



(12) PATENT

(11) 344317

(13) B1

(19) NO

NORGE

(51) Int Cl.

E21B 43/00 (2006.01)

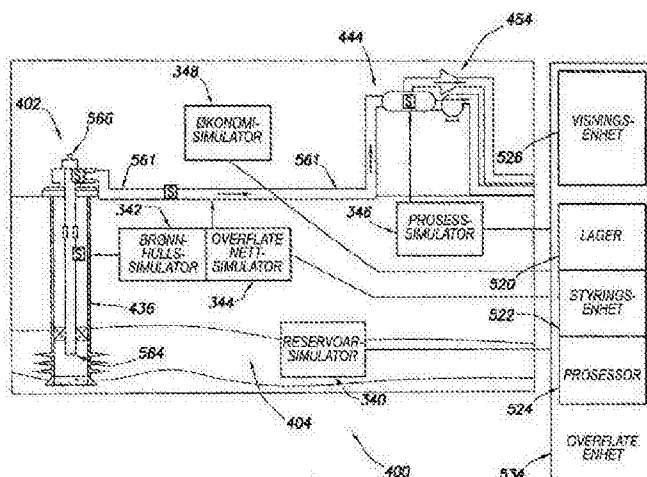
E21B 44/00 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20091079	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	2007.10.30 PCT/US2007/83070
(22)	Inng.dag	2009.03.12	(85)	Videreføringssdag	2009.03.12
(24)	Løpedag	2007.10.30	(30)	Prioritet	2006.10.30, US, 60/855,262
(41)	Alm.tilgj	2009.05.05			
(45)	Meddelt	2019.11.04			
(73)	Innehaver	Logined BV, Gevers Deynootweg 61, 2586BJ S GRAVENHAGE, Nederland			
(72)	Oppfinner	Andrew John Howell, 13 Ederidge Gate NW, ABT2T4M5 CALGARY, Canada Scott Trevor Raphael, 2142 17 Street SW, ABT2T4M5 CALGARY, Canada Richard Ian Torrens, 36 Hillside, RG287SN WHITCHURCH, HAMPSHIRE, Storbritannia			
(74)	Fullmektig	BRYN AARFLOT AS, Stortingsgata 8, 0161 OSLO, Norge			

(54)	Benevnelse	System og fremgangsmåte for å utføre simuleringer for drift av oljefelt
(56)	Anførte publikasjoner	GHORAYEB, K. ET AL.: "Field Planning Using Integrated Surface/Subsurface Modeling". SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2005. SPE 92381. Sider 1 - 9. GHORAYEB, K. ET AL.: "Field Planning Using Integrated Surface/Subsurface Modeling". SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2005. SPE 92381. Sider 1 - 9. ZHANG, C. ET AL.: "Model-based Framework for Oil Production Forecasting and Optimization: A Case Study in Integrated Asset Management". SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2006. SPE 99979. Sider 1 - 7. COATS, B.K. ET AL.: "A Generalized Wellbore and Surface Facility Model, Fully Coupled to a Reservoir Simulator". SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2004. SPE 87913. Sider 132 - 152. US 6266619 B1 US 6980940 B1
(57)	Sammendrag	

Oppfinnelsen vedrører et system for å modellere et oljefelt som har prosessanlegg og minst ett brønnsted operativt forbundet med hverandre, hvor hvert brønnsted har et brønnhull som trenger inn i en undergrunnsformasjon for å utvinne fluid fra et undergrunnsreservoar. Systemet innbefatter flere brønnstedssimulatorene som hver modellerer en del av oljefeltet, minst én ikke-brønnstedssimulator som hver modellerer en del av et ikke-brønnstedsområde på oljefeltet; og minst én kopling posisjonert blant brønnstedssimulatoren og ikke-brønnstedssimulatoren. Koplingen forbinder selektivt brønnstedssimulatoren og ikke-brønnstedssimulatoren i henhold til en forutbestemt konfigurasjon for selektiv kommunikasjon.



