



(12) **PATENT**

(19) NO

(11) 327688

(13) B1

NORGE

(51) Int Cl.

E21B 43/00 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20074557	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr
(22)	Inng.dag	2007.09.07	(85)	Videreføringsdag
(24)	Løpedag	2007.09.07	(30)	Prioritet
(41)	Alm.tilgj	2009.03.09		
(45)	Meddelt	2009.09.14		
(73)	Innehaver	ABB AS, Postboks 94, 1375 BILLINGSTAD		
(72)	Oppfinner	Olav Slupphaug, Hasleveien 32, 0571 OSLO Steinar Elgsæter, Klæbuveien 49, 7030 TRONDHEIM		
(74)	Fullmektig	Oslo Patentkontor AS, Postboks 7007 Majorstua , 0306 OSLO		

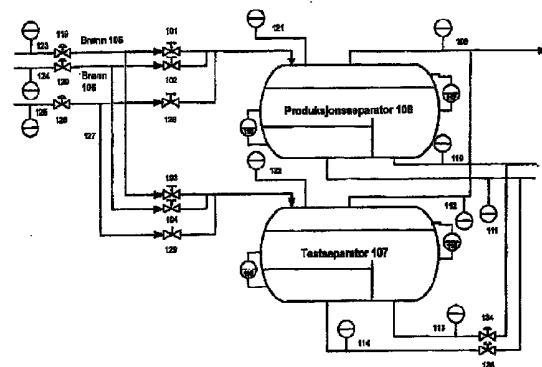
(54)	Benevnelse	Fremgangsmåte og system for forutsigelse i et olje-/gassproduksjonssystem
(56)	Anførte publikasjoner	WO A1 2006/048418
(57)	Sammendrag	

Fremgangsmåte i et produksjonssystem for olje og/eller gass, som omfatter et antall olje- og/eller gassbrønner som hver produserer en multifasefluidstrøm, tilpasset for å prediktere endring i produserte fluidere som følge av endring i manipulerede variabler. Tilpassede modellparametre som er uttrykk for forholdet mellom endringen av manipulerede variabler og de produserte fluidene blir bestemt ut fra et sett historiske produksjonsmålinger.

Fremgangsmåten omfatter følgende trinn:

- valg av en modellstruktur som predikterer endring i produserte fluidere som funksjon av endringen av manipulerede variabler, der den predikterte endringen i produserte fluidere er avhengig av verdien av tilpassede modellparametre,
- bestemmelse av tilpassede modellparametre slik at predikteringer av produserte fluidere tilsvarer nevnte historiske produksjonsmålinger så nært som mulig,
- bestemmelse av en kvalitetsmerkelapp som beskriver usikkerheten ved nevnte predikteringer av endring i produserte fluidere.

Oppfinnelsen omfatter også et system for produksjon av olje og/eller gass, samt et datamaskinprogram og et datamaskinprogramprodukt.



Oppfinnelsens område

Foreliggende oppfinnelse vedrører en fremgangsmåte i et produksjonssystem for olje og/eller gass, som omfatter et antall
5 olje- og/eller gassbrønner som hver produserer en multifaseflu-
idstrøm, tilpasset for å prediktere endring i produserte flui-
der som følge av endring i manipulerte vari-abler. Foreliggende
oppfinnelse vedrører også et datamaskin-program for å utføre
ett eller flere trinn i henhold til fremgangsmåten, og et sys-
10 tem for produksjon av olje og/eller gass i samsvar med frem-
gangsmåten.

Bakgrunn for oppfinnelsen

Produksjonsflyt er en viktig ytelsesindikator i et produksjons-
15 system for olje og/eller gass. I det følgende menes med produk-
sjonsflyt mengden av olje og/eller vann og/eller gass per tids-
intervall. Produksjonsflyten er avhengig av mange ulike fakto-
rer, noen kan være spesifikke for hvert produksjonssystem, and-
re mer generelle. En viktig generell faktor er hvordan den be-
20 grensede prosesseringskapasiteten i produksjonssystemet blir
utnyttet.

Manipulerte variabler i produksjonssystemet kan være inn-
stillinger relatert til ruting, produksjonsventiler eller gass-
25 løftventiler, og disse manipulerte variablene bør bli valgt
slik at produksjonsflyten blir maksimalisert samtidig som pro-
duksjonskapasitetene ikke blir overutnyttet.

Ved å bruke datamaskinsimulering eller en matematisk optimali-
30 seringsmetode er det mulig å finne gode verdier for manipulerte
variabler. Nøyaktigheten av datasimuleringene og de matematiske
optimaliseringsmetodene er avhengig av nøyaktig-heten til para-
metrene som er brukt i den matematiske modellen. For å sikre
god nøyaktighet i simuleringen, blir parametre i den matematis-
35 ke modellen vanligvis bestemt ved hjelp av eksperimenter.

Eksperimenter på brønner blir vanligvis utført ved å rute en individuell brønn til en dedikert testseparator. Ratene for olje, vann og/eller gass ved utløpet fra separatorene blir så målt. En test kan ta flere timer, hvilket begrenser hvor ofte
5 brønnene kan bli testet. Ofte blir produksjonen testet bare for en enkelt verdi av manipulerede variabler. Produksjonen kan for eksempel bli målt når det gjelder aktuell åpning på produksjonsventilen, en enkeltrate-brønntest. Under en multirate-brønntest blir multiple verdier for manipulerede variabler tes-
10 tet for en enkelt brønn, eksempelvis ved å måle produksjonen for multiple produksjonsventilåpninger. Fordi produksjonen kan trenge tid for å stabiliseres når manipulerede variabler endrer verdi, krever multirate-brønntester at en brønn blir rutet til en testseparator for et lengre tidsrom, og de kan derfor være
15 mer kostbare. Siden produksjonssystemet kanskje allerede produserer opptil begrensningene for produksjonskapasiteten, må en passe på ikke å overskride disse begrensningene når en utfører en multirate-brønntest. Multirate-brønntester innebærer altså en risiko og muligens en kostnad relatert til midlertidig re-
20 duksjon i produksjonsflyten.

For et olje og/eller gassystem blir en brønntest typisk utført ved å rute produksjonen fra en enkelt brønn (en av flere brønner i systemet), 105, 106 eller 127 (se figur 1) til en dedi-
25 ktert testseparator 107. Dette muliggjør måling av parametre som gjelder denne enkelte (spesifikke) brønnen. De målte verdiene er typisk strømningsrate for olje, vann og gass, testseparatortrykk og/eller -temperatur, oppstrøms og ned-strøms brønnhode-trykk og temperatur, samt strupeventilåpning. Det er typisk kun
30 én eller noen få slike testseparator(er) 107 i hvert produksjonssystem. Derfor kan ikke alle brønnene i systemet bli overvåket kontinuerlig.

