



(12) PATENT

(19) NO

(11) 339162

(13) B1

NORGE

(51) Int Cl.

G06F 17/10 (2006.01)

G06G 7/48 (2006.01)

Patentstyret

| | | | | | |
|------|------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|---------------------------|----------------------------|
| (21) | Søknadsnr | 20100801 | (86) | Int.inng.dag og søknadsnr | |
| (22) | Inng.dag | 2010.06.03 | (85) | Videreføringsdag | |
| (24) | Løpedag | 2010.06.03 | (30) | Prioritet | 2009.06.05, US, 12/479,086 |
| (41) | Alm.tilgj | 2010.12.06 | | | |
| (45) | Meddelt | 2016.11.14 | | | |
| (73) | Innehaver | Logined BV, Gevers Deynootweg 61, NL-2586BJ S GRAVENHAGE, Nederland | | | |
| (72) | Oppfinner | Laurent Arnaud Souche, P.O. Box 21, Al Masood Tower, Hamdan Street, AE- ABU DHABI, De forente arabiske emiratene | | | |
| | | Josselin Kherroubi, 44, rue Pernet, FR-75014 PARIS, Frankrike | | | |
| | | Matthieu Jean Rotschi, 16, rue du Président Wilson, FR-94250 GENTILLY, Frankrike | | | |
| (74) | Fullmektig | Bryn Aarflot AS, Postboks 449 Sentrum, 0104 OSLO, Norge | | | |

| | | | | | |
|------|-----------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|
| (54) | Benevnelse | Fraktur nettverk karakteriseringsmetode | | | |
| (56) | Anførte publikasjoner | Jiandong, XU et al "Characterizing Fracture Spatial Patterns by Using Semivariograms", Acta Geologica Sinica, vol. 76, No. 1, Mar. 2002, pp. 89-99 | | | |
| | | US 7133779 B2 | | | |
| | | US 2006241920 A1 | | | |
| | | US 2008133186 A1 | | | |
| (57) | Sammendrag | | | | |

En fremgangsmåte for å representere og anvende sprekker i en modell av et undergrunnsreservoar er beskrevet som omfatter det å dele opp sprekknnettverket i en diskret modellert del og en gjenværende statistisk beskrevet del fra en statistisk beskrivelse av alle sprekker, bestemme korrelasjonseffektene forårsaket av sprekker med dimensjoner større enn dimensjonen til de lokale griddcellene, og bestemme petrofysiske egenskaper mens vilkårlig fordeling av sprekkeorientering tillates idet alle tre aspekter kan kombineres for å forbedre modelleringen av sprekker og simuleringen av frakturerte reservoarer.

OPPFINNELSENS OMRÅDE

[0001] Oppfinnelsen vedrører fremgangsmåter ved karakterisering av nettverk av frakturer i et underjordisk reservoar ved hjelp av en statistisk beskrivelse avledet
5 fra logging, seismikk og andre brønn- og reservoarmålinger. Mer spesifikt vedrører den en slik fremgangsmåte for å karakterisere heterogenitet, romlig variasjon, anisotropi og usikkerhet knyttet til disse egenskapene og således muliggjøre forbedret representasjon av reservoaret på en beregningsanordning.

10

BAKGRUNN

[0002] En representasjon av et reservoar eller deler av et reservoar på en beregningsanordning er et viktig hjelpemiddel for hydrokarbonproduksjonsbransjen. Reservoarmodeller anvendes for å bestemme viktige faser i utviklingen av og produksjonen fra reservoarer. Reservoarmodellen
15 kan betraktes som en tolket og spesifikt formatert representasjon av kunnskapen om geologien og de petro-fysiske egenskapene til reservoaret.

20

[0003] Den allment aksepterte oppbyggingsprosessen og bruken av reservoarmodeller omfatter de trinn å opprette først en finskala, detaljert 3D-representasjon av de geologiske objektene i volumet av interesse (lag, forkastninger, etc.) og av deres petro-fysiske egenskaper (den geologiske modellen). Denne finskalamodellen blir så typisk konvertert til en grovere representasjon, den såkalte simuleringsmodellen, med tilhørende petro-fysiske egenskaper, gjennom en opp-skalerings-prosess. Grovskalarepresentasjonen blir
25 så anvendt for eksempel som innmating til en strømningsimulator som beregner fluidbevegelsen og utviklingen av trykk, metningen av faser og konsentrasjonene av elementer over tid.

30

[0004] En reservoarmodell kombinerer typisk generisk kunnskap avledet fra generelle geologiske prosesser, så som dannelse av sedimentasjonsbassenger, sedimentering, diagenese og liknende, med kunnskap spesifikk for reservoaret. Kunnskap om de geologiske objektene innenfor et gitt reservoar kan oppnås hovedsakelig fra reservoarundersøkelser som dekker store deler av reservoaret.

Reservoarundersøkelsesmetoder omfatter seismiske eller elektromagnetiske undersøkelser. Resultatene av disse primære undersøkelsene blir så utvidet av lokale undersøkelsesmetoder som dekker nærområdet rundt brønner boret inn i reservoaret. Brønnundersøkelsesmetoder omfatter de mange forskjellige
5 brønnloggingsmetodene, seismisk profilering, analyse av kjerner og borespon, strømningstesting og mye mer. Sammenstilling av resultatene fra reservoarundersøkelser og lokale undersøkelser i en felles ramme eller et felles representasjons format danner grunnlaget for en fundamental reservoarmodell.

10 [0005] Imidlertid har denne fundamentale reservoarmodellen (som kun representerer de målte og tolkede dataene) begrenset anvendelse dersom den ikke besettes tettere og mer uniformt ved hjelp av interpolasjon og statistiske metoder. Disse metodene anvendes for å fylle tomrom og knytte hver gridcelle, som typisk er den minste enheten i den matematiske beskrivelsen av modellen, til
15 formasjonsegenskaper avledet fra det begrensede antallet målinger tilgjengelig. En innser lett at dette trinnet med å fylle ut reservoarmodellen med interpolerte eller på annen måte beregnede parametere gir en sterk økning av nøyaktigheten til modellens prediksjonsevne, men på bekostning av økt bruk av
20 beregningsressurser, som for eksempel datalagringsplass og prosesseringshastighet.

[0006] Når en reservoarmodell defineres, er dens primære geometriske trekk eller bygge-blokker lagene eller horisontene og forkastningene, som når de kombineres definerer de viktigste elementene i reservoaret fra et geologisk synspunkt. Under
25 disse storskala-trekkene er det imidlertid andre viktige geologiske trekk som kan ha sterk innvirkning på strømmingen av fluid gjennom reservoaret. Ett av de viktigere av disse mindre skala-trekkene er frakturer, som kan betraktes som forkastninger med liten eller ingen sleidende eller glidende bevegelse mellom forkastningsflatene.

30

[0007] Det er intuitivt åpenbart at antallet frakturer samt størrelsen og orienteringen til fracturene innenfor en blokk kan ha en sterk innflytelse på den totale permeabiliteten til denne blokken for fluidstrømning, og muligens være

viktigere enn andre faktorer så som bergartenes permeabilitet og porøsitet, fuktningsgrad, etc. Muligheten til å innlemme en nøyaktig diskret eller statistisk representasjon av frakturer anses derfor i alminnelighet som et veldig viktig aspekt innenfor den større jobben med å bygge opp en reservoarmodell.

5

[0008] Ved modellering av innvirkningen frakturer kan ha på reservoaret blir frakturene som oftest representert ved hjelp av et diskret frakturnettverk (DFN – Discrete Fracture Network) i den geologiske modellen, mens de blir representert ved deres effektive petro-fysiske egenskaper i (den grovere) simuleringsmodellen. Denne tradisjonelle metoden er beskrevet for eksempel i: B. Bourbiaux, R. Basquet, J.M. Daniel, L.Y. Hu, S. Jenni, A. Lange og P. Rasolofosaon, "Fractured Reservoirs Modelling: a review of the challenges and some recent solutions", *First Break*, vol. 23, s. 33-40, september 2005. Et diskret frakturnettverk er en representasjon der hver enkelt fraktur blir representert ved en liten overflatelapp (i 15 3D) eller en liten polygonlinje (i 2D) med tilhørende individuelle geometriske og petro-fysiske attributter så som spalte, transmissivitet, etc.