BAKGRUNN FOR OPPFINNELSEN

Teknisk område

[0002] Foreliggende oppfinnelse vedrører teknikker for å utføre oljefeltoperasjoner vedrørende undergrunnsformasjoner som inneholder reservoarer. Mer spesielt, angår oppfinnelsen teknikker for å utføre oljefeltoperasjoner som innebærer en analyse av reservoaroperasjonene og deres innvirkning på slike oljefeltoperasjoner.

Teknisk bakgrunn

[0003] Oljefeltoperasjoner, slik som undersøkelser, boring, kabelavslutninger, simulering, planlegging og oljefeltanalyse blir vanligvis utført for å lokalisere og samle inn verdifulle brønnhullsfluider. Forskjellige aspekter ved oljefeltet og dets beslektede operasjoner er vist på figurene 1A-1D. Som vist på fig. 1A, blir undersøkelser ofte utført ved å bruke innsamlingsmetodologier slik som seismiske skannere for å generere kart over undergrunnsstrukturer. Disse strukturene blir ofte analysert for å bestemme forekomsten av undergrunnsaktiva slik som verdifulle fluider eller mineraler. Denne informasjonen blir brukt til å anslå undergrunnsstrukturene og lokalisere de formasjonene som inneholder de ønskede undergrunnsaktiva. Data innsamlet fra innsamlingsmetodologiene kan evalueres og analyseres for å bestemme om slike verdifulle artikler er tilstede, og om de er rimelig tilgjengelige.

[0004] Som vist på fig. 1B-1D, kan ett eller flere brønnsteder være posisjonert langs undergrunnstrukturene for å samle inn verdifulle fluider fra undergrunnsreservoarene. Brønnstedene er forsynt med verktøy som er i stand til å lokalisere og fjerne hydrokarboner fra undergrunnsreservoarene. Som vist på fig. 1B, blir boreverktøy typisk fremført fra oljeriggene og inn i undergrunnen langs en gitt bane for å lokalisere de verdifulle brønnhullsfluidene. Under boringsoperasjonen kan boreverktøyet utføre brønnhullsmålinger for å undersøke brønnhullsforhold. I noen tilfeller, som vist på fig. 1C, blir boreverktøyet fjernet og et kabelverktøy blir utplassert i borehullet for å utføre ytterligere brønnhullstesting.

[0005] Etter at boringsoperasjonen er fullført, kan brønnen så klargjøres for produksjon. Som vist på fig. 1D, blir brønnavslutningsutstyret eller brønnkompletteringsutstyret utplassert i borehullet for å klargjøre brønnen som forberedelse til

produksjon av fluid gjennom dette utstyret. Fluid blir så trukket fra brønnhulls-reservoarene inn i borehullet og strømmer til overflaten. Produksjonsanlegg er plassert ved overflatesteder for å samle hydrokarbonene fra brønnstedet eller -stedene. Fluid trukket fra undergrunnsreservoaret eller reservoarene passerer til

5 produksjonsanlegg via transportmekanismer, slik som rørledninger. Forskjellig utstyr kan være plassert omkring oljefeltet for å overvåke oljefeltparametere og/eller for å manipulere oljefeltoperasjonene.

[0006] Under oljefeltoperasjonene blir data vanligvis samlet inn for å analysere og/eller overvåke oljefeltoperasjonene. Slike data kan f.eks. innbefatte under-

10 grunnsformasjonen, utstyr, historiske og/eller andre data. Data som vedrører undergrunnsformasjonen blir samlet inn ved å bruke en rekke kilder. Slike formasjonsdata kan være statiske eller dynamiske. Statiske data vedrører f.eks. formasjonsstruktur og geologisk stratigrafi som definerer den geologiske strukturen til undergrunnsformasjonen. Dynamiske data vedrører f.eks. fluider som

15 strømmer gjennom de geologiske strukturene i undergrunnsformasjonen over tid. Slike statiske og/eller dynamiske data kan samles inn for å lære mer om formasjonene og de verdifulle aktiva som befinner seg i disse.

