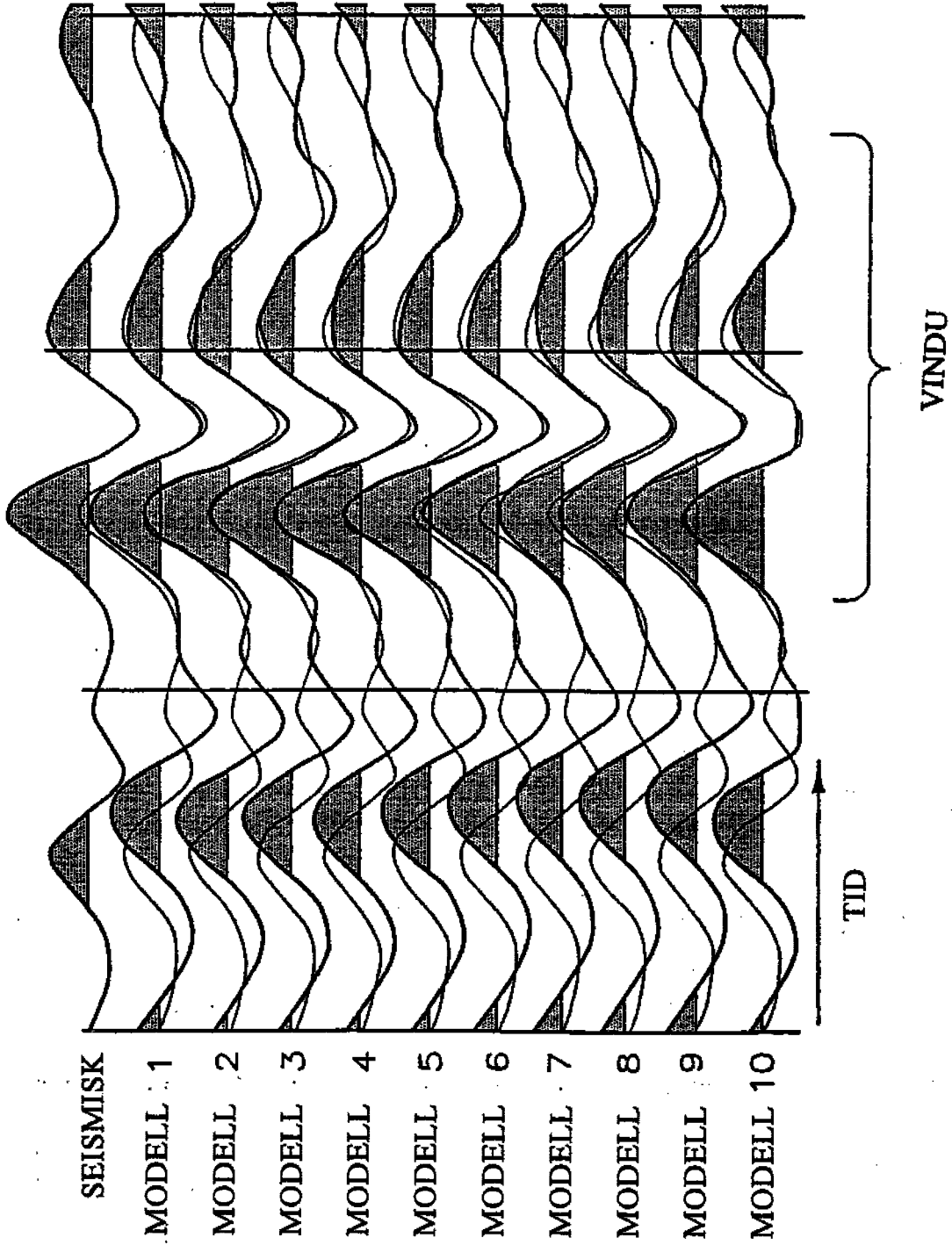


FIG. 5

6/11

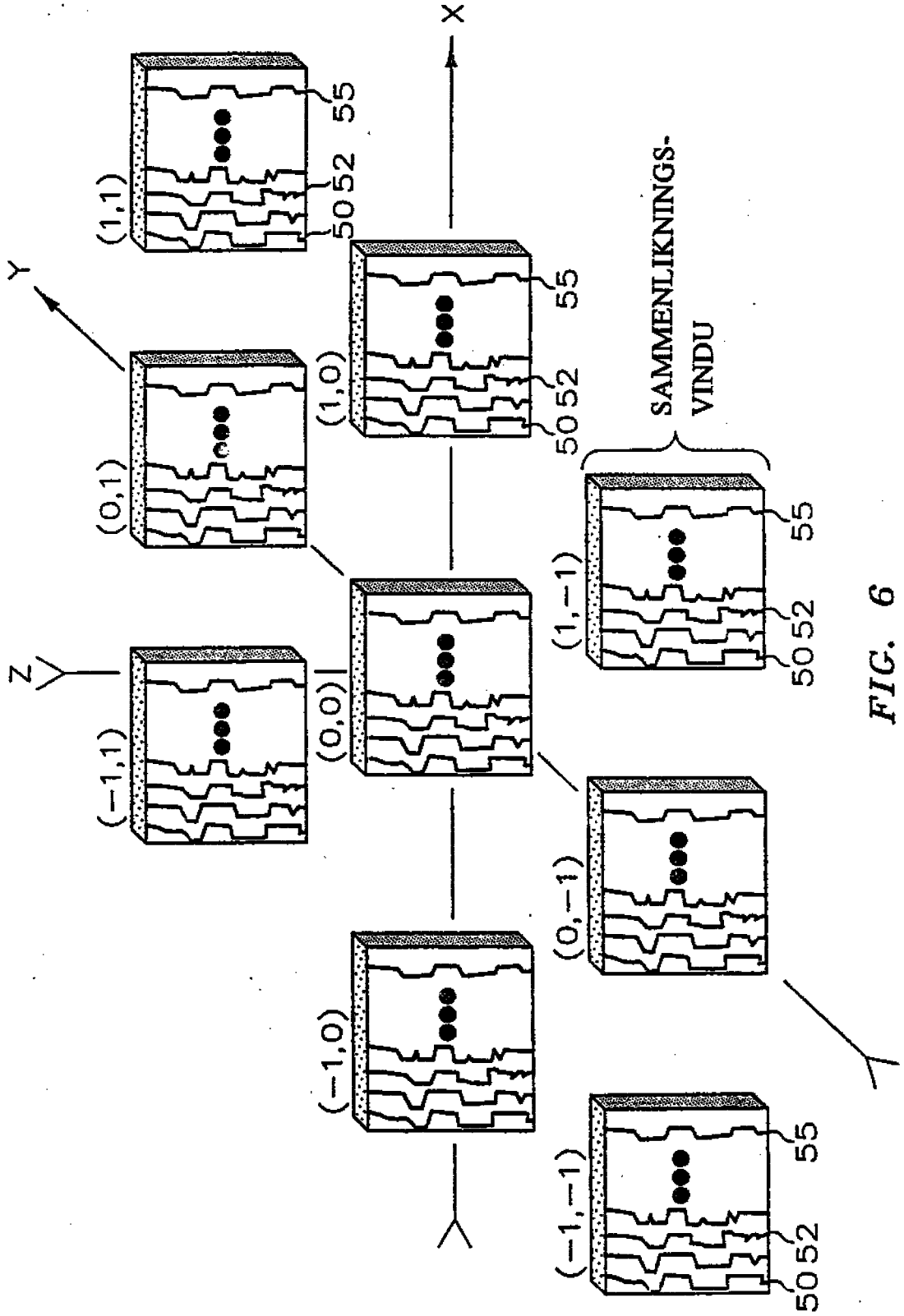