[0009] Hovedproblemet forbundet med bruk av den diskrete frakturnettverk-representasjonen er at både minnet som kreves for å lagre DFN-representasjonen og tiden som kreves for å beregne de tilhørende effektive petro-fysiske 20 egenskapene øker med antallet frakturer i nettverket. De effektive petro-fysiske egenskapene er de størrelsene som beskriver innvirkningen av frakturer på de fysiske egenskapene til bergarter (f.eks. porøsitet og permeabilitet) på en grovere skala. Disse egenskapene blir normalt tilordnet til grunnblokkene eller -volumene 25 av bergarter (gridcellene) som, sammen, danner en oppdeling av volumet av interesse (beregningsnettet).

[0010] Flere løsninger har vært foreslått for å lempe på begrensningene i beregninger knyttet til DFN-modeller. Alle disse løsningene baserer seg på en 30 forenkling av den geologiske modellen, og medfører forringelse av den motsvarende simuleringsmodellen.

[0011] Den mest populære metoden, som beskrevet for eksempel i: R. Basquet, C.E. Cohen og B. Bourbiaux, "Fracture Flow Property Identification: An Optimized Implementation of Discrete Fracture Network Models", Proc 14th MEOS, 2005, eller i: Daly og D. Mueller, "Characterization and Modeling of Fractured Reservoirs: Static Model", Proc. ECMOR, 2004, anvender i stedet for en full 3D-modell en redusert 2,5D-modell (dvs. et lagdelt todimensjonalt frakturnettverk). Selv om denne metoden i betydelig grad reduserer både beregningstiden og den nødvendige minneplassen, gir 2D-modeller en dårlig representasjon av ikke lag-avgrensede frakturer og er ikke i stand til korrekt å modellere frakturbunner.

10 Garcia m.fl. i: M. Garcia, F. Gouth og O. Gosselin, "Fast and Efficient modeling and conditioning of naturally fractured reservoir models using static and dynamic data", Europec/EAGE ACE, 2007 anvender en lokal 2,5D periodisk modell for å representere det detaljerte frakturnettverket samtidig som regnekostnaden minimeres. Selv om metoden muliggjør nøyaktig modellering av komplekse relasjoner mellom fraktursett, forutsetter den eksistens av et representativt grunnvolum og vil kunne resultere i en dårlig representasjon av store frakturer.

[0012] En annen metode anvender DFN-nettverket kun for lokale modeller, i området rundt brønnene, og interpolerer de oppskalerte effektive egenskapene for å frembringe modellen av hele feltet. Ulempen med disse metodene er at de ikke muliggjør korrekt styring av modellvariasjonen i området mellom brønner. Basquet m.fl. som referert til over foreslår å oppskalere det finskala DFN-nettverket til en grovere, diskret modell med lik strømningsoppførsel. Imidlertid gjør tapet av fysisk realisme som følge av opp-skaleringen det umulig å bekrefte kvaliteten til den grove modellen.

[0013] En alternativ løsning til å beskrive frakturene som et DFN-nettverk er å utelate det helt og direkte anvende en effektiv medium-modell som vist i: S. Suzuki, C. Daly, J. Caers, D. Mueller, "History Matching of Naturally Fractured Reservoirs Using Elastic Stress Simulation and Probability Perturbation Method", Proc. SPE ATCE, 2005 og S.A. Christensen, T.E. Dalgaard, A. Rosendal, J.W. Christensen, G. Robinson, A.M. Zellou, T. Royer, "Seismically Driven Reservoir Characterization Using and Innovative Integrated Approach: Syd Arne Field", Proc.

SPE ATCE, 2006. Suzuki et al. beregner permeabiliteten direkte fra frakturtettheten, antatt en potens-lov-korrelasjon med avstanden til perkoleringsterskelen. Denne metoden tar ikke hensyn til den faktiske geometrien til frakturnettverket og antar at alle de strømmende frakturerne lokalt peker i samme retning. Christensen et al. anvender en tilsvarende metode, som bygger på 3D frakturtetthetsavbildninger avledet fra seismiske attributter og strukturelle attributter. Imidlertid er ikke frakturgeometrien fullt ut beskrevet av den geologiske frakturmodellen, og forfatterne foreslår ikke noen eksplisitt metode for å oppskalere dens permeabilitet.

10

[0014] Endelig, anvender noen forfattere, så som Lee, S. H., M. F. Lough, og C. L. Jensen (2001), "Hierarchical Modeling of Flow in Naturally Fractured Formations with Multiple Length Scales", *Water Resour. Res.*, 37(3), s. 443–455, en blandet representasjon som kombinerer store, diskrete frakturer med en effektiv representasjon av mediet. Imidlertid er denne blandede representasjonen begrenset til den grove simuleringsmodellen, og et DFN-nettverk er fortsatt nødvendig for å beregne egenskapene til de effektive egenskapene.

15

[0015] I lys av de kjente metodene sees det som et mål med foreliggende oppfinnelse å tilveiebringe en hittil ukjent fremgangsmåte for å representere frakturer i en reservoarmodell og på en nøyaktig måte modellere heterogenitet, romlig variasjon, anisotropi og usikkerhet knyttet til de effektive petro-fysiske egenskapene avledet fra disse samtidig som minneplassen nødvendig for de numeriske datastrukturene som anvendes for å representere frakturnettverket minimeres og hastigheten til algoritmene som anvendes for beregning av disse maksimeres.

25

OPPSUMMERING AV OPPFINNELSEN

30

[0016] Denne oppfinnelsen vedrører fremgangsmåter for å forbedre representasjonen av frakturer som fastslått fra forskjellige geologiske, geofysiske og/eller geokjemiske undersøkelsesmetoder, så som seismiske avbildninger, borehulls-logging og -billedata, produksjonsdata, borehendelser og prøve- og kjerneanalyse innenfor modell av reservoaret. Fremgangsmåtene omfatter minst

tre hittil ukjente aspekter som kan anvendes enten hver for seg eller i en hvilken som helst kombinasjon for å redusere lagringsplassen nødvendig for å lagre modellen, for å ta hensyn til spesialkorrelasjon forårsaket av frakturene som går utover grensene til delenheter eller gridcellene i modellen og/eller for å forbedre beregningen av petro-fysiske parametere ved å ta hensyn til vilkårlig orientering av frakturene.

[0017] Ifølge et første aspekt ved oppfinnelsen tilveiebringes således en fremgangsmåte for å representere frakturer i en modell av et underjordisk reservoar basert på en oppdeling av en statistisk beskrivelse av et helt frakturnettverk, frembragt gjennom evaluering av geologiske, geofysiske og/eller geokjemiske målinger inne i reservoaret, i en første del som skal representeres av et diskret frakturnettverk og i en andre del som fortsatt skal representeres av en, modifisert, statistisk beskrivelse.

[0018] En statistisk beskrivelse av et frakturnettverk er representert innenfor rammen til foreliggende oppfinnelse av verdien og den romlige variasjonen til minst én av frakturtetthet, størrelsesfordeling for frakturen, fordeling av frakturorienteringer og fordeling av frakturspalter og/eller permeabilitet og/eller transmissibilitet. For å få en mer fullstendig beskrivelse av reservoaret er det en fordel å innlemme i den statistiske beskrivelsen frakturtetthet, størrelsesfordeling for frakturen, fordeling av frakturorienteringer og fordeling av frakturspalter, eller hvilke som helst av deres ekvivalente representasjoner.