Den fremgangsmåten som for tiden er i bruk for å prediktere
35 produksjonsflyt i olje og/eller gassproduksjonssystemer etter som manipulerede variable blir endret, er å bruke kommersielle simulatorer. Se for eksempel Wang (2003) "Development and application of production optimization for petroleum fields". For

å øke simulatornøyaktigheten blir kommersielle simulatorer ofte tilpasset til enkelt- og/eller multirate-brønntester. Ofte blir predikteringer av produksjon funnet av kommersielle simulatorer for varierende verdier av manipulerte variabler samlet i tabeller, såkalte proksy-modeller, og disse proksymodellene blir tilpasset til produksjonsdata, fremfor å tilpasse kommersielle simulatorer direkte, se for eksempel Zangl, G., Graf, T. og Al-Kinani, A. (2006) "Proxy modeling in production optimization" i 'SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition' (SPE 100131).

En mangel ved predikteringer basert på kommersielle simulatorer enten direkte eller via proksymodeller, er at en må vente en viss feilandel i modellens evne til å prediktere responser i produksjon på endringer av manipulerte variabler, på grunn av kompleksiteten ved å modellere flerfasestrømmer. Denne mangelen vil kunne reduseres ved jevnlig å utføre multirate-brønntester for alle brønner og tilpasse modeller til disse testene. Kostnaden i form av økt risiko for fullstendig eller delvis produksjonsstans og/eller midlertidig redusert produksjonsflyt ved å utføre multirate-brønntester betyr at dette vanligvis ikke er et brukbart valg. Tilpasning av modeller til enkeltrate-brønntester kan også forbedre modellpredikteringer til en viss grad, men enkeltrate-brønntester avslører ikke informasjon om produksjonens respons på endring i manipulerte variabler.

En internasjonal patentsøknad WO 2006/048418 med tittel "Method and system for production metering of oil wells" beskriver en fremgangsmåte og et system for måling av oljebrønner. I henhold til fremgangsmåten blir det initielt utført en rekke brønntester mens manipulerte variabler for en testet brønn blir variert, og målte variasjoner i produksjonen blir brukt til å bestemme et dynamisk fingeravtrykk. I løpet av rekken av brønntester blir de manipulerte variablene for en brønn variert, mens produksjonen fra de andre brønnene blir holdt vesentlig konstant eller blir avbrutt. Det blir så funnet vekter iterativt slik at målt total produksjonsrate er nær en vektet sum av dynamiske fingeravtrykk. Det resulterende målesystemet er be-

regnet til å bestemme gjeldende produksjon, gitt gjeldende produksjonsmålinger.

5 Fremgangsmåter for å tilpasse reservoarmodeller til produksjonsdata, vanligvis fra normal drift, blir kalt historietilpasning (history matching). Costa, A., Schiozer, D. og Polletto, C. (2006): "Use of uncertainty analysis to improve production history matching and the decision-matching process" i 'SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition' (SPE 99324), diskuterer hvordan geologiske uvissheter lar seg kvantifisere i historietilpasning for å bestemme risikokurven ved prediktering av fremtidig reservoarytelse. Forfatterne foreslo å definere uvissheter i geologiske parametre ut fra erfaring, før en tilpasser modeller til historiske produksjonsdata for 10 en rekke ulike verdier for uvisse geologiske parametre, og simulere med hver modell for å bestemme signifikansen av nevnte uvisshet for predikteringer av fremtidig produksjon. Diab, A., Griess, B. og Schulze-Riegert. R. (2006): "Application of global optimization techniques for model validation and prediction scenarios og a North African oil field" i 'SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition' (SPE 1001093) 20 diskuterer bruken av Multipurpose Environment for Parallel Optimization (MEPO). Forfatterne diskuterer en plan for å utføre multiple historietilpasninger ved bruk av ulike optimaliseringsalgoritmer for å oppnå multiple estimater av modellparametre i dynamiske reservoarmodeller. 25

Reservoarmodeller er konstruert for å beskrive de geologiske egenskapene og tilstandene til et reservoar, hovedvekten ligger 30 ikke på å beskrive produksjonssystemer for olje og/eller gass og sammenhengen mellom produksjon og manipulerte variabler. Reservoarmodeller brukes til å fastsette strategier for injisering av vann og/eller gass i injeksjonsbrønner i reservoaret, for hjelp til avgjørelser relatert til utvikling av feltet slik 35 som installering av nytt utstyr eller nye brønner, eller for å foreta predikteringer om fremtidige trender i produksjon på en tidsskala fra måneder til år. Reservoarmodeller er ofte store og kompliserte og kan kreve flere døgn for å løse, og de er ar-

beidsintensive når det gjelder vedlikehold, fordi de er så komplekse.

På tidsskalaen timer og døgn vil virkningen av endringer i geologiske egenskaper og tilstander, eller responsen på endringer i injeksjon, knapt være merkbare når det gjelder produksjonsflyt i et produksjonssystem for olje og/eller gass. Produksjonsflyten kan endres i løpet av minutter ved å endre manipulererte variabler som er relatert til innstillinger av gassløft, produksjonsventiler eller ruting. Reservoarmodeller vil ikke passe for maksimering av produksjonsflyt på disse tidsskalaene, da eventuelle konklusjoner som blir funnet ved å simulere reservoarmodeller kan ha blitt foreldet på det tidspunktet da tidssimuleringene er fullført, og på grunn av kompleksiteten kan det være vanskelig for reservoarmodeller å prediktere endringer i produksjonsflyt på riktig måte ettersom manipulererte variabler endrer seg.

Det kan være kostbart å utføre en rekke brønntester, fordi det kan bety at produksjonsflyten ikke er på maksimum under testene. I stedet for å utnytte en rekke brønntester kan en tenke seg å nytte historiske målinger av normal drift, men vanskeligheten ved dette alternativet er at noen manipulererte variabler kan ha blitt endret samtidig, mens andre er endret lite eller slett ikke. Kvaliteten på prediktert produksjonsflyt som er utledet av historiske målinger av produksjonen under normal drift, kan derfor variere.

Sammenfatning av oppfinnelsen

Et alminnelig mål med foreliggende oppfinnelse er å fremskaffe en fremgangsmåte og et system for å prediktere hvordan endringer av manipulererte variabler vil påvirke produksjonsflyten i et produksjonssystem for olje og/eller gass.

Et annet mål med foreliggende oppfinnelse er å fremskaffe en fremgangsmåte og et system for å utnytte historiske produksjonsmålinger som beskriver normale driftsforhold.

For at den skal være lett å opprettholde, utnytter oppfinnelsen fortrinnsvis informasjon fra nylige historiske målinger i produksjonssystemet for olje og/eller gass, til å prediktere hvordan produksjonsflyt varierer med manipulerede variabler.

Disse og andre mål blir oppnådd ved en fremgangsmåte og et tilsvarende system i henhold til foreliggende oppfinnelse, hvis egenskaper er definert i de uavhengige kravene.

Foretrukne utførelser er anført i de avhengige kravene.

Fremgangsmåten i henhold til foreliggende oppfinnelse for et produksjonssystem for olje og/eller gass omfatter et antall olje- og/eller gassbrønner som hver produserer en multifase fluidstrøm, er tilpasset til å prediktere endring i produserte fluider som følge av endring av manipulerede variabler. Tilpassede modellparametre som er uttrykk for forholdet mellom endringen av manipulerede variabler og de produserte fluidene blir bestemt ut fra et sett historiske produksjonsmålinger. Fremgangsmåten omfatter følgende trinn:

- a. valg av en modellstruktur som predikterer endring i produserte fluider som funksjon av endring av manipulerede variabler, der den predikterte endringen i produserte fluider er avhengig av verdien av tilpassede modellparametre,
- b. bestemmelse av tilpassede modellparametre slik at predikteringer av produserte fluider tilsvarer nevnte historiske produksjonsmålinger,
- c. bestemmelse av en kvalitetsmerkelapp (quality tag) som beskriver usikkerheten ved nevnte predikteringer av endring i produserte fluider.