FIG. 6

7/11

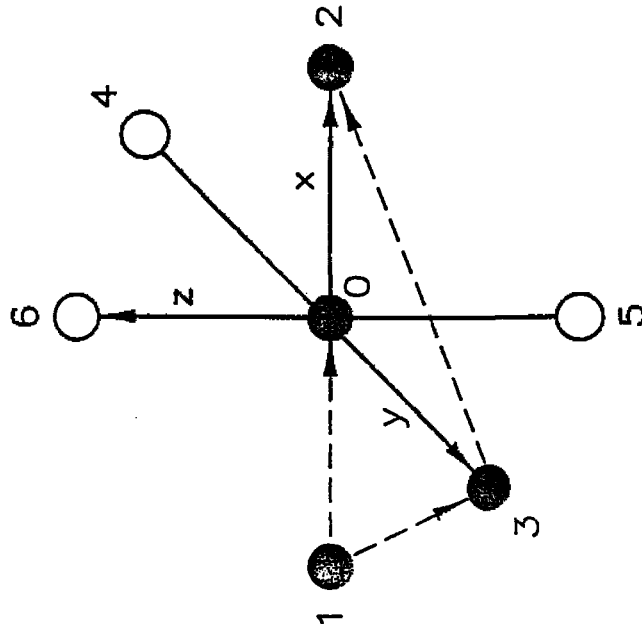


FIG. 7(b)

