



(12) **PATENT**

(19) NO

(11) **335800**

(13) **B1**

NORGE

(51) Int Cl.

E21B 43/00 (2006.01)

E21B 21/08 (2006.01)

G05B 17/00 (2006.01)

G06F 19/00 (2006.01)

G06T 1/00 (2006.01)

G06T 1/40 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20042267	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	
(22)	Inng.dag	2004.06.01	(85)	Videreføringsdag	
(24)	Løpedag	2004.06.01	(30)	Prioritet	2003.06.02, FR, 0306637
(41)	Alm.tilgj	2004.12.03			
(45)	Meddelt	2015.02.16			
(73)	Innehaver	Institut Francais du Petrole, 1 & 4, avenue du Bois-Préau, 92852 RUEIL MALMAISON CEDEX, Frankrike			
(72)	Oppfinner	Zabalza-Mezghani Isabelle, 121, bis avenue Paul Doumer, FR-92500 RUEIL-MALMAISON, Frankrike Manceau Emmanuel, 14, rue d'Estienne d'Orves, FR-92500 RUEIL-MALMAISON, Frankrike Mathieu Feraille, 6 place du Maréchal Foch, FR-92000 NANTERRE, Frankrike			
(74)	Fullmektig	Bryn Aarflot AS, Postboks 449 Sentrum, 0104 OSLO, Norge			
(54)	Benevnelse	Fremgangsmåte for å optimalisere, i en usikker kontekst, et produksjonskriterium for et oljereservoar modellert ved hjelp av en strømningssimulator.			
(56)	Anførte publikasjoner	US 5444619 A US 5216917 A US 6980940 B1 US 6836731 B1			
(57)	Sammendrag				

Fremgangsmåte for optimalisering av produksjonen i oljereservoarer, og spesielt produksjonsskjemaene, idet usikkerheter inherent i enhver reservoaroversikt tas med i beregning. Denne metodologien kan deles opp i tre sekvensielle trinn:

- Trinn 1: Sensitivitetsundersøkelse for å evaluere innvirkningen på produksjonen av oljereservoaret, av produksjonsskjemakonfigurasjonene som er testet (flere brønnsteder, ...) i forhold til de spesifikke usikkerhetene ved reservoaret (permeabilitet, kraft av vannførende sjikt, ...).
- Trinn 2: Kvantifiseringsundersøkelse av risikoer forbundet med de undersøkte konfigurasjonene for å fastslå hvorvidt det er nødvendig å søke etter et optimalt produksjonsskjema.
- Trinn 3: Produksjonsskjema-optimaliseringsundersøkelse: i dette trinnet er hensikten å fastsette den ideelle produksjonskonfigurasjon for et gitt formål.

Foreliggende oppfinnelse gjør det mulig å undersøke og/eller å optimalisere et produksjonsskjema for et oljereservoar. Den gjør det mulig å evaluere risikoene som tas når det gjelder utbyggingsplan, å sammenligne flere skjemaer og å definere et optimalt skjema med tanke på et gitt produksjonskriterium, f.eks. oljeutvinningsmaksimering, vannutvinningsminimering, opprettholdelse av produksjonsgraden ved en gitt verdi for en gitt periode. Foreliggende oppfinnelse har som formål å optimalisere et produksjonsskjema i en sannsynlighetsberegningssammenheng. Optimalisering gjennomføres faktisk ved at de usikkerhetene som er iboende i reservoaret tas med i betraktning.

Optimalisering av produksjonsskjemaet gjennomføres for tiden i samsvar med to tilnærminger:

- ved å sammenligne hvert produksjonsscenario for seg, noe som f.eks. er tilfellet med tilnærmingstypene “innhyllingssimulering” (“nested simulation”) [1] eller “beslutningstre” (“decision tree”) [2]. Denne tilnærmingen har den fordel at den kombinerer flere utviklingsmuligheter, men kostnadene mht. numerisk simulering er svært høye. Videre tillater den ikke integrering av ikke-kontrollerbare usikkerheter forbundet med reservoaret (permeabilitet, porøsitet);
- ved å bestemme den optimale produksjonskonfigurasjon for et gitt reservoar uten å ta hensyn til noen form for usikkerhet. Slike studier hvor det anvendes eksperimentelle design har gjort det mulig å tilveiebringe et optimalt produksjonsskjema, men det settes samtidig frem den sterke hypotesen at det ikke er noen usikkerhet i forbindelse med den geologiske, statiske eller dynamiske adferden til reservoaret [3].

[1] [2] Ian Collins, “Decision tree analysis and simple economic models identify technical option ranking and project cost estimates for full field case”, WordOil, ss. 62 - 69, mai 2003.

[3] Dejean, J.P. og Blanc, G., “Managing uncertainties on production predictions using integrated statistical methods”, SPE 56696, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, USA, 3.- 6. okt., 1999.

Produksjonsskjemaoptimalisering er et svært interessant problem fordi den har til hensikt å forbedre forvaltning (mht. kostnader, profitt, sikkerhet, respekt for miljøet) av produksjonen av oljereservoarer. Fremgangsmåten i samsvar med oppfinnelsen gjør det mulig å undersøke dette spørsmålet i en mer generell

kontekst enn den konteksten som til nå har blitt anvendt: den muliggjør optimalisering samtidig som de forskjellige usikkerhetskildene i reservoaret integreres.