Kvalitetsmerkelappen for predikteringene av produserte fluider blir fortrinnsvis bestemt ved å kvantifisere hvilket område av tilpassede modellparameterverdier som gir ekvivalente samsvar med settet av historiske produksjonsmålinger. En kvalitetsmerkelapp blir derfor fortrinnsvis estimert for å bestemme den ventede nøyaktigheten av predikteringer ved å bestemme hvilket

område av parametre som beskriver settet med historisk målt produksjon like godt, fortrinnsvis ved nyinnlasting (bootstrapping).

- 5 I stedet for å kreve en rekke konstruerte eksperimenter i form av f.eks. multirate-brønntester for hver brønn, slik det er beskrevet i tidligere kjent teknikk, er fremgangsmåten i henhold til foreliggende oppfinnelse fortrinnsvis innrettet til å utnytte variasjoner observert under normal drift. For å ta hensyn til det faktum at historiske data kan være mindre informative enn konstruerte eksperimenter, blir en kvalitetsmerkelapp knyttet til predikteringer som gjøres for hver rate. Denne kvalitetsinformasjonen kan brukes til å støtte avgjørelser om hvilke brønner en skal teste for å redusere usikkerheten dersom det finnes å være signifikant.
- 10
- 15

De tilpassede modellparametrene blir fortrinnsvis brukt til å bestemme verdier for manipulerede variabler som øker produksjonsflyten, enten under normal drift eller under oppstart.

20

Minst én kvalitetsmerkelapp blir fortrinnsvis brukt til å bestemme verdier for manipulerede variabler som øker produksjonsflyten.

- 25 De tilpassede modellparametrene blir fortrinnsvis bestemt ved hjelp av statistisk regresjonsanalyse, eller ved dynamisk systemidentifisering.

- 30 Beskrivelsen av usikkerhet ved tilpassede modellparametre blir fortrinnsvis bestemt ved hjelp av bootstrapping.

Fortrinnsvis vil minst én tilpasset modellparameter beskrive måleusikkerhet. Måleusikkerhet kan dermed bli fastslått i tillegg til usikkerhet ved tilpassede modellparametre.

35

Fortrinnsvis avhenger modellstrukturen, i tillegg til tilpassede modellparametre, modellparametre som er faste.

Modellstrukturen er fortrinnsvis basert på fysisk modellering, svartboksmodellering, eller en kombinasjon av dette.

5 De historiske produksjonsmålingene inkluderer fortrinnsvis målinger av manipulerte variabler som har innvirkning på rutingventiler, gassløftventiler eller produksjonsventiler i produksjonssystemet.

10 Modellstrukturen blir fortrinnsvis brukt til å bestemme nåværende produksjon i individuelle brønner.

Beskrivelsen av usikkerhet blir fortrinnsvis brukt til å redusere eller kompensere for usikkerhet ved tilpassede modellparametre.

15

Fortrinnsvis kan settet med historiske produksjonsmålinger beskrive normal drift, der noen manipulerte variabler blir endret lite og der andre manipulerte variabler blir endret samtidig og kan inkludere enkelt- eller multirate-brønntester eller multi-20 faserate-målinger der slike er tilgjengelige.

De historiske produksjonsmålingene inkluderer fortrinnsvis målinger fra en testseparator, eller de inkluderer målinger fra et multifasemåleinstrument.

25

De historiske produksjonsmålingene inkluderer fortrinnsvis målinger fra separerte produserte fluider fra en eller flere brønner, slik som den fullt separerte produksjonen av olje, gass eller vann.

30

Fortrinnsvis får en bruker eller en operatør presentert en henvisning til i det minste enten en prediktering av produserte fluider, en kvalitetsmerkelapp, eller en tilpasset modellparameter.

35

Fluidstrømmene som er produsert i de individuelle brønnene blir fortrinnsvis blandet og rutet via en fluidseparatorinnretning.

Ytterligere fordeler samt fordelaktige egenskaper ved foreliggende oppfinnelse vil fremgå av følgende beskrivelse og de vedlagte patentkravene.

5 Kort beskrivelse av de vedlagte tegningsfigurene

De vedlagte tegningsfigurene illustrerer foreliggende oppfinnelse ved eksempler og, sammen med den følgende beskrivelsen tjener de til å forklare prinsippene ved oppfinnelsen og til at en fagperson vil kunne bruke oppfinnelsen.

10

Figur 1 er en skjematisk tegning av et produksjonssystem for olje og/eller gass, der en utførelse av foreliggende oppfinnelse blir anvendt.

15

Figur 2 er en skjematisk tegning av et produksjonssystem for olje og/eller gass, der en alternativ utførelse av foreliggende oppfinnelse blir anvendt.

20

Figur 3 er et flytskjema for en fremgangsmåte for prediktering av produksjonsflyten i et produksjonssystem for olje og/eller gass som er avhengig av endring av manipulerte variabler i henhold til en utførelse av oppfinnelsen.

25

Figur 4 er en illustrasjon av produksjonsmodeller og kvalitetsmerkelapper for et antall brønner i henhold til en utførelse av oppfinnelsen.

Detaljert beskrivelse av foretrukne utførelser av oppfinnelsen

30

På figur 1 er det vist en skisse av et produksjonssystem for olje og/eller gass der foreliggende oppfinnelse kan anvendes.

35

Systemet omfatter tre brønner 105, 106, 127, en produksjonsseparator 108 og en testseparator 107. Oppfinnelsen kan selv sagt også brukes i systemer som omfatter to brønner, eller flere enn tre brønner.

123 markerer et oppstrøms ventiltrykk hos en ventil 119 i en brønn 105, 124 markerer et oppstrøms ventiltrykk hos en ventil 120 i en brønn 106, og 125 markerer et oppstrøms ventiltrykk hos en ventil 126 i en brønn 127. Termen ventil skal her leses i en vid mening, dvs. den inkluderer en strupeventil, en portventil (gate valve), en rutingsventil eller en reguleringsventil.

101, 102, 128 markerer rutingsventiler for produksjonsseparator 108 henholdsvis for brønnene 105, 106 og 127. 103, 104 og 129 markerer rutingsventiler for testseparator 107 henholdsvis for brønnene 105, 106 og 127.

109 markerer en innretning for måling av strømningsrate hos gass i produksjonsseparator 108, 110 markerer en innretning for måling av strømningsrate hos olje i produksjonsseparator 108, og 111 markerer en innretning for måling av strømningsrate hos vann i produksjonsseparator 108. 115 markerer en innretning for måling av vannivå i produksjonsseparator 108. 117 markerer en innretning for måling av oljenivå i produksjonsseparator 108, og 121 markerer en innretning for måling av gasstrykk i produksjonsseparator 108.