[0019] Det er viktig å merke seg at oppdelingen blir gjort fra en (opprinnelig) statistisk beskrivelse av frakturnettverket og ikke fra en opprinnelig diskret beskrivelse av frakturene, som i kjente fremgangsmåter.

[0020] Oppdelingen plasserer de frakturene som forventes å ha størst innvirkning på reservoarets konnektivitet eller permeabilitet i den delen som beskrives av det diskrete frakturnettverket. Grensene som avgjør om en fraktur skal modelleres som en del av DFN-nettverket eller forbli beskrevet av en avkortet statistisk representasjon kan være basert på hvilke som helst av frakturens størrelse,

frakturens permeabilitet, maksimalt antall frakturer som skal innlemmes i det diskrete frakturnettverket eller maksimal andel av en total frakturtetthet som skal innlemmes i det diskrete frakturnettverket. Utvelgelsesprosessen og grensene kan bli styrt av en operatørperson eller bli innledet og satt automatisk ved hjelp av et datastyrt styringsprogram bestemt for eksempel av tilgjengelig lagringsplass eller ønsket nøyaktighet.

[0021] Ifølge et andre aspekt ved oppfinnelsen tilveiebringes en fremgangsmåte for å representere frakturer i en modell av et underjordisk reservoar, der en parameter som representerer romlig korrelasjon forårsaket av størrelsen til frakturer i nettverket i forhold til størrelsen til celler i modellen blir avledet fra en statistisk beskrivelse av et frakturnettverk frembragt gjennom evaluering av geologiske, geofysiske og/eller geokjemiske målinger innenfor nevnte reservoar. Parameteren kan for eksempel være et semivariogram eller tilsvarende.

[0022] Ifølge en foretrukket utførelsesform av dette aspektet blir parameteren bestemt som funksjon av variansen til en frakturtetthet og andelen frakturer som krysser et volum på et sted (u) i modellen og et volum på et annet sted ($u+h$), som er atskilt med en lengde h . Både variansen og andelen frakturer kan bli bestemt fra den statistiske beskrivelsen av frakturnettverket.

[0023] Ifølge et tredje aspekt ved oppfinnelsen tilveiebringes en fremgangsmåte for å avlede én eller flere petro-fysiske parametere fra en modell av et underjordisk reservoar som innbefatter en statistisk beskrivelse av frakturer i en modell, omfattende det trinn å avlede fra den statistiske beskrivelsen av frakturnettverket, som frembragt gjennom evaluering av geologiske, geofysiske og/eller geokjemiske målinger innenfor nevnte reservoar, én eller flere petro-fysiske parametere ved anvendelse av en kjent, men vilkårlig orienteringsfordeling for frakturene i nettverket.

[0024] Fortrinnsvis er orienteringsfordelingen ordnet og en middelvei for fordelingen er definert og bestemt i henhold til ordningen. Den effektive verdien blir så avledet fra en numerisk eller analytisk integrasjon over middelveien.

[0025] Disse og andre aspekter ved oppfinnelsen er beskrevet nærmere nedenfor med støtte i de følgende figurene, og ved de vedlagte kravene.

KORT BESKRIVELSE AV FIGURENE

5 [0026] Figur 1 lister trinn i henhold til et eksempel på oppfinnelsen i et flytdiagram; og

[0027] Figurene 2A og 2B illustrerer beregning av variogrammer i henhold til ett aspekt ved oppfinnelsen.

10 DETALJERT BESKRIVELSE

[0028] Et eksempel på de hittil ukjente fremgangsmåtene beskrives av de følgende trinnene i henhold til flytdiagrammet i figur 1. Spesielt omfatter eksempelet som trinn 1 opprettelse av en statistisk beskrivelse av hele frakturnettverket. I det alternativt utførte trinn 2 i eksempelet blir den statistiske

15 beskrivelsen delt inn i en del som modelleres av et diskret frakturnettverk (DFN) og en del som opprettholdes som en statistisk beskrivelse, omtalt nedenfor som implisitte frakturer. De implisitte frakturerne, dvs. den delen som beholdes som en statistisk beskrivelse, kan deretter eventuelt bli analysert med henblikk på

20 hetrogenitet og romlig variasjon i frakturtettheten. Etter dette trinn 3 blir petro-fysiske parametere avledet fra både DFN-delen (trinn 4a) og de implisitte frakturerne (trinn 4b).

[0029] I trinn 5 er de petro-fysiske parameterne avledet for DFN-nettverket og de implisitte frakturerne vist å tjene som innmating til reservoarsimulatoren enten

25 direkte og hver for seg eller samlet (trinn 4d). Før de blir brukt som innmating til en simulator kan parameterne bli oppskalert til et grovere grid (trinn 4c).

[0030] Trinnene er beskrevet i detalj i de følgende avsnittene, der trinn-numrene er anvendt som del av avsnittsoverskriftene.

30

(1) Opprettelse av en statistisk beskrivelse av hele frakturnettverket

[0031] Prosessen med å trekke ut en konsistent statistisk beskrivelse av geometrien og egenskapene til frakturnettverket er en del av den tradisjonelle

arbeidsflyten for karakterisering av frakturer. Den består i hovedsak av å trekke ut statistikk om orientering, tetthet, spalte og permeabilitet fra alle tilgjengelige data (f.eks. seismiske avbildninger, borehulls-bildedata, produksjonslogger, borehendelser, etc.) og av å integrere alle disse dataene i en 3D-modell av undergrunnen. Eksempler på hvordan denne prosessen kan bli utført i detalj er beskrevet for eksempel i: L. Souche og M. Rotschi "An End-to-End Approach to Naturally Fractured Reservoir Modeling: Workflow and Implementation" Proc. SPE/EAGE Workshop on Fractured Reservoirs, Perugia, 2007 og A.M. Zellou, T. Royer, G.C. Robinson, P. Zahuczki, A. Kirali, "Fractured Reservoir Characterization Using Post-Stack Seismic Attributes – Application to a Hungarian Reservoir", Proc. 68th EAGE Conference and Exhibition, 2006.

[0032] I denne prosessen blir tettheten til hvert fraktursett, som kan være uttrykt ved antall frakturer per volumenhet (P30), frakturlengde per volumenhet (P31) eller frakturareal per volumenhet (P32), i alminnelighet interpolert på et volumnett (reservoargrid), begrenset av brønnobservasjoner og eventuelt i tråd med en tredimensjonal tendens beregnet fra seismiske og strukturelle data. De interpolerte verdiene representerer de forventede verdiene for frakturtettheten i de tilhørende gridcellene. Frakturtettheten kan også uttrykkes ved frakturavstand (gjennomsnittlig lengde til mellomrommet mellom frakturer målt i retningen normalt på den midlere orienteringen til frakturplanene).

[0033] I tillegg til frakturtetthet, hvorvidt uttrykt som P30, P31, P32 eller frakturavstand, omfatter en statistisk beskrivelse av frakturnettverket ytterligere parametere og deres romlige variasjoner:

- Fordeling av størrelsen til frakturene (f.eks. lengde, areal, etc.)
- Fordeling av frakturorienteringer
- Fordeling av frakturspalter og/eller -permeabilitet og/eller -transmissibilitet. Under visse forutsetninger om geometrien til frakturflatene kan disse størrelsene avledes fra hverandre ved regning. For eksempel vil en antagelse om at strømmingen i frakturplanet kan representeres som en ekvivalent Poiseuille-strømning mellom to parallelle plater gi en lineær relasjon mellom permeabiliteten til en fraktur og kvadratet av dens spalte.