Generelt sagt tilveiebringer oppfinnelsen en fremgangsmåte for optimalisering, i en usikker kontekst, av et produksjonskriterium for et oljereservoar utformet ved hjelp av en strømningsimulator, hvor følgende trinn utføres:

- a) det velges minst én parameter intrinsisk til reservoaret og minst én parameter forbundet med produksjonsopsjoner for reservoaret, idet nevnte parametre har en innvirkning på hydrokarbonproduksjonen i reservoaret;
- b) det fastsettes en analytisk modell som uttrykker produksjonskriteriet for reservoaret i løpet av tid som en funksjon av parametrene valgt i trinn a), ved at det tas hensyn til det endelige antall verdier av produksjonskriteriet, idet nevnte verdier tilveiebringes ved hjelp av nevnte strømningsimulator;
- c) fra den analytiske modellen som er besluttet i trinn b), og som assosierer en usikkerhetslov med minst én av nevnte parametre intrinsisk til reservoaret og bestemmelse av en fordeling av minst én av nevnte parametre forbundet med reservoarutviklingsopsjonene med det formål å optimalisere produksjonskriteriet.

Før trinn c) kan den relative innvirkning av parametrene i forhold til hverandre kvantifiseres, og parametrene som har en ubetydelig innvirkning på reservoar-produksjonskriteriet i løpet av tid kan elimineres. Den relative innvirkningen av parametrene i forhold til hverandre kan kvantifiseres ved hjelp av en statistisk test (Student- eller Fisher-test f.eks.).

I trinn c) kan verdien av minst én av nevnte parametre intrinsisk til reservoaret fastslås, og verdien av minst én av nevnte parametre som er forbundet med reservoarproduksjonsopsjonene kan bestemmes med det formål å optimalisere produksjonskriteriet.

Følgende trinn kan utføres i trinn c): i) tilfeldig tegning av flere verdier for minst én av nevnte parametre intrinsisk til reservoaret i samsvar med dets usikkerhetslov, ii) fastsetting av verdiene av minst én av nevnte parametre forbundet med reservoarutviklingsopsjoner med det formål å optimalisere produksjonskriteriet for hver verdi inntegnet i trinn i), iii) fra verdiene bestemt i trinn ii), oppnås den

optimale fordeling av nevnte parametere forbundet med reservoarutviklingsop-sjonene.

I trinn b) kan den analytiske modellen bestemmes under anvendelse av et eksperimentelt design, idet hvert eksperiment består av en simulering av oljere-servoaret utført ved hjelp av strømningssimulatoren. I trinn b) kan den analytiske modellen også bestemmes under anvendelse av nervenettverk.

I trinn a) kan nevnte minst ene parameter intrinsisk til reservoaret være av adskilt, kontinuerlig og/eller stokastisk type.

Fremgangsmåten i samsvar med oppfinnelsen kan anvendes uansett hvor langt utviklingen av feltet er kommet (vurdering, utviklede felt ...).

Andre trekk og fordeler ved oppfinnelsen vil fremgå ved lesing av beskrivelsen i det følgende, med referanse til de medfølgende tegningene hvor:

- fig. 1 skjematisk viser metoden i samsvar med oppfinnelsen,
- fig. 2 viser et Pareto-diagram,
- 15 – fig. 3 viser et Pareto-diagram,
- fig. 4 viser variabiliteten av den 12-års kumulative hydrokarbonproduksjo-nen og før optimalisering av produksjonsskjemaet (development scheme),
- fig. 5 viser den optimale fordelingen for brønn P1 langs x-aksen,
- fig. 6 viser den optimale fordelingen for brønn P1 langs y-aksen,
- 20 – fig. 7 viser restvariabiliteten av den 12-års kumulative hydrokarbonproduksjo-nen og etter optimalisering av produksjonsskjemaet.

Vi tok utgangspunkt i et reservoar bestående av 5 porøse og permeable sjikt, nummerert 1 til 5 fra toppen. Sjiktene 1, 2, 3 og 5 har gode petrofysikalske kvaliteter, mens sjikt 4 er av en dårlig kvalitet. Dette reservoaret utnyttes ved hjelp av 5 produserende brønner.

Oppfinnelsen er skjematisk illustrert på fig. 1.

Trinn 1: Bestemmelse av de usikre parametrene og av utviklingsopsjonene

Det første trinnet av metoden i samsvar med oppfinnelsen består av å velge usikre tekniske parametere som er forbundet med det aktuelle reservoaret og som har en innvirkning på hydrokarbon- eller vannproduksjonsprofilene for reservoaret.

Vi velger usikre parametere intrinsisk til reservoaret. For eksempel kan følgende parametere komme i betraktning:

- en permeabilitetsmultiplikator for sjikt 1, 2, 3 og 5: MPH1
- kraften av vannreservoaret under trykk (aquifer): AQU1
- restoljemetning etter vannfeiling (water sweep): SORW.

Hver av disse parametrene er usikre, og kan ha en betydelig innvirkning på produksjonsprofilene. Metoden i samsvar med oppfinnelsen gjør det mulig å kvantifisere i hvilken grad usikkerheten mht. disse parametrene har en innvirkning på 12-års produksjonsforutsigelsene. Vi assosierer derfor et sannsynlig variasjonsområde med hver parameter:

- $MPH1 \in [MPH1_{min}, MPH1_{maks}] = [0,8 ; 1,2]$
- 10 – $AQU1 \in [AQU1_{min}, AQU1_{maks}] = [0,2 ; 0,3]$
- $SORW \in \{SORW_{min}, SORW_{maks}\} = [0,15 ; 0,25]$.