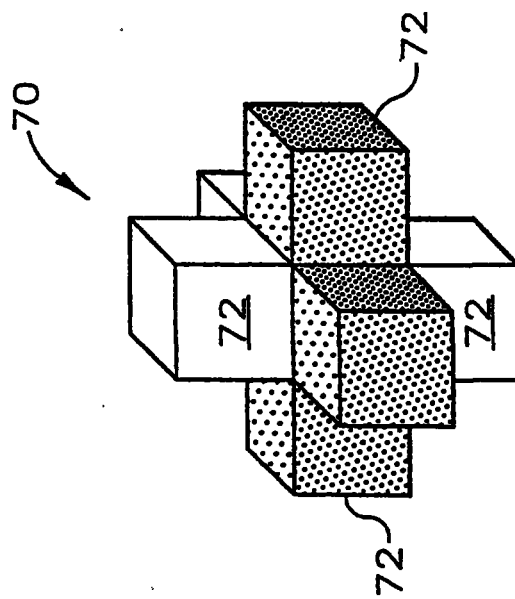


FIG. 7(a)

8/11

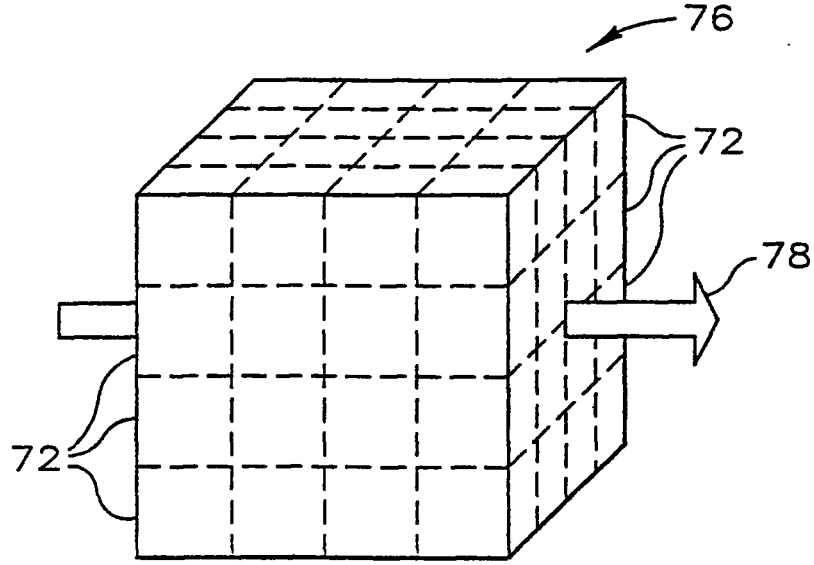


FIG. 8(a)