[0007] Kilder brukt til å samle inn statiske data kan være seismiske verktøy, slik som et seismisk kjøretøy som sender kompresjonsbølger inn i jorden som vist på

20 fig. 1A. Disse bølgeene blir målt for å karakterisere endringer i densiteten til den geologiske strukturen ved forskjellige dybder. Denne informasjonen kan brukes til å generere grunnleggende, strukturelle kart av undergrunnsformasjonen. Andre statiske målinger kan samles inn ved å bruke kjerneprøvetakning og brønn-

25 loggingsteknikker. Kjerneprøver kan brukes til å ta fysiske prøver av formasjonen ved forskjellige dybder, som vist på fig. 1B. Brønnlogging innebærer typisk utplassering av et brønnhullsverktøy i borehullet for å samle inn forskjellige brønnhullsmålinger, slik som densitet, resistivitet, osv. ved forskjellige dybder. Slik brønnlogging kan utføres ved f.eks. å bruke borestrengsverktøy på fig. 1B og/eller kabelverktøyet på fig. 1C. Når brønnen er dannet og fullført, strømmer fluid til

30 overflaten ved å bruke produksjonsrør som vist på fig. 1D. Når fluid passerer til overflaten, kan forskjellige dynamiske målinger slik som fluidstrømnings-hastigheter, trykk og sammensetning overvåkes. Disse parameterne kan brukes til å bestemme forskjellig karakteristikk ved undergrunnsformasjonen.

[0008] Sensorer kan være plassert omkring oljefeltet for å samle inn data vedrørende forskjellige oljefeltoperasjoner. Sensorer i boringsutstyret kan f.eks. overvåke boreforhold, sensorer i borehullet kan overvåke fluidsammensetning, sensorer plassert langs strømningsbanen kan overvåke strømningshastigheter og sensorer ved behandlingsanlegget kan overvåke innsamlede fluider. Andre sensorer kan være anordnet for å overvåke brønnhullsutstyr, overflateutstyr eller andre betingelser. De overvåkede dataene blir ofte brukt til å ta beslutninger ved forskjellige posisjoner i oljefeltet til forskjellige tidspunkter. Data innsamlet av disse sensorene kan videre analyseres og behandles. Data kan samles inn og f.eks. brukes ved pågående eller fremtidige operasjoner. Når de brukes til fremtidige operasjoner ved den samme eller andre posisjoner, kan slike data noen ganger refereres til som historiske data.

[0009] De behandlede dataene kan brukes til å forutsi brønnhullsforhold og ta beslutninger vedrørende oljefeltoperasjoner. Slike beslutninger kan innebære brønnplanlegging, brønnmålretting, brønnavslutninger, driftsnivåer, produksjonsmengder og andre operasjoner og/eller forhold. Denne informasjonen blir ofte brukt til å bestemme når det skal bores nye brønner, komplettere eksisterende brønner på nytt eller endre brønnproduksjonen.

[0010] Data fra én eller flere brønnhull kan analyseres for å planlegge eller forutsi forskjellige resultater ved et gitt borehull. I noen tilfeller kan data fra nabobrønner eller borehull med lignende forhold eller utstyr brukes til å forutsi hvordan en brønn vil oppføre seg. Det er vanligvis et stort antall variable og store mengder data som må tas i betraktning ved analyse av oljefeltoperasjoner. Det er derfor ofte nyttig å modellere oppførselen til oljefeltoperasjonen for å bestemme det ønskede handlingsforløpet. Under pågående operasjoner kan driftsbetingelsene måtte justeres når forholdene endres og ny informasjon blir mottatt.

[0011] Det er blitt utviklet teknikker for å modellere oppførselen til forskjellige aspekter ved oljefeltoperasjonene, slik som geologiske strukturer, brønnhullsreservoarer, brønnhull, overflateanlegg så vel som andre deler av oljefeltoperasjonen. Det er vanligvis forskjellige typer simulatorer for forskjellige formål. Det er f.eks. simulatorer som fokuserer på reservoaregenskaper, borehullsproduksjon eller overflatebehandling. Eksempler på simulatorer som kan brukes på brønnstedet, er beskrevet i US-patent nr. 5,992,519 og WO2004049216. Andre

eksempler på disse modelleringsteknikkene er vist i patentpublikasjonene nr. US5992519, US6313837, WO1999/064896, WO2005/122001, US2003/0216897, US2003/0132934, US2005/0149307 og US2006/0197759.