112 markerer en innretning for måling av strømningsrate hos gass i testseparator 107, 113 markerer en innretning for måling av strømningsrate hos olje i testseparator 107, 114 markerer en innretning for måling av strømningsrate hos vann i testseparator 107, 116 markerer en innretning for måling av vannivå i testseparator 107, 118 markerer en innretning for måling av oljenivå i testseparator 107, og 122 markerer en innretning for måling av gasstrykk i testseparator 107.

Alle målinger kan bli registrert i et datalager for senere bruk.

35

Figur 2 er en skjematisk tegning av et produksjonssystem for olje og/eller gass, der en alternativ utførelse av foreliggende oppfinnelse blir anvendt. I henhold til denne alternative utfø-

relsen blir testseparator 107 erstattet av en innretning 130 for måling av multifasestrøm. Etter at strømmen er målt, blir den rutet til produksjonsseparatoren 108. På figur 2 henviser 130 til en innretning for måling av multifase strømningsrate. 5 131, 132 og 133 markerer rutingsventiler til innretningen for måling av multifase strømningsrate henholdsvis for brønner 105, 106 og 127 for multifase strømningsrate. Oppfinnelsen kan selv- sagt også brukes i systemer som omfatter to brønner, eller fle- re enn tre brønner. Alle andre komponenter på figur 2 er 10 beskrevet ovenfor i samband med figur 1.

Figur 3 er et flytskjema for en fremgangsmåte for prediktering av produksjonsflyt for et produksjonssystem for olje og/eller gass, avhengig av endring i manipulerte variabler i henhold til 15 en utførelse av foreliggende oppfinnelse. Figuren viser et an- tall trinn:

- 310. Begynn prediktering av en endring i produksjonsflyt.
- 20 320. Velg en modellstruktur som beskriver endring i produksjonsflyt som funksjon av endring i manipulerte variabler.
- 340. Bestem tilpassede modellparametre slik at predikteringen tilsvarer nøye eller så nær som mulig til historiske produksjonsmålinger. 25
- 360. Bestem kavitetsmerkelapp for å beskrive usikkerheten ved produksjonsflytspredikteringer.
- 380. Valgfritt: bestem endring i manipulerte variabler som øker 30 produksjonsflyt.
- 390. Valgfritt: bestem optimal produksjonsflyt.

Figur 4 er en illustrasjon av en foretrukket utførelse av produksjonsmodeller og kvalitetsmerkelapper der den valgte modellstrukturen kan omfatte en eller flere uttrykk i samsvar med 35 følgende:

$$\hat{q}_o^i = \max\left\{0, z^i q_o^{1,i} \left(1 + \alpha_o^i \Delta q_{gl}^i + \kappa_o^i (\Delta q_{gl}^i)^2\right)\right\}$$

$$\hat{q}_g^i = \max\left\{0, z^i q_g^{1,i} \left(1 + \alpha_g^i \Delta q_{gl}^i + \kappa_g^i (\Delta q_{gl}^i)^2\right)\right\}$$

$$\hat{q}_w^i = \max\left\{0, z^i q_w^{1,i} \left(1 + \alpha_w^i \Delta q_{gl}^i + \kappa_w^i (\Delta q_{gl}^i)^2\right)\right\}$$

5 der \hat{q}_o^i er estimert olje-, \hat{q}_g^i er estimert gass-, og \hat{q}_w^i er estimert vann-strømningsrater i brønn i for et felt med et antall brønner, og q_{gl}^i er gassløftstrømningsrater for brønn i , og dette er de variablene som skal manipuleres i dette tilfellet. α_o^i , α_g^i , α_w^i og κ_o^i , κ_g^i , κ_w^i for alle brønner i er tilpassede modell-

10 parametre. I dette tilfellet representerer z^i produksjonsven-tilåpningen i brønn i , og $q_o^{1,i}$, $q_g^{1,i}$ og $q_w^{1,i}$ representerer lokale driftspunkter for modellen. $q_o^{1,i}$, $q_g^{1,i}$ og $q_w^{1,i}$ er målte rater for olje, gass og vann, som i dette tilfellet er bestemt ut fra de nyeste brønntest for hver brønn.

15

Diagrammene på figur 4 viser predikteringer av oljestrømningsrater 40a, gasstrømningsrater 40b og vannstrømningsrater 40c for åtte brønner, w1 til w8, ved tilpasning til et sett histo-

20 riske produksjonsdata med bruk av statistisk regresjon og bootstrapping. Predikteringer er vist for ulike verdier av gassløftrater q_{gl}^i 42, 43 og 44. Lokale driftspunkter $q_o^{1,i}$, $q_g^{1,i}$ og $q_w^{1,i}$ er vist som sirkler på figur 4. Heltrukne vertikale streker illustrerer spennvidden for gassløftrater observert i tuningsettet for hver brønn. For den første brønnen w1 indikerer 25 41a, 41b og 41c spennvidden av manipulerte variabler observert i tuningsettet. De heltrukne strekene på figur 4 illustrerer den virkelige responsen av feltet på endringer i q_{gl}^i , som vil være ukjent ved implementering av fremgangsmåten på feltda-ta. De ulike stiplede strekene representerer predikt-eringer

30 med forskjellige verdier av de tilpassede modellpara-metrene, og alle disse alternative tilpassede modellparametrene ga ekvi-valente samsvar, eller med andre ord innenfor akseptable gren-ser, mellom predikteringer og et sett med historiske pro-duksjonsmålinger. Settet med ulike tilpassede modellparametre

35 utgjør en kvalitetsmerkelapp.

Foreliggende oppfinnelse innenfor et produksjonssystem for olje og/eller gass omfatter et antall olje- og/eller gassbrønner som hver produserer en multifase fluidstrøm, tilpasset for å prediktere endring i produserte fluider som følge av endring i manipulerede variabler. Tilpassede modellparametre som er uttrykk for forholdet mellom endringen i manipulerede variabler og de produserte fluidene blir bestemt ut fra et sett historiske produksjonsmålinger, målinger av manipulerede variabler og målinger av produksjonen over et tidsintervall. Fremgangsmåten omfatter følgende trinn:

- a. valg av en modellstruktur som predikterer endring i produserte fluider som funksjon av endring av manipulerede variabler, der den predikterte endringen i produserte fluider er avhengig av verdien av tilpassede modellparametre,
- b. bestemmelse av tilpassede modellparametre slik at predikteringer av produserte fluider tilsvarer nevnte historiske produksjonsmålinger så nært som mulig eller innenfor akseptable grenser,
- c. bestemmelse av en kvalitetsmerkelapp som beskriver usikkerheten ved nevnte predikteringer av endring i produserte fluider.

Fremgangsmåten gjelder prediktering av produksjon samtidig som en bestemmer en kvalitetsmerkelapp for predikteringer av produserte fluider som er uttrykk for uvisshet. Denne kvalitetsmerkelappen for prediktering kan bestemmes ved å kvantifisere hvilket område av parameterverdier som gir vesentlig ekvivalent samsvar med settet av historiske produksjonsmålinger.