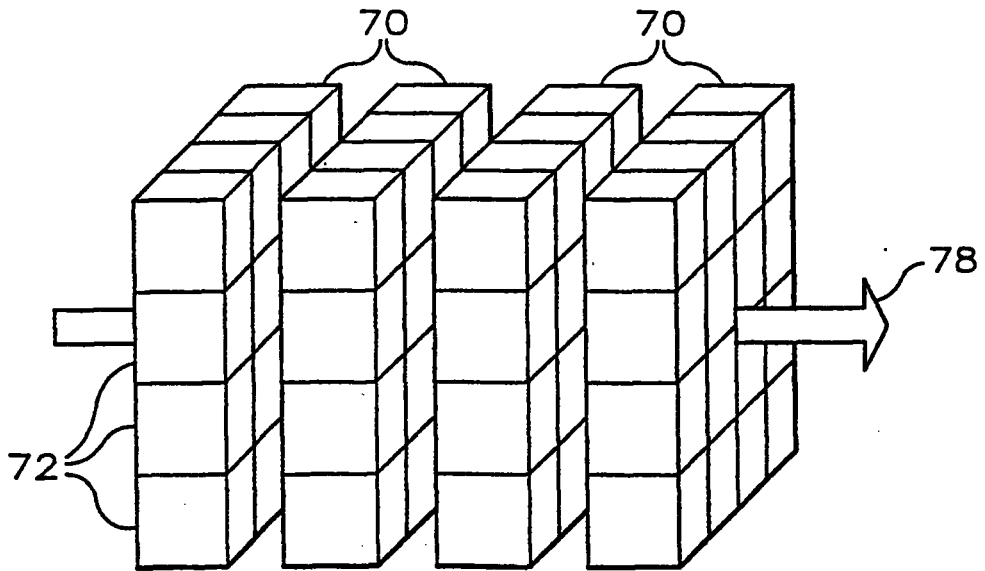


FIG. 8(b)