For optimalisering av et produksjonsskjema velger vi derfor parametere tilsvarende reservoarutviklingsopsjoner som kan ha innvirkning på produksjonen. Disse parametrene kan være: posisjonen til en brønn, kompletteringsnivået, boreteknikken, etc. Når det gjelder produksjon, undersøkes 12-års produksjonsadferden.

For eksempel består produksjonsskjemaet som skal testes og optimaliseres av det at det tilkommer en ny brønn P1. Parametrene som vi ønsker å optimalisere er:

- 20 – posisjonen av brønnen langs akse x: $P1X \in [P1X_{min}, P1X_{maks}] = [6 ; 11]$
- posisjonen av brønnen langs akse y: $P1Y \in [P1Y_{min}, P1Y_{maks}] = [21 ; 23]$.

I samsvar med det valgte eksempel tok vi for oss fem usikre parametere: tre parametere intrinsisk til reservoaret og to parametere ment for optimalisering av et produksjonskriterium.

25 I samsvar med oppfinnelsen kan vi sjekke at parametrene i sammenheng med produksjonsskjemaet faktisk virker inn på produksjonen med tanke på nærværet av de andre usikkerhetene. Det er faktisk mulig at usikkerheten ved én av parametrene intrinsisk til reservoaret er slik at de forskjellige produksjonsopsjoner har en ubetydelig innvirkning på produksjonen, med tanke på den fremherskende usikkerheten.

30 Det gjennomføres en felles sensitivitetsanalyse, dvs. inkludert de usikre parametrene intrinsisk til reservoaret og produksjonsparametrene. Den førnevnte eksperimentelle designmetoden [3] kan anvendes for dette formål. Det fundamen-

tale prinsippet for denne teorien består, med utgangspunkt i variasjonsområdene for parametrene som undersøkes, i å anbefale en serie av simuleringer som muliggjør evaluering av sensitiviteten til de forskjellige parametrene for den 12-års kumulative produksjonen. For eksempel gjennomføres 16 strømningsmoduleringer for å tilveiebringe en analytisk modellering av adferden til den 12-års kumulative hydrokarbonproduksjonen som en funksjon av de fem undersøkte parametrene.

En statistisk test, f.eks. en Student-test, anvendes så for å teste innvirkningen av hver parameter av den analytiske modell. Et Pareto-diagram vist på fig. 2, som spesifiserer den respektive innvirkning av usikkerheten ved hver parameter på den 12-års kumulative hydrokarbonproduksjonen, tilveiebringes således. Betegnelse på høyresiden av linje 1 har innvirkning mens de på venstre er ubetydelige. Den analytiske modellen kan forenkles ved å eliminere de ubetydelige termene. En bedre diagnose av innvirkningen av produksjonsopsjonsvalget i forhold til usikkerhetene intrinsisk til reservoaret tilveiebringes således.

De ubetydelige terms kan elimineres i samsvar med Student-test-diagnosen ved suksessive gjentakelser. Den forenklete modellen som oppnås etter fjerningene belyser i virkeligheten de fremherskende innvirkningene på produksjonsresponsen. Det kan derfor observeres at usikkerhetene intrinsisk til reservoaret er av innflytelse, men at produksjonsopsjonen også er essensiell gjennom termer $P1X$, $P1X:P1Y$, $AQUI:P1X$ og $P1Y$.

Disse resultatene bekrefter derfor at det er nødvendig å overveie studium av produksjonsskjemaopsjonene i nærvær av usikkerheter for parametrene forbundet med reservoaret, likesom optimalisering av lokaliseringen av brønn P1 for å optimalisere hydrokarbon- eller vannutvinningen under hensyntagen til de andre usikkerhetene.

Trinn 2: Strømningsmodulertilnærming

Oljereservoaret modelleres ved hjelp av en numerisk reservoarsimulator. Reservoarsimulatoren eller strømningsmodulertoren muliggjør spesielt å beregne produksjonen av hydrokarboner eller vann i løpet av tid som en funksjon av tekniske parametere så som antall sjikt i reservoaret, sjiktens permeabilitet, trykket i det vannførende sjiktet (aquifer force), posisjonen av oljebraunnen, etc.

En analytisk modell som uttrykker et produksjonskriterium studert over tid bestemmes ut fra et endelig antall av verdier som tidligere er tilveiebrakt ved hjelp

av strømningssimulatoren. Simuleringene gjennomføres ved å variere de forskjellige parametere valgt i trinn 1. Den analytiske modellen kan bestemmes ved hjelp av matematiske metoder så som eksperimentelle design, nervenettverk, etc.

I tilfeller hvor metoden med det eksperimentelle designet anvendes, i sam-
5 svar med typen og antall usikre parametere valgt i trinn 1, så finnes det egnede eksperimentelle design som definerer et antall av numeriske simuleringer som må gjennomføres for å karakterisere det usikre området på en streng og homogen måte. Det er således mulig hurtig og korrekt å analysere innvirkningen av hver usikker parameter. Det er mulig å anvende de eksperimentelle design beskrevet i
10 førnevnte dokument [3].