Det blir valgt en modellstruktur på basis av fysisk modellering, svartboks-modellering, eller en kombinasjon av dette. Noen parametre blir tilpasset og i tillegg kan noen parametre være faste og noen parametre kan gi uttrykk for måleusikkerhet. Modellstrukturen bør være i stand til å prediktere endring i produksjonen når det er endringer i manipulerede variable som virker inn på rutingsventiler, gassløftventiler eller produksjonsventiler i produksjonssystemet. Predikteringer bør være avhengig av verdien av tilpassede parametre.

Parametre blir tilpasset ved hjelp av statistisk regresjonsanalyse eller dynamisk systemidentifikasjon, idet en utnytter et sett historiske produksjonsmålinger. Sett med historiske produksjonsmålinger kan beskrive normal drift, der noen manipulerede variabler blir endret lite og der andre manipulerede variabler blir endret samtidig. Uvissheten ved disse parametrene kan finnes ved bootstrapping.

10 I en foretrukket utførelse kan oppfinnelsen brukes til å bestemme verdier for manipulerede variabler som maksimerer produksjonsflyt.

I tillegg gjelder fremgangsmåten bruk av nevnte modell for å 15 bestemme nåværende produksjon i en individuell brønn, og bruk av beskrivelsen av uvisshet til å redusere eller kompensere for uvisshet i parametre.

Modellen kan tilpasses til målinger som er utført ved bruk av 20 en testseparator 107. Alternativt, eller i tillegg, kan modellen tilpasses til en innretning 130 for multifase-strømningsmåling. Modellen kan også tilpasses til andre målinger, for eksempel målte fiskale produksjonsrater.

25 Fremgangsmåten kan inkludere presentasjon av en referanse for en bruker eller en operatør til en eller flere av følgende: produserte fluider, kvalitetsmerkelapp eller tilpasset modell.

Foreliggende oppfinnelse gjelder også et datamaskinprogram som 30 kan lastes inn i internminnet til en prosesseringsenhet i et databasert system som omfatter et datalagringsminne, som omfatter dataprogramvarekodeteler, for å utføre ett eller flere av trinnene i samsvar med fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen, når dataprogrammet blir kjørt på nevnte system. I tillegg gjelder 35 oppfinnelsen et dataprogram lagret på et medium som kan leses av en datamaskin, som omfatter programvarekodeteler, eller et datamaskinprogram som får en prosesseringsenhet i et databasert

system til å styre en eksekvering av ett eller flere av trinnene i henhold til oppfinnelsens fremgangsmåte.

På denne måten kan fremgangsmåten i henhold til foreliggende oppfinnelse bli implementert som programvare, maskinvare, eller en kombinasjon av dette. Et dataprogramprodukt som implementerer fremgangsmåten eller deler av den, omfatter programvare eller dataprogram, som kjøres på en generell eller spesialtilpasset datamaskin, prosessor eller mikroprosessor. Programvaren inkluderer dataprogramkode-elementer eller programvarekodeteler som får datamaskinen til å utføre fremgangsmåten ved bruk av minst ett av trinnene i henhold til oppfinnelsens fremgangsmåte.

Programmet kan lagres fullt eller delvis på eller i ett eller flere passende datamaskinlesbare medier eller datalagringsmidler slik som magnetplater, CD-ROM eller DVD-plater, harddisk, magnetoptiske lagringsmidler, i RAM eller flyktigminne, i ROM eller flash-minne, som fastvare eller på en dataserver.

I det følgende blir trinnene i fremgangsmåten i henhold til foreliggende oppfinnelse nærmere beskrevet i form av eksempler.

Valg av modellstruktur

La u være en vektor av manipulererte variabler, la d være en vektor av forstyrrelser og la θ være en vektor av tilpassede parametre, og la y være en vektor av produksjonsmålinger.

La f være en vektor som uttrykker produksjonen av hver modellert fluid produsert fra hver modellert brønn. Produksjonsmodellen er da en vilkårlig modell på formen

$$O = f(x, u, d, \hat{\theta})$$

Produksjonsmodellen kan også inkludere parametre som ikke er tilpasset, for eksempel fysiske parametre hvis verdi er antatt

kjent. Tilpassede parametre kan for eksempel uttrykke ukjente fysiske størrelser eller måleunøyaktigheter som skal bestemmes.

I en foretrukket utførelse er produksjonen relatert til ruting ved en matrise R , slik at

$$\hat{y}_y \triangleq R y_x x_y.$$

Predikteringer av målte verdier er relatert til produksjonsmodellen ved

$$\hat{y}_y \triangleq R y_x \hat{x}(\hat{\theta})_y + \hat{\beta}_y,$$

der $\hat{\beta}_y$ er en vektor for målingsbiaser.

Valget av modellstruktur er et konstruksjonsvalg. f kan bestemmes ved hjelp av fysisk modellering, enten såkalt hvitboks- eller såkalt gråboks-modellering, eller f kan velges som en relativt generell modellstruktur som ikke uttrykker noen a priori fysisk kunnskap, såkalt svartboks-modellering. Kombinasjoner av disse metodene er også mulig. Detaljer om hensyn ved valg av modellstruktur finnes i Sjöberg, J. Zhang, Q., Ljung, L., Benveniste, A., Delyon, B. Glorennec, P.-Y., Hjalmarsson, H. og Juditsky, A. (1955): "Nonlinear black-box modelling in system identification: a unified overview" i Automatica, vol. 31, pp. 1691-1724.

Det er å foretrekke at estimerer for \hat{y} ettersom u endrer seg, kan bli påvirket av valget av θ , og at f har en struktur som samsvarer med fysisk forståelse av forholdet mellom manipulerte variabler og produksjon. I en foretrukket utførelse kan f være en statisk ulinearitet og θ kan inkludere én parameter for gradienten og én parameter for kurvaturen mellom en eller annen manipulert variabel for hver brønn og den resulterende produksjonen for denne brønnen.

Tilpasning av parametre

I en foretrukket utførelse kan parametervektoren θ bli bestemt numerisk ved hjelp av en numerisk optimaliseringsalgoritme, for

eksempel 'fmincon' i MatLab som løser en parameterestimeringsoppgave.

$$\hat{\theta} = \arg \min_{\theta} V(\theta, Z^N) + V_s(\theta)$$

$$s. t. \quad c_{\theta}(\theta) \leq 0.$$

Parametrene blir bestemt slik at en viss grad av pasning $V(\theta, Z^N)$ blir minimalisert, i tillegg til minimalisering av myke begrensninger $V_s(\theta)$ og overholdelse av begrensninger $c_{\theta}(\theta)$.

10

Settet med historiske produksjonsdata er

$$Z^N = [\bar{y}[1] \bar{d}[1] \bar{u}[1] \bar{y}[2] \bar{d}[2] \bar{u}[2] \dots \bar{y}[N] \bar{d}[N] \bar{u}[N]].$$

15

I en foretrukket utførelse V er

$$\sum_{t=1}^N \omega(t) \|\varepsilon(t)\|_2^2$$

der

20

$$\varepsilon(t) = \bar{y}[t] - \hat{y}_{\theta}[t] \quad \forall t \in \{1, \dots, N\}$$

er residualer.

25

I en foretrukket utførelse kan $V_s(\theta)$ være en regulariserings-term som bøtelegger avvik i θ fra kjente verdier når slike foreligger. I en foretrukket utførelse kan $c_{\theta}(\theta)$ uttrykke tegnbegrensninger på θ når slike foreligger.