[0034] Det må forstås at en konstant verdi kun er en spesifikk type fordeling. Det må også forstås at frakturtetthetene P30, P31 og P32 kan beregnes fra hverandre gitt at fordelingen av frakturstørrelser er kjent. Tilsvarende kan frakturtettheten P32 beregnes fra frakturavstand gitt at fordelingen av frakturorientering er kjent. For eksempel kan det vises at dersom frakturene beskrives som små rektangler med en lengdefordeling L og et konstant høyde/bredde-forhold r, er P31 og P32 koblet gjennom følgende relasjon:

$$P31 = r E(L)/(Var(L)+ E(L)^2) P32,$$

10

der E() representerer forventningsverdien til fordelingen og der Var() representerer fordelings varians.

15

[0035] Den romlige variasjonen til parameterne kan beskrives enten analytisk, som funksjon av geografiske koordinater så som midlere_fraktur_tetthet = $3*(x-x_0)+1,5*(y-y_0)^2+(z-z_0)$, der (x,y) representerer horisontale lengdegrad- og breddegrad-koordinater og der z representerer reservoardyp), eller av matriser av verdier knyttet til grunnvolumer i en geometrisk oppdeling av arealet eller volumet av interesse (et gridd).

20

(2) Opprettelse av et diskret frakturnettverk (DFN)

25

[0036] DFN-nettverket som opprettes i dette alternativt utførte trinnet omfatter de frakturene som forventes å ha størst innvirkning på reservoarets konnektivitet eller permeabilitet. Mens prosessen med å opprette et diskret frakturnettverk fra en statistisk beskrivelse av dette nettverket i og for seg er beskrevet i litteraturen, så som Souche og Rotschi omtalt over, oppretter den foreslåtte prosessen et diskret frakturnettverk som kun svarer til den delen av frakturnettverket som forventes å ha betydelig innvirkning på reservoar konnektivitet på stor skala, og oppretter eller opprettholder en (avkortet) statistisk beskrivelse av resten av nettverket.

30

[0037] Den delen av frakturnettverket som forventes å ha størst innvirkning på reservoarets konnektivitet identifiseres av brukeren eller som del av en automatisert utvelgelsesprosess basert for eksempel på en funksjon av fordelingen av størrelse

og/eller av permeabiliteten til frakturene. Ett mulig utvelgelseskriterium kan være betingelsen om å innlemme i DFN-nettverket alle frakturer som er større enn en vilkårlig terskelstørrelse og/eller som er mer permeable enn en vilkårlig terskelpermeabilitet. Begge tersklene kan være konstante eller kan variere fra ett
5 sted til et annet i reservoaret. Som et eksempel på sistnevnte kan terskel-
frakturstørrelsen bli valgt som en lineær funksjon av størrelsen til cellene i
simuleringsgridet, idet verdier for den lineære koeffisienten typisk varierer fra 0,5 til
5.

10 [0038] Antatt at simuleringsgridet består av kubiske celler med en horisontalt
størrelse på 100mx100m, kan alle frakturer med en maksimal horisontal
dimensjon som er større enn 150m bli valgt for representasjon i DFN-nettverket.
Fra den kumulative fordelingsloven for frakturlengden beregner systemet andelen
frakturer som vil bli representert av DFN-nettverket. Fra denne andelen og den
15 kjente P30-tettheten til nettverket beregner systemet hvor mange frakturer som
skal representeres av DFN-nettverket og oppretter dette med bruk av kjente
algoritmer så som den såkalte "marked point"-prosessen som beskrevet for
eksempel i: Ajay Kumar Samantray, "Methodology for Quantifying subseismic
faults in petroleum reservoirs, imaging and stochastic simulation examples",
20 doktorgradsoppgave, NTNU Trondheim, s. 223-232, 1995.

[0039] Alternativt kan antallet frakturer som skal innlemmes i DFN-nettverket bli
gitt direkte som innmating. Gitt fordelingslovene for frakturstørrelse og/eller -
permeabilitet, blir dette tallet oversatt til tilhørende terskler for frakturstørrelse
25 og/eller frakturpermeabilitet. Dersom en bruker eller systemet spesifiserer at 1000
frakturer skal innlemmes i DFN-nettverket sammen med betingelsen om at
frakturutvelgelsen skal baseres på frakturernes størrelse, blir det totale antallet
frakturer beregnet fra P30-frakturtettheten og fra modellens totale volum. Andelen
frakturer som skal representeres som et DFN-nettverk blir så beregnet.
30 Terskelstørrelsen blir deretter avledet fra denne andelen og fra den inverse
kumulative fordelingsloven for frakturstørrelse. 1000 frakturer med en størrelse
som er større enn den beregnede terskelstørrelsen blir så opprettet med bruk av
en algoritme så som de beskrevet i litteraturen (f.eks. "marked point"-prosessen).

[0040] I et ytterligere alternativt utvelgelseskrterium kan andelen av den totale frakturtettheten som skal representeres bli valgt. Dersom det for eksempel spesifiseres at DFN-nettverket skal representere 10% av den totale P30-frakturtettheten og at utvelgelsen av frakturene kun skal baseres på deres størrelse, blir det totale antall frakturer beregnet fra P30-frakturtettheten og fra modellens totale volum. Antallet N frakturer som skal simuleres blir beregnet fra denne andelen og fra den totale P30-tettheten. Terskelstørrelsen blir så avledet fra den valgte andelen og fra den inverse kumulative fordelingsloven for frakturstørrelse. N frakturer med en størrelse som er større enn den beregnede terskelstørrelsen blir så opprettet med bruk av en algoritme så som de beskrevet i litteraturen (f.eks. "marked point"-prosessen).

[0041] De implisitte frakturene, dvs. frakturene som ikke representeres gjennom DFN-nettverket, representeres av en del av den opprinnelige statistiske modellen. Den avkortede statistiske modellen kan i de fleste aspekter betraktes som lik den opprinnelige statistiske beskrivelsen av hele nettverket, men modifisert til å ta hensyn til frakturene som ikke lenger er representert. Frakturtettheten representerer for eksempel bare den andelen av frakturene som ikke er representert i DFN-nettverket. Den finnes ved å trekke DFN-nettverkets frakturtetthet fra den totale frakturtettheten. Størrelses- og/eller permeabilitetsfordelingene blir avkortet til kun å representere de gjenværende frakturene i nettverket. Trunkeringstersklene blir bestemt gjennom prosessen beskrevet i avsnittet over.

25 (3) Uttrekking av heterogenitet og romlig variasjon

[0042] Under dette alternativt utførte trinnet blir heterogeniteten og den romlige variasjonen til frakturtettheten trukket ut fra den statistiske beskrivelsen av frakturnettverket. I eksempelet her er beskrivelsen av de implisitte frakturene som gjenstår etter uttrekking av DNF-nettverket. Imidlertid kan trinnene som beskrives i det følgende like gjerne anvendes på en full, uavkortet statistisk beskrivelse av hele frakturnettverket som opprettet i trinn 1 over.

[0043] Som angitt tidligere, på ethvert sted i modellen, er frakturtettheten usikker og verdien gitt ved de statistiske parameterne beregnet i trinn 1 representerer kun fordelings forventningsverdi. Imidlertid har frakturer trekk som størrelse eller dimensjon som strekker seg utover grensene til én enkelt gridcelle. Innvirkningen av disse trekkene er at det innføres en romlig korrelasjonsstruktur i P32-frakturtettheten til enhver stokastisk realisering av frakturnettverket når det er representert på gridskalaen. Den stokastiske realiseringen tildeler en forventet verdi for en parameter til en gridcelle, for eksempel permeabilitet, innenfor begrensningene som settes av de statistiske representasjonene av frakturene. Dersom en ikke tar behørig hensyn til den romlige korrelasjonen, vil den stokastiske realiseringen kunne resultere i en unøyaktig forventningsverdi. Denne romlige korrelasjonen avhenger av fordelingen av både frakturlengde og frakturorientering, og er her representert som et semivariogram $\gamma(h)$.