5 [0012] Simulatorer er typisk utformet for å modellere spesifikk oppførsel av diskrete deler av borehullsoperasjonen. På grunn av kompleksiteten til oljefeltoperasjonen er de fleste simulatorer bare i stand til å evaluere et spesifikt segment av det totale produksjonssystemet, slik som simulering av reservoaret.

Simuleringer av deler av brønnstedsoperasjonen, slik som reservoarsimulering, gjennomstrømning i borehullet eller overflatebehandling, blir vanligvis betraktet og
10 brukt individuelt.

[0013] En endring i et segment i produksjonssystemet har imidlertid ofte kaskadevirkninger på oppstrøms- og nedstrømssegmenter i produksjonssystemet. Begrensninger i overflatenettet kan f.eks. redusere produktiviteten til reservoaret. Separate simuleringer svikter vanligvis når det gjelder å ta hensyn til data eller
15 utganger fra andre simulatorer, og svikter når det gjelder å ta hensyn til disse kaskadevirkningene.

[0014] Nylige forsøk er blitt gjort for å betrakte et bredere område av data ved oljefeltoperasjoner. US6980940 til Gurpinar beskriver f.eks. integrert reservoaroptimalisering som innebærer assimilering av diverse data for å
20 optimalisere den totale ytelsen til et reservoar. I et annet eksempel beskriver WO04049216 til Ghorayeb en integrert modelleringsløsning for sammenkopling av flere reservoarsimuleringer og overflateanleggsnett. Andre eksempler på slike nyere forsøk er beskrevet i patent/publikasjon/søknad nr. US6230101, US6018497, US6078869, GB2336008, US6106561, US2006/0184329, US7164990, US200402220846 og US10/586,283. Noen simuleringsteknikker
25 innebærer bruk av koplede simuleringer som f.eks. beskrevet i publikasjon nr. US2006/0129366.

[0015] Til tross for utviklingen og fremskrittet ved borehullsmodellering og/eller simuleringsteknikker på diskrete oljefeltoperasjoner, er det fremdeles behov for å
30 tilveiebringe teknikker som er i stand til å utføre simuleringer over selektive deler av oljefeltoperasjonen. Det vil være ønskelig å ha et system som utfører simuleringer som tar hensyn til data over hele oljefeltoperasjonen. I noen tilfeller kan det være ønskelig å forbinde eller kople visse simulatorer selektivt slik at en

kombinert simulering kan utføres ved bruk av data fra de sammenknyttede simulatorene. I andre tilfeller kan det være ønskelig selektivt å forbinde simulatorer slik at hver simulator utfører sin egen simulering, men deler data og/eller utmatninger med én eller flere andre simulatorer. Det er videre ønskelig at slike teknikker skal være i stand til én eller flere av de følgende ting: selektive modelleringsoperasjoner for et oljefelt basert på mer enn én simulator; selektiv sammensmelting av data og/eller utganger fra mer enn én simulator; selektiv sammensmelting av data og/eller utganger fra simulatorer fra ett eller flere brønnsteder og/eller oljefelter; selektiv sammenknytning av et bredt område med simulatorer med like og/eller forskjellige utforminger; selektiv sammenknytning av simulatorer som har lignende og/eller forskjellige anvendelser og/eller data-modeller; selektiv sammenknytning av simulatorer av forskjellige medlemmer av en verdigruppe for et oljefelt; og å tilveiebringe koplingsmekanismer som er i stand til selektivt å forbinde simulatorer i en ønsket konfigurasjon.

15 Ghorayeb, K. et al.: "Field Planning Using Integrated Surface/Subsurface modeling", Society of Petroleum Engineers, 2005, SPE 92381, side 1-9, beskriver et system for modellering av et oljefelt.