Bestemmelse av en kvalitetsmerkelapp

30

En kvalitetsmerkelapp kan finnes ved å bestemme alternative parametre θ som uttrykker settet med historiske produksjonsdata like godt som løsningen på det opprinnelige parameterestimeringsproblemet. I en foretrukket utførelse finnes denne kvalitetsmerkelappen ved å generere et sett med syntetiske datasett som kvalitativt likner det opprinnelige datasettet, og generere parameterestimerer for hvert av disse datasettene på lignende

35

måte som for de opprinnelige parametrene. I en foretrukket utførelse kan denne metoden utføres ved hjelp av bootstrapping, slik det er beskrevet i Efron, B. og Tibshirani, R. (1993): "An introduction to the bootstrap", Chapman & Hall.

5

Bestemmelse av optimal produksjonsflyt

I en foretrukket utførelse blir fremgangsmåten brukt til å bestemme endringer i manipulerte variabler som øker produksjonsflyt og/eller profitt. I en foretrukket utførelse blir
 10 denne endringen i manipulerte variabler bestemt ved å løse en numerisk optimaliseringsoppgave:

$$[\hat{u}(\hat{\theta})\hat{x}(\hat{\theta})] = \arg \max_{u,x} M(x, u, d)$$

$$\begin{aligned} \text{s.t.} \quad & 0 = f(x, u, d, \hat{\theta}) \\ & 0 \leq c(x, u, d). \end{aligned}$$

15 der $M(x, u, d)$ er et mål på profitt og/eller produksjonsflyt, og c er et uttrykk for produksjonsbegrensninger.

Foreliggende oppfinnelse er ikke begrenset til de foretrukne utførelsene som er beskrevet ovenfor. Forskjellige alternativ-
 20 er, modifikasjoner og ekvivalenter kan bli anvendt. De ovenfor nevnte utførelsene skal derfor ikke oppfattes som begrensninger på omfanget av oppfinnelsen, som er definert i de vedlagte patentkravene.

Patentkrav

1. Fremgangsmåte i et produksjonssystem for olje og/eller gass, som omfatter et antall olje- og/eller gassbrønner som hver produserer en multifase fluidstrøm, tilpasset for prediktering av endring i produserte fluider som følger av endring i manipulerede variabler, karakterisert ved at tilpassede modellparametre som uttrykker forholdet mellom endringen i manipulerede variabler og de produserte fluidene blir bestemt ut fra et sett historiske produksjonsmålinger, idet nevnte fremgangsmåte omfatter følgende trinn:
 - a. valg av en modellstruktur som predikterer endring i produserte fluider som funksjon av endringen av manipulerede variabler, der den predikterte endringen i produserte fluider er avhengig av verdien av tilpassede modellparametre
 - b. bestemmelse av tilpassede modellparametre slik at predikteringer av produserte fluider tilsvarer nevnte historiske produksjonsmålinger
 - c. bestemmelse av en kvalitetsmerkelapp som beskriver usikkerheten ved nevnte predikteringer av endring i produserte fluider.
2. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet kvalitetsmerkelappen for predikteringene av produserte fluider blir bestemt ved å kvantifisere hvilket område av tilpassede modellparameterverdier som gir ekvivalente samsvar med settet av historiske produksjonsmålinger.
3. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet de tilpassede modellparameterverdiene blir brukt til å bestemme verdier for manipulerede variabler som øker produksjonsflyt.
4. Fremgangsmåte i henhold til krav 3, idet minst én kvalitetsmerkelapp blir brukt til å bestemme verdier for manipulerede variabler som øker produksjonsflyt.

5. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet tilpassede modellparameterverdier blir bestemt ved hjelp av statistisk regresjonsanalyse.
- 5 6. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet tilpassede modellparameterverdier blir bestemt ved hjelp av bootstrapping.
7. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet nevnte beskrivelse av usikkerhet ved tilpassede modellparametre blir bestemt ved hjelp av bootstrapping.
10
8. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet minst én tilpasset modellparameter beskriver målingsusikkerhet.
15
9. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet nevnte modellstruktur i tillegg til tilpassede modellparametre er avhengig av modellparametre som er faste.
- 20 10. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet nevnte modellstruktur er basert på fysisk modellering, svartboksmodellering eller en kombinasjon av disse.
11. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet nevnte historiske produksjonsmålinger inkluderer målinger av manipulerte variabler som innvirker på rutingsventiler, gassløftventiler eller produksjonsventiler i produksjonssystemet.
25
12. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet nevnte modellstruktur blir brukt til å bestemme nåværende produksjon i individuelle brønner.
30
13. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet nevnte beskrivelse av usikkerhet blir brukt til å redusere eller kompensere for usikkerhet i tilpassede modellparametre.
35
14. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet settet med historiske produksjonsmålinger kan beskrive normal drift, der

noen manipulerte variabler blir endret lite mens andre manipulerte variabler blir forandret samtidig.

- 5 15. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet nevnte historiske produksjonsmålinger inkluderer målinger fra en testseparator.
- 10 16. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet nevnte historiske produksjonsmålinger inkluderer målinger fra et multifase-måleinstrument.
- 15 17. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet nevnte historiske produksjonsmålinger inkluderer målinger av separerte produserte fluider fra en eller flere brønner, slik som den totale separerte produksjonen av olje, gass og vann.
- 20 18. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet en henvisning til en eller flere av: prediktering av produserte fluider, kvalitetsmerkelapp eller tilpasset modellparameter, blir presentert for en bruker eller en operatør.
- 25 19. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, idet fluidstrømmene produsert i de individuelle brønnene blir blandet og rutet via en sammenstilling for separering av fluider.
- 30 20. Datamaskinprogram som kan lastes inn i internminnet på en prosesseringsenhet i et datamaskinbasert system, som omfatter deler av programvarekode for å utføre ett eller flere trinn i hvilket som helst av kravene 1-19 når nevnte program blir kjørt på nevnte system.
- 35 21. Datamaskinprogramprodukt lagret på et datamaskinlesbart medium, som omfatter et lesbart program som får en prosesseringsenhet i et datamaskinbasert system til å styre utførelsen av ett eller flere trinn i hvilket som helst av kravene 1-19.

22. System for produksjon av olje og/eller gass, som omfatter et antall olje- og/eller gassbrønner som hver produserer en multifase fluidstrøm, med middel tilpasset for prediktering av endring i de produserte fluidene som følger av
- 5 endring i manipulerte variabler, karakterisert ved datamaskinimplementerte middel for å utføre en fremgangsmåte der tilpassede modellparametre som uttrykker forholdet mellom
- 10 endringen i manipulerte variabler og de produserte fluidene blir bestemt ut fra et sett historiske produksjonsmålinger, idet nevnte fremgangsmåte omfatter følgende trinn:
- a. valg av en modellstruktur som predikterer endring i produserte fluider som funksjon av endringen av manipulerte variabler, der den predikterte endringen i produserte fluider er avhengig av verdien av tilpassede modellparametre
 - 15 b. bestemmelse av tilpassede modellparametre slik at predikteringer av produserte fluider tilsvarer nevnte historiske produksjonsmålinger
 - c. bestemmelse av en kvalitetsmerkelapp som beskriver
 - 20 usikkerheten ved nevnte predikteringer av endring i produserte fluider.