Fra de numeriske simuleringsresultatene, og under anvendelse av statistiske metoder, er det mulig å relatere produksjon av hydrokarboner eller vann i løpet av tid ved én eller flere analytiske funksjoner til the usikre tekniske parametere. Formen av den/de analytiske funksjon(ene) avhenger av det eksperimentelle
15 designet som velges og av typen av parametere.

Anvendelsen av matematiske metoder så som eksperimentelle design, nervesystemer, og anvendelse av hensiktsmessig statistisk verktøy har den fordel at de kan erstatte strømningssimulatoren, som er svært kostbar når det gjelder beregning av tid, med én eller flere svært hurtige analytiske funksjoner, gyldig for
20 det usikre område, og som tillater å transkribere utviklingen av en produksjonsrespons som en funksjon av de usikre parametrene. Videre er det viktig å merke seg at de definerte analytiske funksjonene ikke avhenger av sannsynlighetsdensiteten av de usikre parametere men bare av deres øvre og nedre grenser.

Det er således mulig å erstatte produksjonsprofilen for et reservoar med
25 flere analytiske funksjoner, noe som bare krever bestemmelse av de analytiske funksjonene som gir hydrokarbonproduksjonen som en funksjon av de tekniske parametrene, for hvert produksjonsprofilår.

I vårt eksempel vil vi bestemme polynomiale funksjoner som tillater å relatere den kumulative hydrokarbonproduksjonen for hvert enkelt av de tolv årene av produksjonsprofilen til de fem deterministisk usikre parametere definert i trinn 1. Vi
30 velger derfor en eksperimentell design av 2. orden egnet for fem deterministiske parametere med karakteristikkene beskrevet i tabell 1 og med hensynstagen til termene beskrevet i tabell 2.

Tabell 1: Karakteristikker ved den eksperimentelle design

Designegenskaper	
Designtype	Sentralkompositt – frontsentrert
Antall parametere	5
Antall simuleringer	27

Tabell 2: Termer som er tatt hensyn til i den analytiske modell

Termer som er tatt hensyn til i den analytiske modell		
Hoved	Gjensidig påvirkning	Kvadratisk
MPH1	MPH1:SORW	MPH1 ²
SORW	MPH1:AQUI	SORW ²
AQUI	MPH1:P1X	AQUI ²
P1X	MPH1:P1Y	P1X ²
P1Y	SORW:AQUI	P1Y ²
	SORW:P1X	
	SORW:P1Y	
	AQUI:P1X	
	AQUI:P1Y	
	P1X:P1Y	

- 5 De 27 simuleringene i sammenheng med den betraktete eksperimentelle design ble gjennomført for å oppnå 27 simulerte resultater for den kumulative hydrokarbonproduksjonen for det tolvte produksjonsåret. Ut fra disse resultatene ble det konstruert en polynomial modell under anvendelse av den statistiske responsoverflatemetode, for å nærme seg strømningsmodellen på det usikre område for det tolvte produksjonsår.
- 10

Trinn 3: Risikoanalyse ved usikre parametere og produksjonsopsjoner

En statistisk test, for eksempel en Student- eller Fisher-test, kan anvendes for å teste innflytelsen av hver parameter av den analytiske modellen. Et Pareto-diagram oppnås således, som vist på fig. 3, som spesifiserer den respektive

innflytelse av usikkerheten av hver parameter på den tolv-års kumulative hydrokarbonproduksjonen.

De neglisjerbare termen kan elimineres ved suksessive gjentakelser i samsvar med Student-test-diagnoser. Den nye forenklete modellen belyser i 5 virkeligheten den fremherskende virkningen på produksjonsresponsen. Det kan derfor observeres at usikkerhetene når det gjelder parametrene intrinsisk til reservoaret er av innflytelse, men at produksjonsopsjonen også er essensiell gjennom termer $P1X$, $P1X:P1Y$, $AQUI:P1X$, $P1Y$, samt $P1X^2$ og $P1Y^2$.

En kvantitativ diagnose kan oppnås ved hjelp av den analytiske modellen 10 (av 2. orden). Faktisk er det viktig å finne ut om denne modellen nøyaktig retranskriberer de simulerte verdiene og at den også pålitelig kan anvendes for forutsig- elser av tolv-års kumulativ hydrokarbonproduksjon ved andre punkter enn de som er simulert. Det er derfor mulig å anvende beregning av et statistisk kriterium som tillater evaluering av kvaliteten på justeringen og av forutsigelsesevnen for den 15 analytiske modell.

Derfor tillater den analytiske modellen gjennomføring av forutsigelses- beregninger av den tolv-års kumulative hydrokarbonproduksjon ved ethvert punkt i det usikre området, uten at det kreves strømmingssimulator.

Det er således mulig å estimere den sannsynliggjorte fordeling av den 20 kumulative hydrokarbonfordeling ved angivelse av en fordelingslov til hver usikre parameter og til hver parameter korresponderende til produksjonsopsjonene som den analytiske modellen tar hensyn til:

- MPH1 følger en normal lov på gjennomsnittlig 1,0 og med standardavvik 0,1,
- AQUI følger en ensartet lov mellom 0,2 og 0,3
- 25 – SORW følger en normal lov på gjennomsnittlig 0,2 og med standardavvik 0,016.