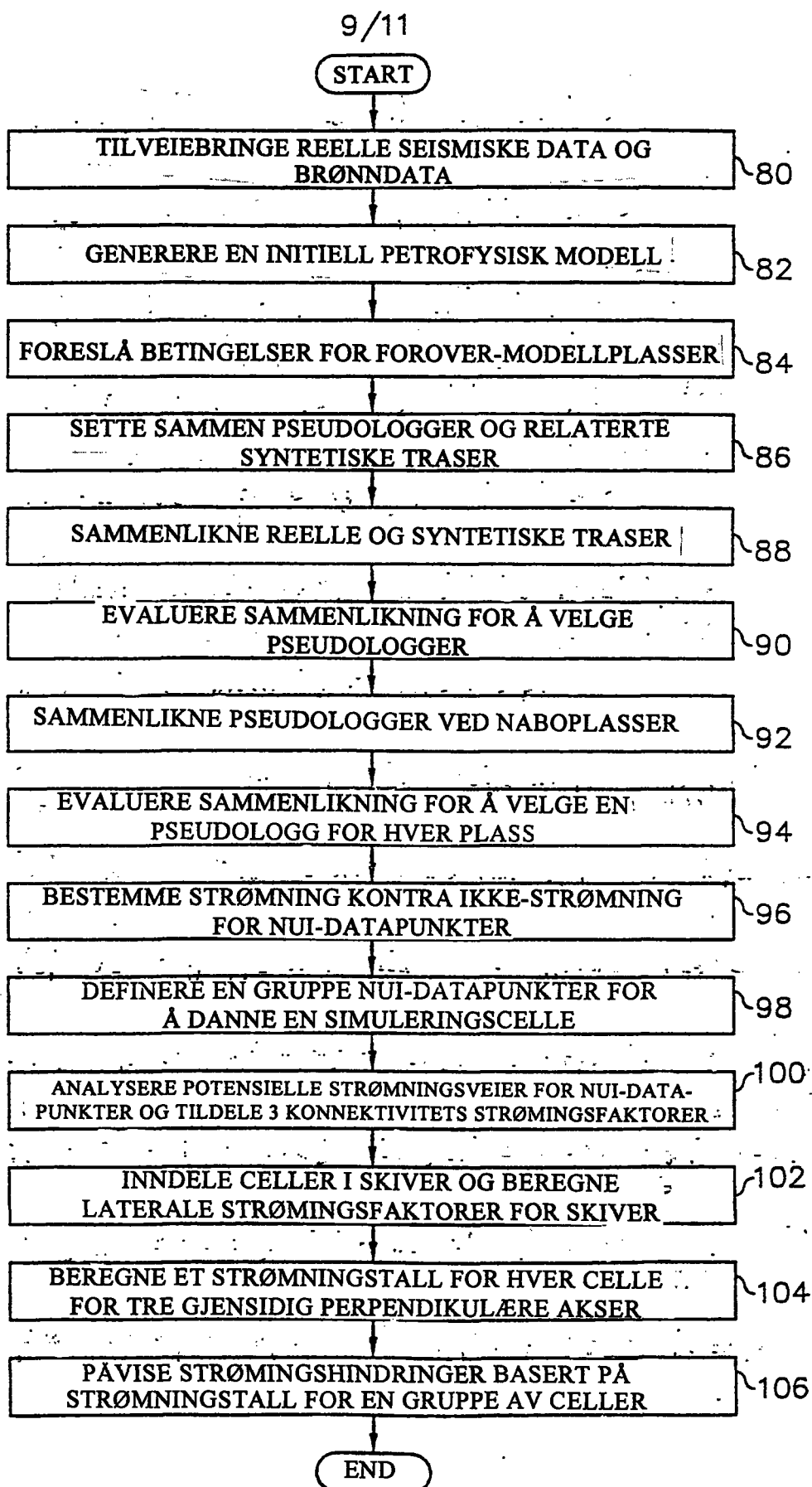


FIG. 9

10/11

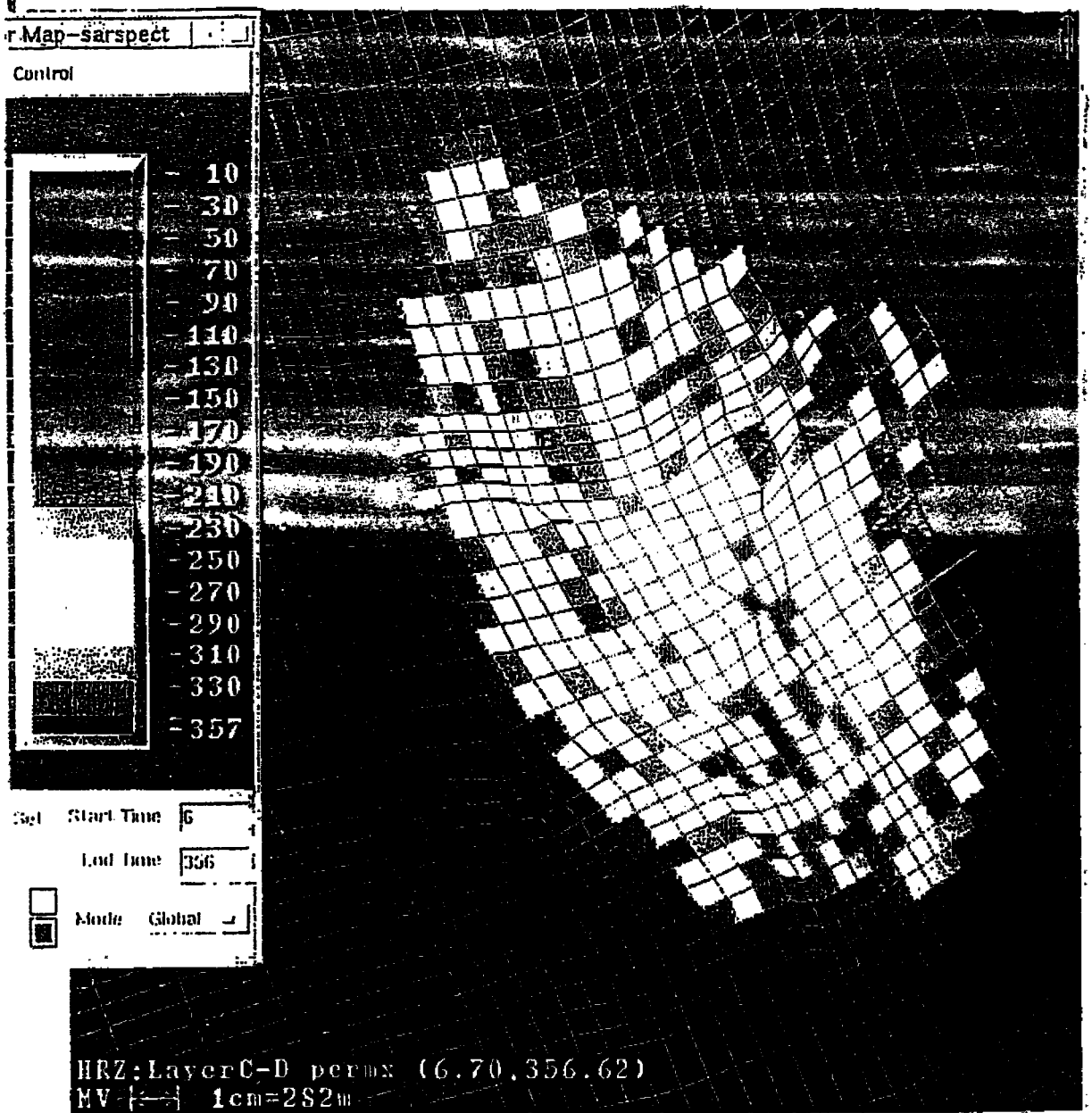