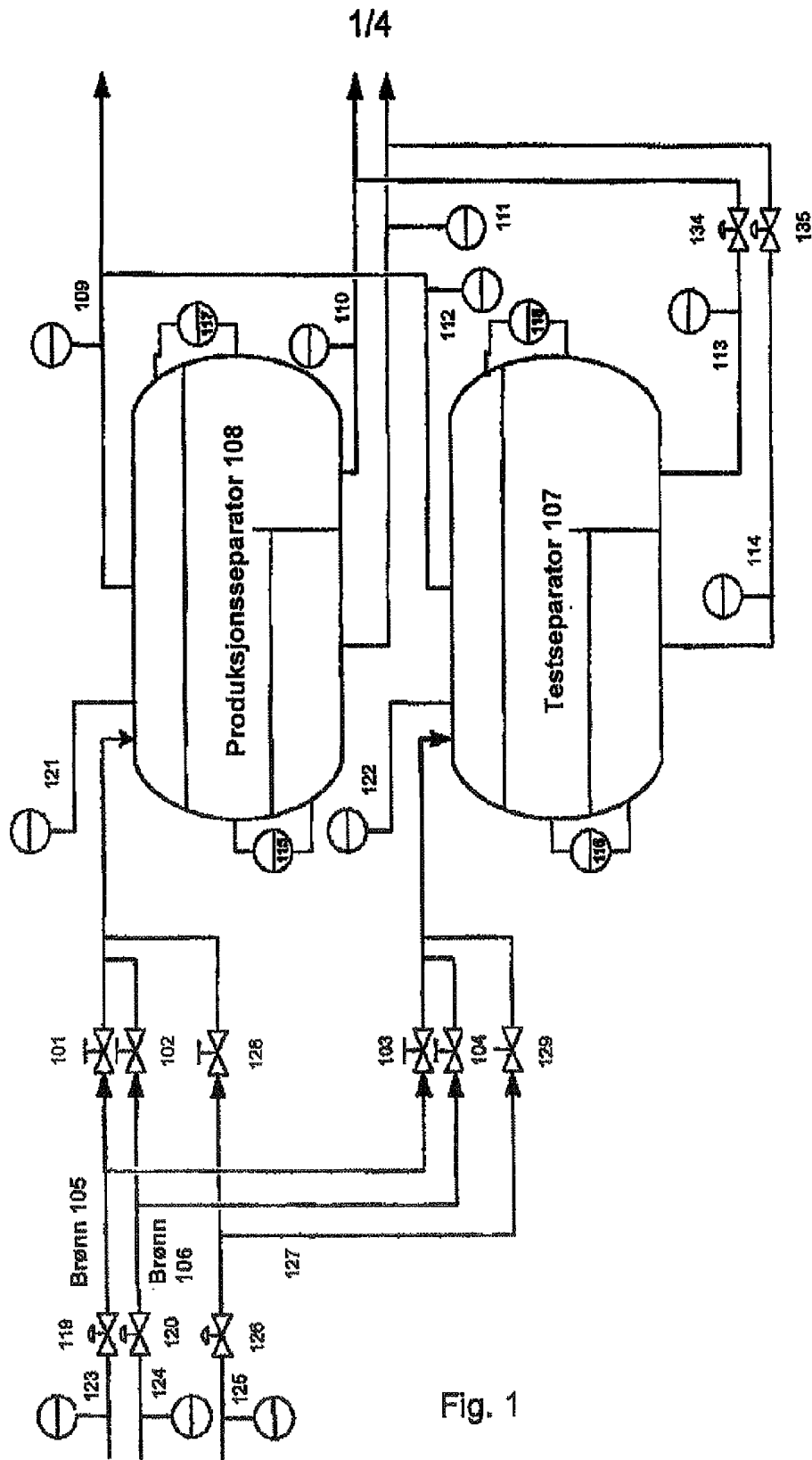


Fig. 1

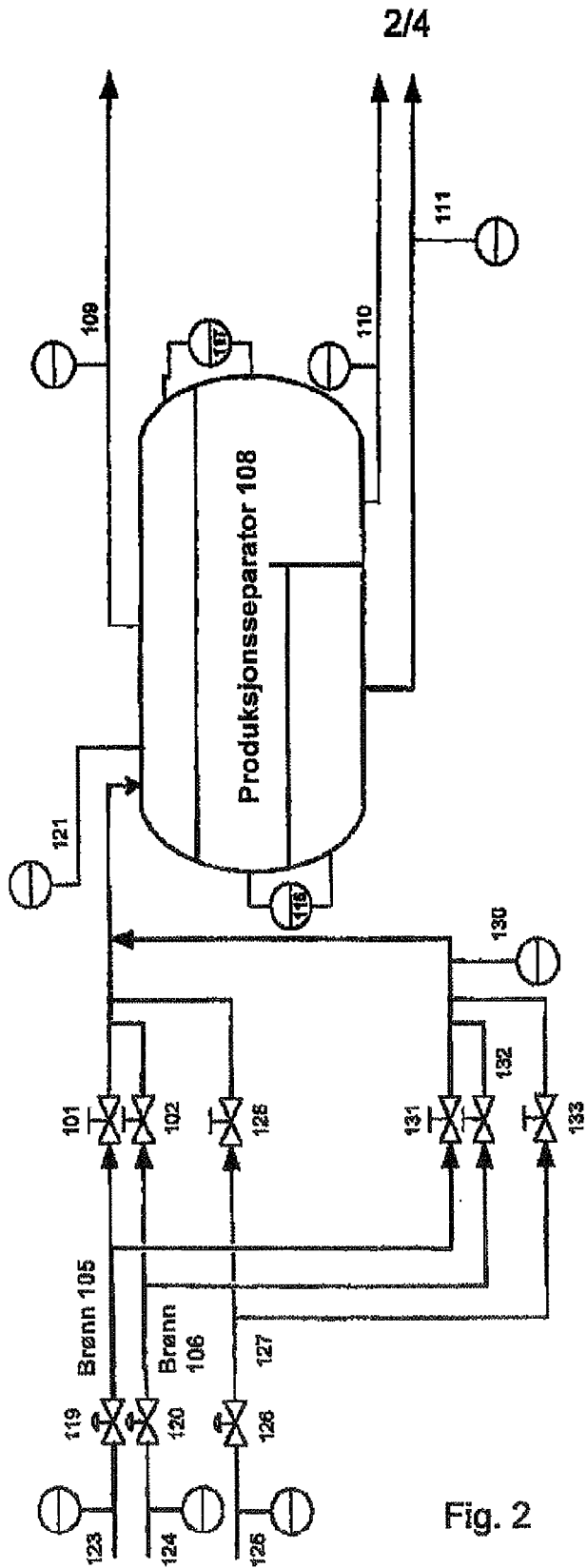


Fig. 2