[0044] I kjente metoder blir semivariogrammet $\gamma(h)$ typisk beregnet fra DFN-nettverket ved å analysere den diskrete frakturen i hver gridcelle. For foreliggende oppfinnelse ble det funnet at semivariogrammet $\gamma(h)$ alternativt kan avledes fra den statistiske representasjonen av et frakturnettverk, inkludert representasjonen av de implisitte frakturene.

20

[0045] For eksempel kan semivariogrammet $\gamma(h)$ av P32-frakturtetthet $Z(x)$ bli beregnet som funksjon av variansen til $Z(x)$, $\text{Var}(Z(x))$, og andelen frakturer $p(h)$ som krysser et volum på et sted (u) og et volum på et sted ($u+h$) (der u er et representativt grunnvolumelement så som en gridcelle og h er en tredimensjonal vektor som representerer retningen og avstanden mellom to punkter eller celler i modellen. Med bruk av disse parametre kan $\gamma(h)$ beregnes som $\gamma(h) = (1-p(h))^2 * \text{Var}(Z(x))$.

25

[0046] Det er viktig å merke seg at i dette eksempelet, $\gamma(h)$ er avledet fra $p(h)$ og $Z(h)$, som i sin tur følger umiddelbart fra den statistiske beskrivelsen av nettverket. "Overshoot"-parameteren $p(h)$ kan estimeres ved numerisk eller analytisk integrasjon fra sannsynlighetstetthetsfunksjonene for frakturlengde og for frakturorientering. For eksempel kan en tilnærming av $p(h)$ finnes ved å beregne

30

andelen frakturer hvis lengde l er større enn normen/lengden til h og hvis orientering er innenfor en vinkel $\alpha(l)$ fra h , der $\alpha(l)$ er definert som $\alpha(l) = \arcsin(D/2l)$, der D er størrelsen til et representativt grunnvolum (f.eks. en celle i gridet/gitteret). Videre avhenger estimeringen av $\text{Var}(Z(x))$ av definisjonen av frakturtetthet.

5 Dersom for eksempel frakturtettheten antas å følge en Poisson-fordeling, kan innmatingen P32 anvendes direkte som et estimat for variansen.

[0047] I figurene 2A og 2B er det vist resultater fra beregningen av den normaliserte semivariansen (som ordinat) som funksjon av lengden til avstandsvektoren h (som abscisse). I tilfellet i figur 2A representerer de to grafene ortogonale orienteringer av vektoren h for like verdier av frakturtetthet og -lengde. To punkter kan betraktes som u-korrelerte straks semivariansen kommer til et konstant nivå. Grafen som representerer 0 graders orientering når et konstant nivå praktisk talt umiddelbart, noe som antyder en veldig liten korrelasjonslengde i denne retningen. Den andre grafen som representerer 90 graders orientering har en mindre bratt stigning, noe som antyder større korrelasjonslengde.

[0048] De tre grafene i figur 2B illustrerer tilfellet med frakturnettverk med lik tetthet og orientering, men tre forskjellige midlere frakturlengder. Det kan sees at korrelasjonslengden øker med økende fraktur, som forventet.

[0049] I eksempelet over på en statistisk beskrivelse av det avkortede frakturnettverket, kan det trinn å beregne et semivariogram utelates i tilfeller der for eksempel lengdebegrensningen mellom DFN-nettverket og implisitte frakturer ikke er betydelig lengre enn gridcellens størrelse, eller, i et mer generelt tilfelle, dersom de fleste frakturene (f.eks. mer enn 75% av P32-tettheten) er mindre enn størrelsen til en celle i simuleringsgridet.

[0050] I de følgende avsnittene beskrives i detalj, og under henvisning til tillegget "Midlere porøsitet, midlere permeabilitetstensor for den kontinuerlige frakturmodellen" vedlagt denne beskrivelsen, hvordan en kan avlede effektive petro-fysiske parametere, spesielt fra den kontinuerlige eller statistiske beskrivelsen av frakturnettverket. Fremgangsmåten som følges her kan betraktes

som en utvidelse av uttrykket presentert i: M. Oda, "Permeability Tensor for Discontinuous Rock Masses". Geotechnique, 35 s. 483–495, 1985.

5 [0051] For hver gridcelle er frakturporøsiteten ganske enkelt summen av volumet til frakturene inneholdt i en gittercelle dividert med cellens volum. En tredje petrofysisk egenskap i tillegg til frakturpermeabilitet og frakturporøsitet som kan bli beregnet gjør det mulig å kvantifisere utveksling mellom formasjonen eller bergartsmatrisen og frakturene. Denne parameteren kalles ofte "sigmafaktoren" i litteraturen. Beregningen av denne kan for eksempel baseres på formelen foreslått
10 i: H. Kazemi, L.S. Merrill, K.L. Porterfield og P.R. Zeman, "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs", SPE Journal, desember 1976 for et fullt tredimensjonalt tilfelle, eller fra en hvilken som helst generalisering av denne formelen.

15 [0052] Standardformelen som anvendes av Oda innebærer at alle frakturene er perfekt forbundet i frakturnettverket. Imidlertid kan en multiplikasjonsfaktor mellom null og én bli anvendt på permeabiliteten beregnet med bruk av denne formelen for å ta hensyn til den faktiske konnektiviteten i nettverket. En slik multiplikasjonsfaktor kan beregnes direkte fra en statistisk beskrivelse av hele
20 frakturnettverket, for eksempel i henhold til prinsippene beskrevet i: V. V. Mourzenko, J.-F. Thovert og P. M. Adler, "Macroscopic permeability of three-dimensional fracture networks with power-law size distribution", Physical Review E 69, 066307, 2004. Den samme faktoren bør anvendes på beregningen av permeabilitet for DFN-nettverket og for de implisitte frakturene.

25 [0053] Følgende trinn er en del av avledningen av de effektive petro-fysiske parameterne for DFN-nettverket og de statistisk beskrevne implisitte frakturene. Det er viktig å merke seg at avledningen av parameterne følger de samme prinsipper og avviker kun i hvordan forventningsverdien blir beregnet. Dette sikrer
30 at resultatene for begge deler av nettverket enkelt kan kombineres for påfølgende simuleringer.

(4a) Beregning av petro-fysiske egenskaper ved DFN-nettverket

[0054] For den andelen av nettverket som er representert av diskrete frakturer består beregningen av både porøsitet og permeabilitet av summering, innenfor hver gridcelle, over frakturene som krysser gridcellen. Denne prosessen er godt beskrevet i litteratur henvist til over. Alternativt, i stedet for at effektive petro-
5 fysiske egenskaper blir beregnet, kan DFN-nettverket være integrert, helt eller delvis, direkte som eksplisitte elementer i strømnings-simuleringsgridet for eksempel ved anvendelse av CONFRAC-funksjonen ECLIPSE™, en alminnelig tilgjengelig strømningsimulator.

10 (4b) Beregning av petro-fysiske egenskaper for de implisitte frakturene.

[0055] Det mer interessante tilfellet innenfor rammen til denne oppfinnelsen er beregningen av de petro-fysiske egenskapene til den delen av nettverket som er representert ved implisitte frakturer. Eksempelet her bruker to alternative metoder. I den første metoden blir de forventede verdiene til de effektive petro-fysiske
15 egenskapene bestemt, mens den alternative metoden omfatter beregning av stokastiske realiseringer.

[0056] Med bruk av eksempelet med permeabilitet som den petro-fysiske egenskapen som skal bestemmes omfatter beregningen av de forventede
20 verdiene til de effektive petro-fysiske egenskapene det trinn å beregne forventet verdi for hver komponent i permeabilitetstensoren. Mens for et DFN-nettverk denne prosessen er en direkte summasjon over de diskrete frakturene i cellen, anvendes analytisk eller numerisk integrasjon over sannsynlighetstetthetsfunksjonen for frakturorientering for de implisitte frakturene.
25 Utleddningen av de respektive uttrykkene og midlene/forventningene er beskrevet i tillegget, som beskriver, for permeabilitetstensoren, hvordan likningen for det diskrete tilfellet innført av Oda over kan omskrives til et uttrykk for middel/forventning uten at de underliggende fysiske antagelsene gjort av Oda endres.