Produksjonsopsjonene, her lokaliseringene av brønner $P1X$ og $P1Y$, antas å følge en ensartet lov i sitt variasjonsområde, ettersom det ikke er noen grunn til å favorisere én opsjon i forhold til en annen.

Etter prøvetaking, f.eks. i samsvar med metoden Monte Carlo, oppnår vi 30 sannsynlighetsfordelingen av den tolv-års kumulative hydrokarbonproduksjon og som uttrykker innvirkningen av usikkerheten på parametrene og produksjonsopsjonene (fig. 4). Vi observerer – under hensynstagen til usikkerhetene intrinsisk til reservoaret og de forskjellige produksjonsopsjoner – at den tolv-års kumulative oljeestimering ligger mellom 2,4 og 3,0 millioner m^3 . Denne variasjonen rettfærdig-

gjør avgjørelsen om å optimalisere produksjonsskjemaet for å redusere denne usikkerheten når det gjelder hydrokarbonutvinning og håpet om å maksimere produksjonen.

Trinn 4: Optimalisering av et produksjonsskjema

5 Optimalisering av et produksjonsskjema består i bestemmelse av opsjo-
nene for produksjonsskjemaet for reservoaret (brønntype, brønnlokalisering, kom-
pletteringsposisjonering, utvinningstype ...) som gir den beste hydrokarbon- eller
vannutvinning.

For eksempel muliggjør optimalisering definering av den optimale posisjon
10 av brønn P1 for å maksimere den 12-års kumulative hydrokarbonutvinningen.
Denne optimaliseringen kan utføres på to måter: deterministisk eller probabilistisk.

Deterministisk optimalisering

Deterministisk optimalisering består av fiksering av hver usikre parameter
ved en gitt verdi (som synes å være den mest sannsynlige) og i søking i denne nå
15 deterministiske kontekst (usikkerhetene fjernes da) de verdiene av P1X og P1Y
som maksimerer den 12-års kumulative oljeproduksjonen. De numeriske optimali-
seringsresultater er:

$$P1X^{\text{Opt}} = 9,18, P1Y^{\text{Opt}} = 22,15 \text{ og kumolje (Cumoil)}^{\text{Opt}} = 2,889 \text{ MM}^3.$$

Probabilistisk optimalisering

20 Probabilistisk optimalisering er en generalisering av den deterministiske
optimalisering for så vidt som den ikke begrenser de usikre parametrene til en
sannsynlig verdi, men integrerer hele deres tilfeldige karakter.

Hver usikre parameter beholder derfor sin sannsynlighetsfordeling (som i
prøvetakingstrinnet) og produksjonsopsjonene som maksimerer produksjon
25 bestemmes i denne probabilistske sammenheng.

Nærmere bestemt gjennomføres en tilfeldig tegning i samsvar med hver lov
som er valgt:

- MPH1: tegner 1000 realisasjoner av normal lov på gjennomsnittlig 1 og
med standardavvik 0,1,
- 30 – AQU1: tegner 1000 realisasjoner av en ensartet lov mellom 0,2 og 0,3,
- SORW: tegner 1000 realisasjoner av en normal lov på gjennomsnittlig 0,2
og med standardavvik 0,016.

Dette prøvetakingstrinn tillater således oversettelse av den tilfeldige og usikre natur av disse parametrene. Ved å betrakte disse usikkerhetene via deres tegning, har vi 1000 tripler av realisasjoner av MPH1, AQU1 og SORW.

Vi anvender så hver trippel for å bestemme den korresponderende optimale brønnposisjon som tillater maksimering av et produksjonskriterium. For eksempel oppnår vi etter denne multiple optimalisering 1000 optimale verdier av P1X, P1Y og av den 12-års maksimale kumulative oljeproduksjon. I denne konteksten er det optimale produksjonsskjema ikke lenger det eneste skjemaet og det integrerer perfekt usikkerhet intrinsisk til reservoaret. Fig. 5 viser den optimale for-
delingen av brønn P1 langs x-aksen, med tanke på den eksisterende usikkerheten (verdiene av x er angitt i normalisert verdi mellom [-1,1]). På tilsvarende måte viser fig. 6 den optimale fordelingen av brønn P1 langs y-aksen, med tankte på den eksisterende usikkerheten (verdiene av y er angitt i normalisert verdi mellom [-1,1]).

De optimale fordelingene av P1X og P1Y viser at de usikre parametrene intrinsisk til reservoaret har en innflytelse på det å ta avgjørelser når det gjelder produksjonsskjemaet. I dette tilfellet er det nødvendig å:

- enten redusere usikkerhetene på disse parametrene, f.eks. ved å utføre nye akkvisisjonsprogrammer,
- eller å velge én av de sannsynlig optimale verdiene, generelt verdiene som danner det sannsynlige maksimum.

Endelig viser fig. 7 den resterende variabiliteten for den 12-års kumulative hydrokarbonproduksjonen i konteksten av et optimalt produksjonsskjema, men i nærvær av reservoar-usikkerheter som ikke kan reguleres. I denne presise konteksten korresponderer den optimale løsningen til et brønnsted lokalisert ved celle 9 (0,27 i normalisert) langs x-aksen og celle 22 (0,14 i normalisert) langs y-aksen.