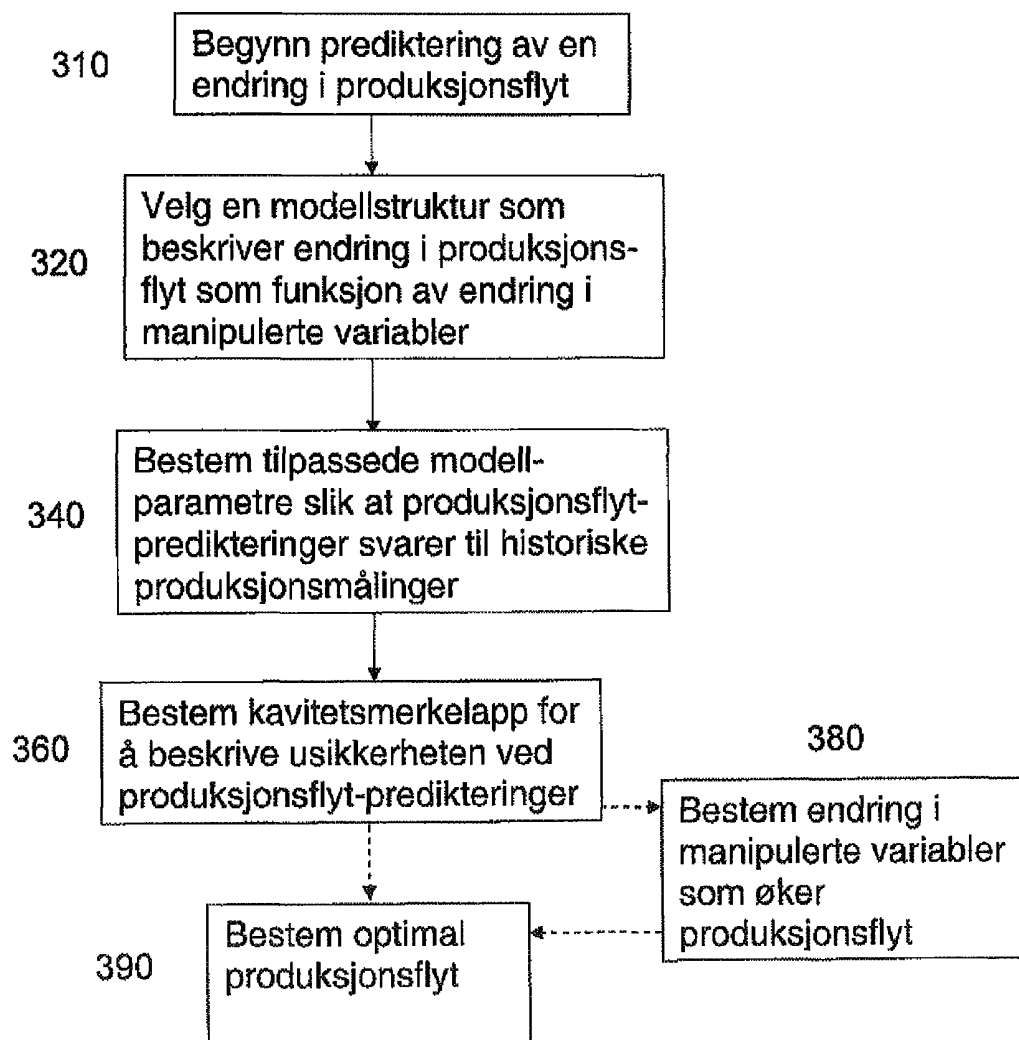


Fig. 3

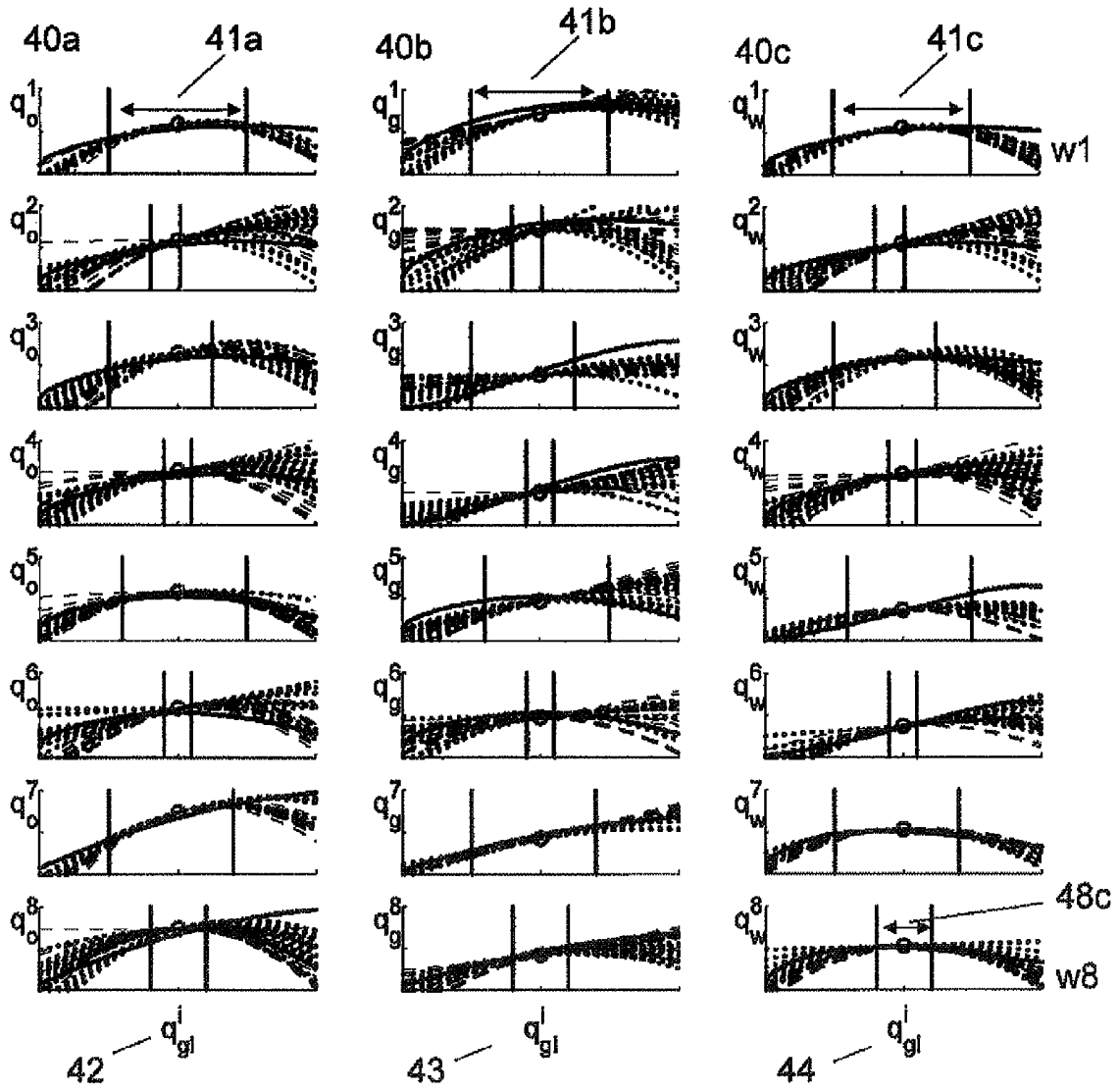


Fig. 4