30

[0057] Tillegget gir videre det analytiske uttrykket for middelet/forventningen som skal evalueres ved å anta en gitt fordelingslov, så som en eksponentialfordeling, log-normalfordeling, potenslovsfordeling og Gaussisk fordeling for permeabiliteten

og spalten til frakturene, og en Kent sfærisk fordeling, Fisher sfærisk fordeling eller Bingham sfærisk fordeling for frakturens orientering. Et passende valg av disse mulige fordelingene kan avledes direkte fra målte data så som en statistisk evaluering av avbildningene av frakturer frembragt med verktøy så som

5 Schlumbergers loggeverktøy FMI™.

[0058] Dersom for eksempel permeabiliteten til frakturen antas å være proporsjonal med kvadratet av dens spalte (antagelse om Poiseuille-strømning), blir den forventede verdien til produktet av spalte og permeabilitet beregnet som

10 en lineær funksjon av det tredje rømomentet av sannsynlighetsfordelingen for frakturspalten.

[0059] Den ovenfor beskrevne beregningen av den forventede verdien for de effektive petro-fysiske egenskapene forventes å gi akseptable resultater når de fleste frakturene (f.eks. mer enn 75% av P32-tettheten) er mindre enn størrelsen til

15 gridcellene i simuleringen. Ellers, eller generelt, kan det være en fordel å bestemme stokastiske realiseringer av effektive petro-fysiske egenskaper, som beskrevet med bruk av flere mulige varianter i det følgende.

[0060] Først beregnes en stokastisk realisering av P32-frakturtettheten, som så

20 anvendes for å beregne de effektive petro-fysiske egenskapene.

[0061] For å utføre en stokastisk simulering av frakturtetthet begrenset av dens sannsynlighetsfordelingsfunksjon og av dens semi-variogram kan flere metoder

25 anvendes, omfattende for eksempel enten standard geostatistiske algoritmer som beskrevet i litteraturen, så som for eksempel sekvensiell Gaussisk simulering med trend (dersom, når trenden fjernes, P32-fordelingsfunksjonen er romlig konstant og kan transformeres til en Gaussisk fordeling med bruk av en normal-score transformasjon). I andre tilfeller kan den såkalte p-felt-metoden anvendes med

30 bruk av en ubetinget simulering basert på semivariogrammet og den kumulative fordelingsfunksjonen for P32-tettheten.

- [0062] Alternativt, i stedet for å anvende tradisjonell geostatistikk, kan bildebehandling anvendes uten at semivariogrammet beregnes. Denne metoden er basert på utførelse av en bildekonvolvering mellom et tilfeldig felt som representerer den ikke ukorrolerte P32-frakturtettheten og en kjerne som representerer $p(h)$ (sannsynligheten for at en fraktur som går gjennom sentrum x av kjernen også går gjennom et punkt ved $x+h$, der h er en tredimensjonal vektor). Den endelige verdien $vf(x_0)$ i gridcelle x_0 vil da være $vf(x_0) = 1/\sum_i(p(h_i) * \sum_i(p(h_i) v_i(x_i)))$, der $v_i(x_i)$ er verdien til det ukorrolerte, tilfeldige feltet i punktet x_i .
- [0063] Dersom verdiene for frakturtetthet kan betraktes som romlig ukorrolert (under lengdebetingelsene beskrevet over), kan en stokastisk realisering av P32-tetthet anvendes ved å velge, for hver gridcelle, et Monte-Carlo-sample fra den kumulative fordelingsfunksjon for P32-tettheten.
- [0064] Etter at den stokastiske realiseringen av P32-frakturtettheten er beregnet, kan forskjellige metoder anvendes for å bestemme de effektive petro-fysiske egenskapene, omfattende metoden med Monte-Carlo-sampling og metodene med konvolvering av sannsynlighetsfordelingsfunksjoner.
- [0065] Når Monte-Carlo-sampling anvendes, blir forventede verdier for frakturspalte og -permeabilitet valgt fra deres respektive sannsynlighetsfordelingsfunksjoner med bruk av en Monte-Carlo-samlingsmetode i stedet for formelen foreslått i Oda. Dersom permeabiliteten til frakturen antas å være proporsjonal med kvadratet av dens spalte (antagelse om Poiseuille-strømning), blir Monte-Carlo-samplingen utført i den tilfeldige variabelen som representerer tredje potens (the cube) av frakturspalten. En Monte-Carlo-samlingsmetode anvendes også for å velge det orienteringsavhengige leddet i permeabilitetstensoren. En diskret summering, tilsvarende den som anvendes for å beregne DFN-permeabilitet, blir gjort over Monte-Carlo-samplene. Antallet Monte-Carlo prøver som summeres for å beregne permeabiliteten avhenger av P30-frakturtettheten og av volumet til cellen. Tilsvarende blir den effektive porøsiteten beregnet som produktet av det aritmetiske gjennomsnittet til Monte-

Carlo-sampler av frakturspalte og av en stokastisk realisering av P32-frakturtettheten.

5 [0066] I stedet for å anvende Monte-Carlo-sampling kan tilsvarende resultater oppnås fra konvolvering av sannsynlighetsfordelingsfunksjonen og ved analytisk eller numerisk å beregne sannsynlighetsfordelingsfunksjonen til summen av spaltene, permeabilitetene, etc. til frakturene og så plukke ut ett enkelt Monte-Carlo-sample fra denne fordelingen. For en celle som krysses av n frakturer kan summen av n uavhengige tilfeldige variabler som representerer f.eks. fordelingen
10 av frakturspalte beregnes som n -fold-konvolusjonen av sannsynlighetstetthetsfunksjonene. Elementære matematiske prinsipper for analytisk beregning av summen av tilfeldige variabler med bruk av en slik n -fold-konvolusjon er beskrevet i: C.M. Grinstead, J.L. Snell, "Introduction to Probability", American Mathematical Society Publ. 2. utgave, s. 285-291, 1997.

15

[0067] Det skal bemerkes at Monte-Carlo-samlingsmetoden og konvolusjonsmetoden kan anvendes sammen i forskjellige kombinasjoner, for eksempel ved å anvende konvolusjonsmetoden på frakturspalte og -permeabilitet og Monte-Carlo-samlingsmetoden på frakturorientering.

20

[0068] De følgende to trinn beskriver den alternativt utførte oppskaleringen og summeringen av av de petro-fysiske parameterne som avledet over separat for tilfellet med DFN-nettverket og de implisitte frakturene.

25 (4c) Oppskalering av de effektive egenskapene fra de implisitte frakturene til simuleringsgridet

[0069] For optimal ytelse må de DFN-baserte effektive egenskapene oppskaleres direkte til det grove simuleringsgridet. De effektive egenskapene svarende til de implisitte frakturene må oppskaleres på gridet der den statistiske beskrivelsen av
30 nettverket ble definert (f.eks. det som støtter den fine geologiske modellen). Dersom dette gridet er forskjellig fra det grove simuleringsgridet, må de effektive egenskapene for implisitte frakturer opp-skaleres til simuleringsgridet før de kan kombineres med de for DFN-nettverket. Standard opp-skaleringsalgoritmer

(retningsbestemt midling, strømningsbasert opp-skalering, etc.) kan anvendes for å skalere opp de effektive egenskapene fra de implisitte frakturene til simuleringsmodellen.

5 (4d) Summering av egenskaper fra DFN-nettverket og fra de implisitte frakturene.
 [0070] Som vist i figur 1 kan resultatene fra beregningen av de effektive petro-
 fysiske egenskapene som avledet for DFN-nettverket og den implisitte frakturen
 anvendes direkte som innmatinger til simuleringstrinnet (trinn 5). Dersom imidlertid
 resultatene ikke blir forsynt direkte som innmatinger til simulatoren, kan de
 10 effektive petro-fysiske egenskapene til DFN-nettverket bli kombinert med de til de
 implisitte frakturene i simuleringsmodellen før simuleringstrinnet.