OPPSUMMERING AV OPPFINNELSEN

20 Den foreliggende oppfinnelse tilveiebringer et system for utføring av operasjoner i et oljefelt som har minst ett prosessanlegg og minst ett brønnsted operativt forbundet med dette, der hver av det minst ene brønnstedet har et brønnhull som gjennomtrenger en undergrunnsformasjon for utvinning av fluid fra et undergrunnsreservoar deri, omfattende: sensorer posisjonert omkring på oljefeltet for måling av parametere ved en oljefeltoperasjon for å generere oljefeltdata; karakterisert ved at systemet videre omfatter: et antall brønnsteds-simulatorer, der hver av antallet brønnstedssimulatorer modellerer i det minste en del av det minst ene brønnstedet på oljefeltet; minst én ikke-brønnstedssimulator, der hver av den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren modellerer minst en del av et ikke-brønnstedsområde på oljefeltet; og minst én kopling posisjonert blant antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren, hvor den minst ene kopligen selektivt forbinder antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren i henhold til en forutbestemt konfigurasjon

for selektiv kommunikasjon mellom disse, hvorved en modell av oljefeltet blir generert ved bruk av oljefeltdataene, hvor den forutbestemte konfigurasjonen omfatter en strømningsmengdebasert koplingskonfigurasjon, en kordehelningskoplingskonfigurasjon eller en overholdelse av reservoargrenser konfigurasjon, og hvor den minst ene koplingen er konfigurert for å påføre strømningsmengde-
5 grenser i undergrunnsreservoaret ved å modifisere en styringsmodus av det minst ene brønnstedet ved bruk av modellen av oljefeltet; og midler for å justere operasjonen i samsvar med utgangen fra simulatorene.

Den foreliggende oppfinnelse tilveiebringer også en fremgangsmåte for å utføre operasjoner i et oljefelt som har minst ett prosessanlegg og minst ett
10 brønnsted operativt forbundet med dette, der hver av det minste ene brønnstedet har et brønnhull som gjennomtrenger en undergrunnsformasjon for å utvinne fluid fra et undergrunnsreservoar deri, idet fremgangsmåten omfatter: å oppnå oljefeltdata fra sensorer posisjonert omkring på oljefeltet for måling av parametere
15 ved en oljefeltoperasjon; karakterisert ved at fremgangsmåten videre omfatter: å velge et antall brønnstedssimulatorene, der hver av antallet brønnstedssimulatorene modellerer i det minste en del av det minst ene brønnstedet på oljefeltet; å velge minst én ikke-brønnstedssimulator, der hver av den minste ene ikke-brønnstedssimulatorene modellerer i det minste en del av et ikke-brønnstedsområde på
20 oljefeltet; selektivt å kople hver av antallet brønnstedssimulatorene og hver av den minst ene ikke-brønnstedssimulatorene i henhold til en forutbestemt konfigurasjon, hvor den forutbestemte konfigurasjonen omfatter en strømningsmengdebasert koplingskonfigurasjon, en kordehelningskoplingskonfigurasjon eller en overholdelse av reservoargrenser konfigurasjon; å modellere oljefeltet for å
25 generere en modell ved bruk av oljefeltdataene ved selektivt å kommunisere blant antallet brønnstedssimulatorene og den minst ene ikke-brønnstedssimulatorene; å påføre strømningsmengdegrensene i undergrunnsreservoaret ved å modifisere en styringsmodus av det minst ene brønnstedet ved bruk av modellen av oljefeltet; og å justere operasjonen i samsvar med utgangen fra simulatorene.

30 Ytterligere utførelsesformer av systemet og fremgangsmåten i henhold til oppfinnelsen fremgår av henholdsvis de uselvstendige patentkrav 2-12 og 14-21.

Den foreliggende oppfinnelse tilveiebringer også et datamaskinlesbart medium omfattende instruksjoner som kan utføres av en datamaskin for å gjennomføre fremgangsmåte-trinn for operasjoner i oljefelt som angitt i et av kravene 13-21.