På den andre side viser det seg at produksjonsskjemaoptimaliseringen har gjort det mulig å redusere usikkerheten når det gjelder de 12-års kumulative produksjonsforutsigelsene: den kumulative oljeestimeringen er i området mellom 2,8 og 2,95 millioner m³ og ikke lenger mellom 2,4 og 3,0 millioner m³ som tidligere.

Patentkrav

1. Fremgangsmåte for å optimalisere, i en usikker kontekst, et produksjonskriterium for et oljereservoar modellert ved hjelp av en strømningssimulator,
5 k a r a k t e r i s e r t v e d at det gjennomføres følgende trinn:
 - a) det velges minst én parameter intrinsisk til reservoaret og minst én parameter forbundet med produksjonsopsjonene for reservoaret, idet nevnte parametere har en innvirkning på hydrokarbonproduksjonen i reservoaret;
 - b) 10 det fastsettes en analytisk modell som uttrykker produksjonskriteriet for reservoaret i løpet av tid som en funksjon av parametrene valgt i trinn a), ved at det tas hensyn til det endelige antall verdier av produksjonskriteriet, idet nevnte verdier tilveiebringes ved hjelp av nevnte strømningssimulator;
 - c) 15 fra den analytiske modellen som bestemmes i trinn b), og som assosierer en usikkerhetslov med minst én av nevnte parametere intrinsisk til reservoaret og bestemmelse av en fordeling av minst én av nevnte parametere forbundet med reservoarproduksjonsopsjonene med det formål å optimalisere produksjonskriteriet.
2. Fremgangsmåte i henhold til krav 1,
20 k a r a k t e r i s e r t v e d at i trinn c) kvantifiseres den relative innvirkning av parametrene i forhold til hverandre, og parametrene med en ubetydelig innvirkning på produksjonskriteriet for reservoaret ettersom tiden går elimineres.
3. Fremgangsmåte i henhold til krav 2,
25 k a r a k t e r i s e r t v e d at den relative innvirkning av parametrene i forhold til hverandre kvantifiseres ved hjelp av en statistisk test.
4. Fremgangsmåte i henhold til krav 3,
k a r a k t e r i s e r t v e d at den statistiske testen velges fra Student- og
30 Fischer-testen.
5. Fremgangsmåte i henhold til hvilke som helst av de foregående krav,
k a r a k t e r i s e r t v e d at i trinn c fastsettes verdien av minst én av nevnte parametere intrinsisk til reservoaret og verdien av minst én av nevnte parametere

forbundet med reservoarproduksjonsopsjonene fastsettes med det formål å optimalisere produksjonskriteriet.

6. Fremgangsmåte i henhold til hvilke som helst av de foregående krav,
5 k a r a k t e r i s e r t v e d a t i t r i n n c gjennomføres følgende trinn:
- i) tilfeldig opptegnelse av flere verdier av minst én av nevnte parametere intrinsisk til reservoaret i samsvar med usikkerhetsloven for samme,
 - ii) bestemmelse av verdiene for minst én av nevnte parametere forbundet med reservoarproduksjonsopsjonene med det formål å optimalisere produksjonskriteriet for hver verdi opptegnet i trinn i),
10
 - iii) fra verdiene bestemt i trinn ii) tilveiebringes den optimale fordeling av nevnte parametere forbundet med reservoarproduksjonsopsjonene.
7. Fremgangsmåte i henhold til hvilke som helst av de foregående krav,
15 k a r a k t e r i s e r t v e d a t i t r i n n b) bestemmes den analytiske modellen under anvendelse av et eksperimentelt design, idet hvert eksperiment består av en simulering av et oljereservoar gjennomført ved hjelp av strømningssimulatoren.
8. Fremgangsmåte i henhold til hvilke som helst av kravene 1 til 6,
20 k a r a k t e r i s e r t v e d a t i t r i n n b) bestemmes den analytiske modellen under anvendelse av nervenettverk.
9. Fremgangsmåte i henhold til hvilke som helst av de foregående krav,
k a r a k t e r i s e r t v e d a t i t r i n n a) er nevnte minst ene parameter intrinsisk
25 til reservoaret av adskilt, kontinuerlig og/eller stokastisk type.