FIG. 10

11/11

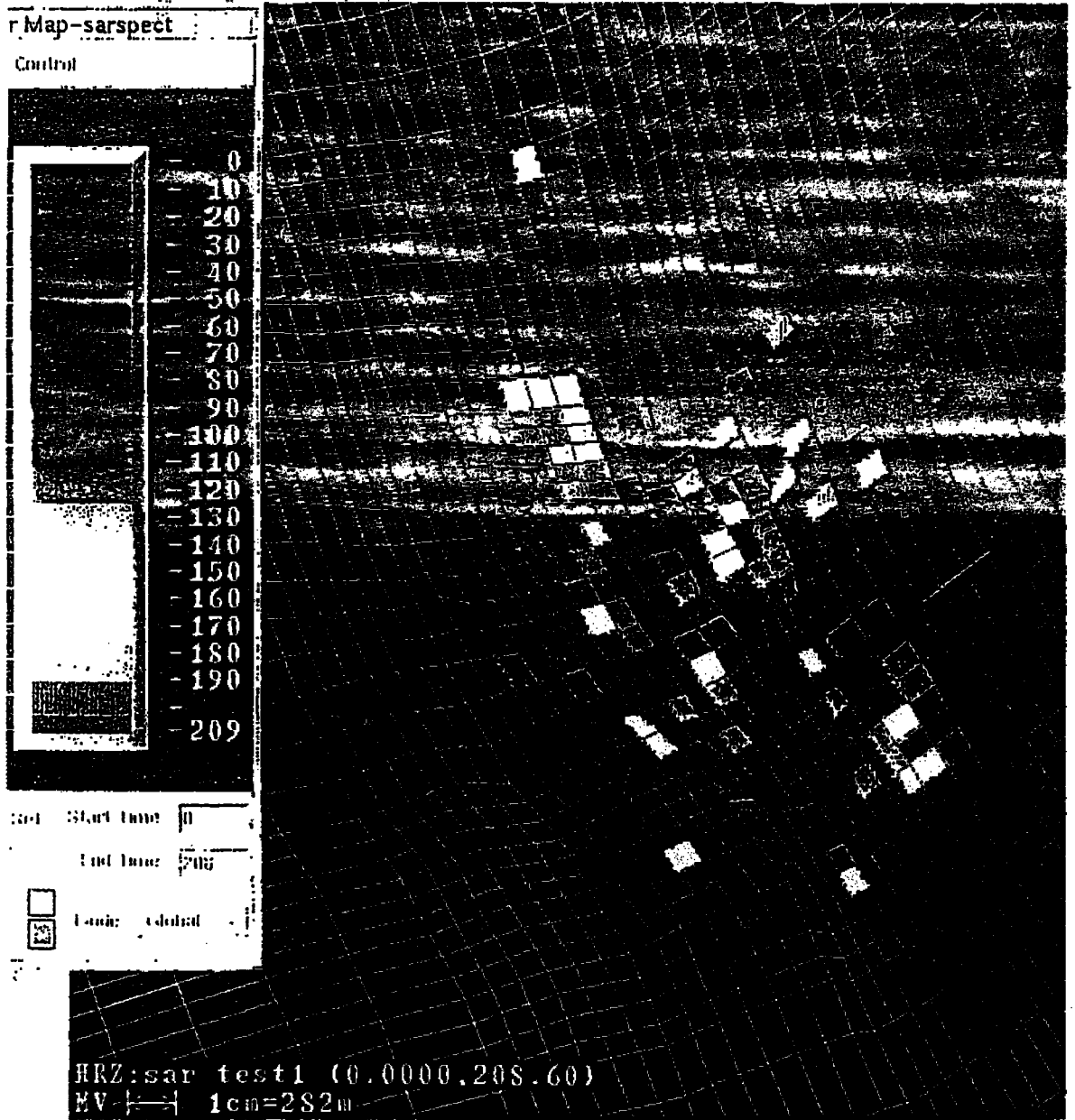


FIG. 11