[0071] I denne prosessen kan den totale frakturporøsiteten beregnes som
 summen av porøsitetene for DFN-nettverket og for de implisitte frakturene. Antatt
 15 at DFN-nettverket og de implisitte frakturene er to nettverk som fører strømning
 parallelt, kan deres permeabiliteter også summeres for å finne den totale
 permeabiliteten. Den totale sigmafaktoren kan beregnes som

$$\sigma_{\text{total}} = \sigma_{\text{DFN}} + \sigma_{\text{implisitt}} + 2 (\sigma_{\text{DFN}} \sigma_{\text{implisitt}})^{**1/2}.$$

[0072] Selv om oppfinnelsen er beskrevet gjennom utførelseseksemplene over, vil
 20 det forstås av fagmannen at modifikasjoner i og variasjoner av de illustrerte
 utførelsesformene kan gjøres uten å fjerne seg fra de hittil ukjente idéene
 redegjort for her. Videre, selv om de foretrukne utførelsesformene er beskrevet i
 forbindelse med forskjellige illustrerende prosesser, vil fagmannen se at systemet
 kan realiseres ved hjelp av en rekke forskjellige spesifikke prosedyrer og utstyr og
 25 vil kunne utføres for å evaluere vidt forskjellige typer anvendelser og tilhørende
 geologiske intervaller. Følgelig skal ikke oppfinnelsen anses som begrenset
 bortsett fra av rammen til de vedføyde kravene.

P A T E N T K R A V

1. Fremgangsmåte for å representere frakturer og å beregne en petro-fysisk parameter for en simuleringsmodell av et underjordisk reservoar, idet fremgangsmåten omfatter:

å tilveiebringe til en prosessor, målinger som karakteriserer det underjordiske reservoaret for å utlede en statistisk beskrivelse av et helt fraktur-nettverk innenfor det underjordiske reservoaret; k a r a k t e r i s e r t v e d

å dele opp den statistiske beskrivelsen av hele fraktur-nettverket basert i det minste delvis på et kriterium;

basert på oppdeling av den statistiske beskrivelsen av hele fraktur-nettverket, å opprette og lagre i en lagringsenhet et diskret fraktur-nettverk for en del av hele fraktur-nettverket;

å beregne den petro-fysiske parameteren ved hjelp av det lagrede diskrete fraktur-nettverket og i det minste en del av den statistiske beskrivelsen av hele fraktur-nettverket, eller separat å beregne den petro-fysiske parameteren ved hjelp av det lagrede diskrete fraktur-nettverket og ved hjelp av i det minste en del av den statistiske beskrivelsen av hele fraktur-nettverket, hvor beregningen og den separate beregningen hver for seg bruker i det minste en del av den statistiske beskrivelsen av det fullstendige fraktur-nettverket som omfatter beregning av stokastiske realisasjoner av én eller flere tilfeldige variabler som representerer den petro-fysiske parameteren, delvis ved å utlede en romlig korrelasjonsparameter med hensyn til en separasjonsavstand ved å bruke, fra i det minste en del av den statistisk beskrivelsen av hele fraktur-nettverket, frakturtetthet og sannsynlighetstetthetsfunksjoner for frakturlengde, og frakturorientering.

2. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, hvor det diskrete fraktur-nettverket omfatter frakturer i hele fraktur-nettverket som forventes å få størst betydning for reservoar konnektivet eller permeabilitet.

5 3. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, hvor kriteriet er basert på i det minste én parameter valgt fra en gruppe bestående av størrelsen av frakturen, permeabilitet av frakturen, maksimalt antall fakturer som skal inkluderes i nevnte diskrete fraktur-nettverk, og maksimal andel av en total frakturtetthet som skal inkluderes i nevnte diskrete fraktur-nettverk.

10

4. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, hvor den statistiske beskrivelsen av hele fraktur-nettverket omfatter verdier og romlige variasjoner av frakturtetthet, av størrelsesfordelingen av frakturer, fordeling av frakturorientering og fordeling av frakturåpninger.

15

5. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, hvor den statistiske beskrivelsen av hele fraktur-nettverket omfatter verdier og romlige variasjoner av parametere som er representative for fraktur-tetthet, størrelsesfordelingen av frakturer, fordeling av fraktur orienteringer og fordeling av frakturåpninger.

20

6. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, hvor separasjonsavstanden omfatter en gittercelle til gittercelle separasjonsavstand for gitterceller i simuleringsmodellen.

25

7. Fremgangsmåte i henhold til krav 1, videre omfattende å avlede fra i det minste en del av den statistiske beskrivelsen av hele fraktur-nettverket den petro-fysiske parameteren mens det samtidig tillates en vilkårlig orienteringsfordeling av frakturene i det minste i en del av den statistiske beskrivelsen av hele fraktur-nettverket.

30

8. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor kriteriet omfatter et romlig variabelt kriterium.

9. Fremgangsmåte ifølge krav 8, hvor det romlige variable kriteriet står for brønn og mellom-brønn avstander i simuleringsmodellen.

5 10. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor kriteriet omfatter et kriterium som avhenger i det minste delvis av fraktur permeabilitet.

10 11. Fremgangsmåte ifølge krav 1, videre omfattende å utlede en parameter som er representativ for romlig korrelasjon som forårsakes av størrelse av frakturer i fraktur-nettverket i forhold til størrelsen av gitterceller i simuleringsmodellen, hvor parameteren er en funksjon av en variasjon av en frakturtetthet og en andel av frakturer som krysser gittercellene adskilt med en avstand h ; og

15 å beregne en eller flere av petro-fysiske parametere basert i det minste delvis på den utledede parameteren som er representativ for romlig korrelasjon.

12. Fremgangsmåte i henhold til krav 11, hvor parameteren er et semivariogram.

20 13. Fremgangsmåte i henhold til krav 11, hvor variansen av frakturtetthet og andelen av frakturer som krysser gittercellene som er adskilt med avstanden h er avledet fra den statistiske beskrivelsen av fraktur-nettverket.

25 14. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor den statistiske beskrivelsen av fraktur-nettverket omfatter færre frakturer enn alle frakturene i et helt fraktur-nettverk for det underjordiske reservoaret.

30 15. Fremgangsmåte i henhold til krav 14, omfattende å integrere numerisk eller analytisk over sannsynlighetstetthetsfunksjoner for frakturlengde og frakturorientering.