1/4

FIG.1

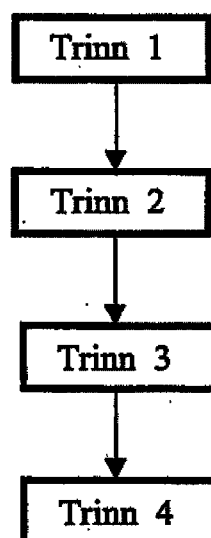
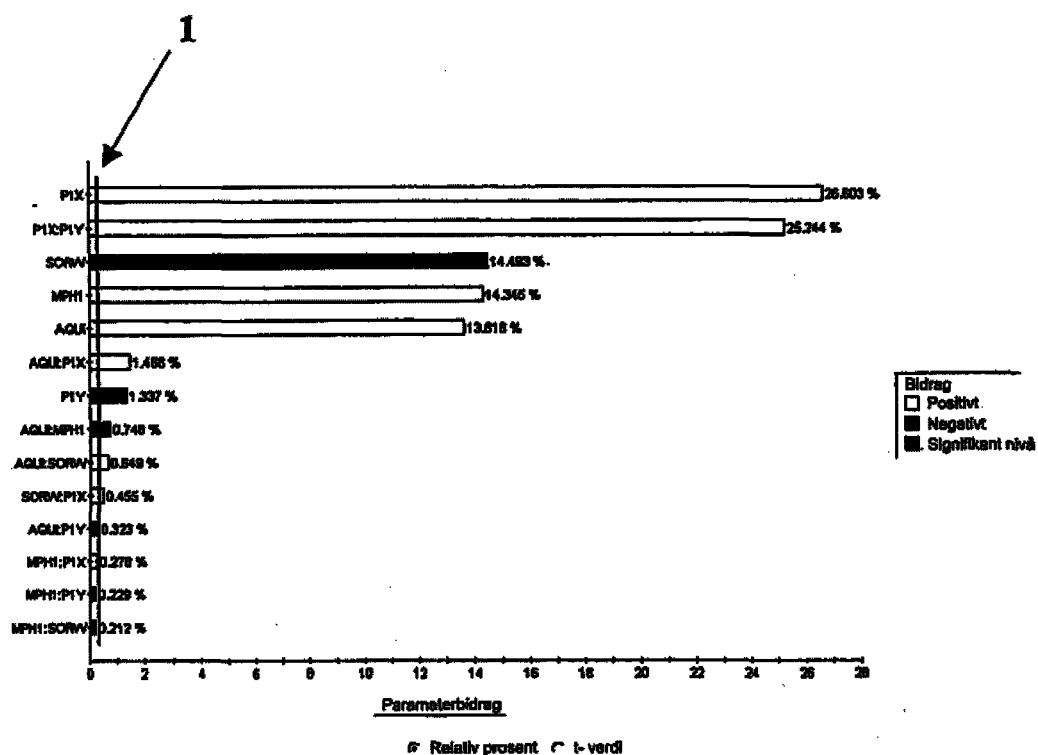


FIG.2



2/4

FIG. 3

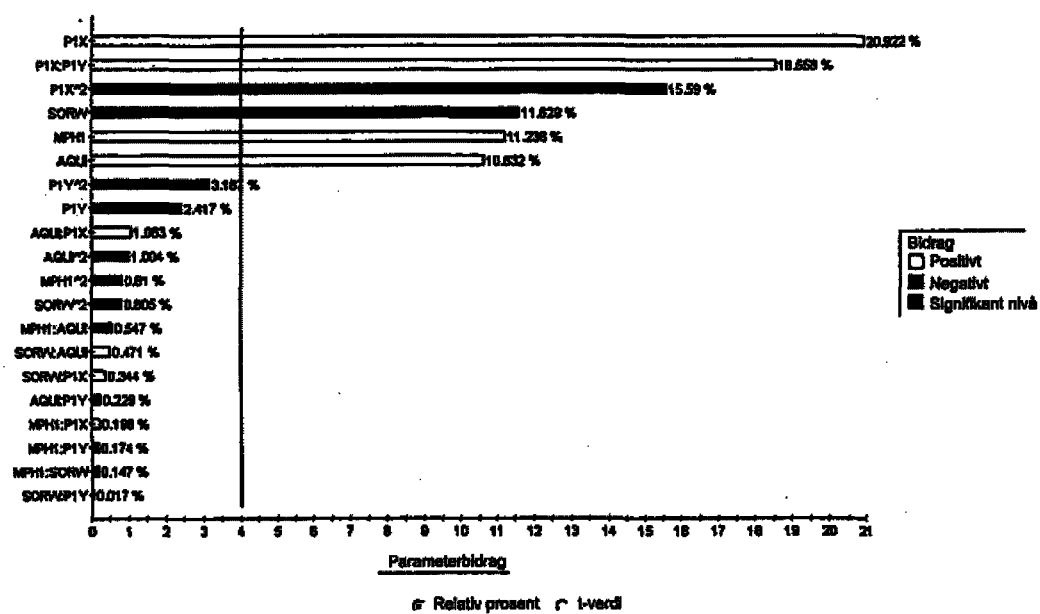
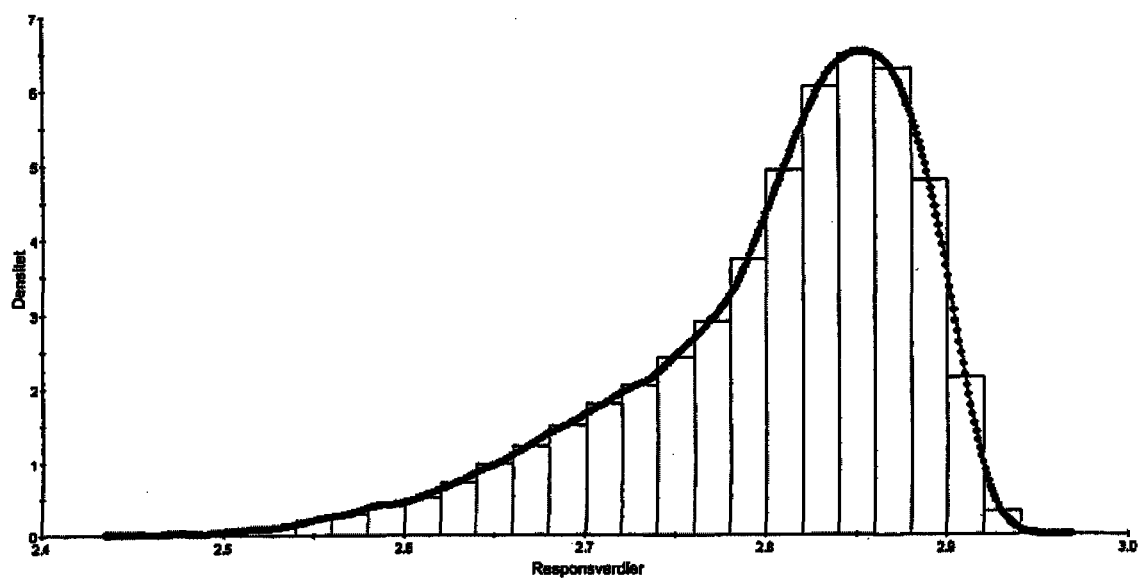