1/3

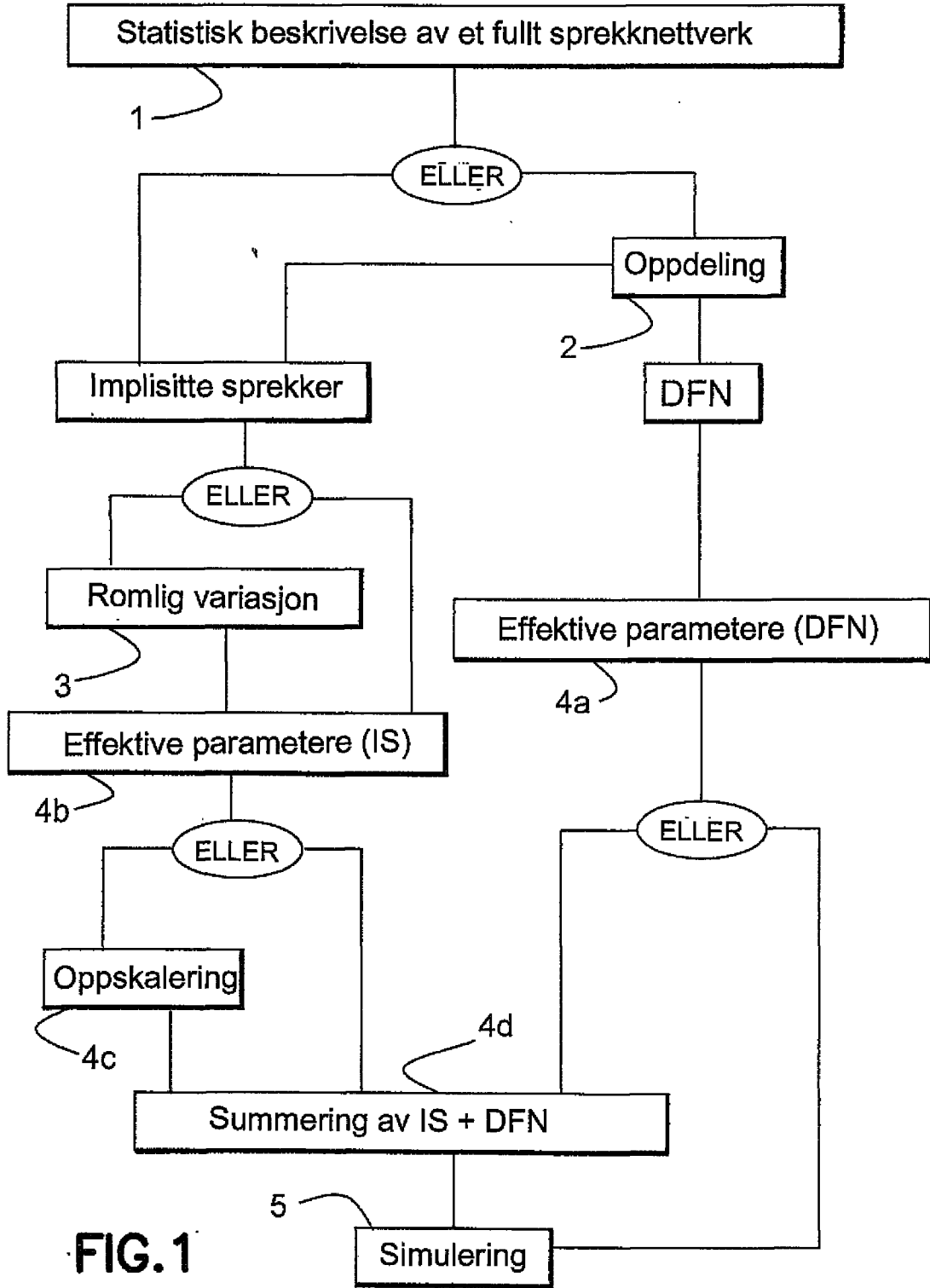
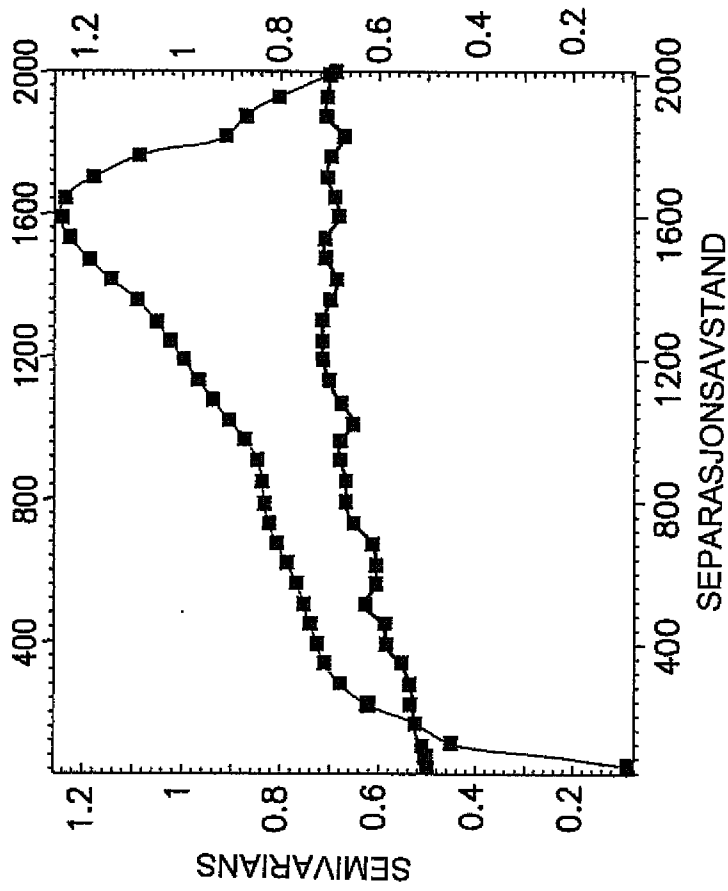


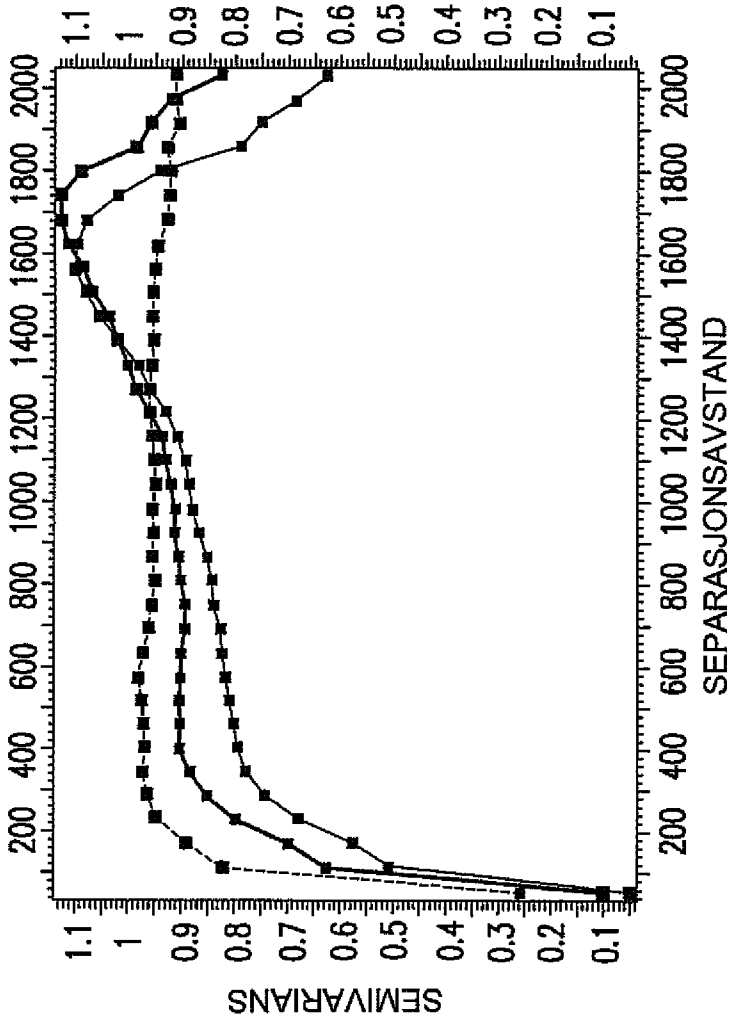
FIG.1

2/3



—■—VAR.-SAMPLE FRAD:1.333666666666667 L:183.3333333333333
C:133.3366666666667 (0 GRADER)
- -■-VAR.-SAMPLE FRAD:1.333666666666667 L:183.3333333333333
C:133.3366666666667 (90 GRADER)

FIG.2A



- VAR.-SAMPLE FRA D:0.6673333333333333 L:183.33333333333333 C:66.67333333333333 (90 GRADER)
- VAR.-SAMPLE FRA D:0.6673333333333333 L:116.66666666666667 C:66.67333333333333 (90 GRADER)
- VAR.-SAMPLE FRA D:0.6673333333333333 L:50 C:66.67333333333333 (90 GRADER)

FIG.2B