FIG.4



3/4
FIG.5

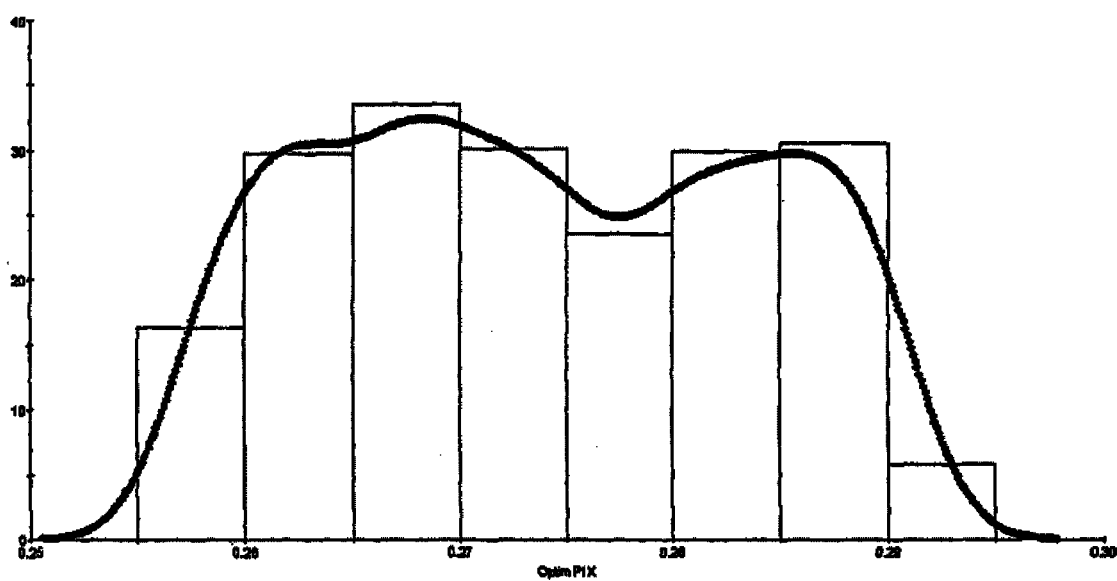
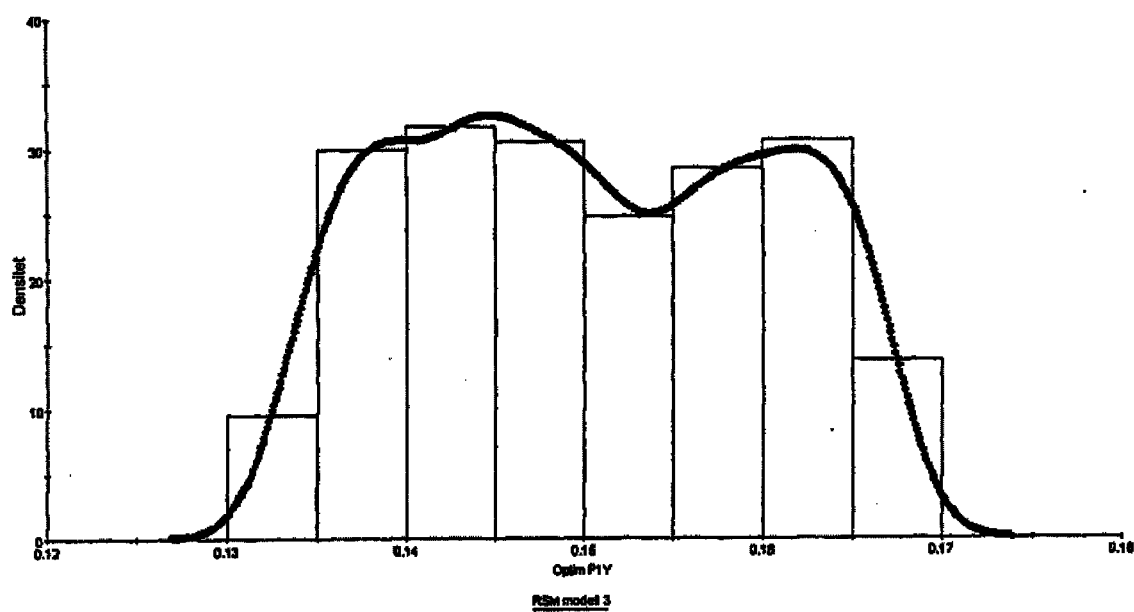


FIG.6



4/4

FIG.7