5 **[0016]** Ifølge ett aspekt, beskrives generelt et system for modellering av et oljefelt som har minst ett prosessanlegg og minst ett brønnsted operativt forbundet med dette, der hver av det minste ene brønnstedet har et borehull som trenger inn i en undergrunnformasjon for å ekstrahere fluid fra et undergrunnsreservoar i denne formasjonen. Systemet innbefatter et antall brønnstedssimulatorer der antallet
10 brønnstedssimulatorer modellerer i det minste en del av det minste ene brønnstedet for oljefeltet, minst én ikke-brønnstedssimulator hvor hver av den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren modellerer minst én del av et ikke-brønnstedsområde på oljefeltet, og minst én kopling passert blant antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren, hvor den minst ene koplingen selektivt
15 forbinder antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren i henhold til en forutbestemt konfigurasjon for selektiv kommunikasjon mellom disse, hvorved en modell av oljefeltet blir generert.

[0017] Ifølge et aspekt, beskrives generelt en fremgangsmåte for simulering av operasjoner på et oljefelt som har minst ett prosessanlegg og minst ett brønnsted operativt forbundet med dette, der hver av det minste ene brønnstedet har et
20 borehull som gjennomtrenger en undergrunnformasjon for ekstrahering av fluid fra et undergrunnsreservoar i denne. Fremgangsmåte innbefatter å velge et antall brønnstedssimulatorer der hver av antallet brønnstedssimulatorer modellerer i det minste en del av det minste ene brønnstedet på oljefeltet, å velge minst én ikke-
25 brønnstedssimulator der hver av den minst ene ikke-brønnstedssimulator modellerer i det minste en del av et ikke-brønnstedsområde på oljefeltet, selektivt å kople hver av antallet brønnstedssimulatorer og hver av den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren sammen i henhold til en forutbestemt konfigurasjon, og å modellere oljefeltet ved selektiv kommunisering blant antall brønnstedssimulatorer
30 og den minste ene ikke-brønnstedssimulatoren.

[0018] Ifølge et aspekt, beskrives generelt et datamaskinlesbart medium som omfatter instruksjoner som kan utføres av en datamaskin for å gjennomføre fremgangsmåte-trinn for operasjoner på et oljefelt, hvor oljefeltet har minst ett

prosessanlegg og minst ett brønnsted operativt forbundet med dette, der hver av det minste ene brønnstedet som har et borehull som trenger inn i en undergrunnsformasjon for ekstrahering av fluid fra et undergrunnsreservoar i denne. Instruksjonene innbefatter funksjonelt å velge et antall brønnsteds-
5 simulatorer der hvert av antallet brønnstedssimulatorer modellerer i det minste en del av det minste ene brønnstedet på oljefeltet, å velge minst en ikke-brønnsteds-simulator der hver av de minst ene ikke-brønnstedssimulatorene modellerer i det minste en del av et ikke-brønnstedsområde på oljefeltet, selektivt å kople hver av antallet brønnstedssimulatorer og hver av den minst ene av ikke-brønnsteds-
10 simulatorene sammen i henhold til en forutbestemt konfigurasjon, og modellere oljefeltet ved selektivt å kommunisere blant antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene av ikke-brønnstedssimulatorene.

KORT BESKRIVELSE AV TEGNINGENE

15 **[0019]** For at de ovenfor angitte trekkene og fordelene ved foreliggende oppfinnelse skal kunne forstås i detalj, kan en mer spesiell beskrivelse av oppfinnelsen, som kort oppsummert ovenfor, fås under henvisning til utførelsesformene av denne som er illustrert på de vedføyde tegningene. Det skal imidlertid bemerkes at de vedføyde tegningene bare illustrerer typiske utførelsesformer av oppfinnelsen og derfor ikke skal betraktes som begrensende for oppfinnelsens omfang, idet
20 oppfinnelsen kan utføres i henhold til andre like effektive utførelseseksempler. **[0020]** Figurene 1A-1D viser skjematiske skisser over eksempler på et oljefelt som har undergrunnsstrukturer innbefattende reservoarer og hvor forskjellige oljefeltoperasjoner blir utført. Fig. 1A skisserer et eksempel på en undersøkelsesoperasjon som utføres ved hjelp av et seismikk-kjøretøy. Fig. 1B skisserer et eksempel på en boreoperasjon som utføres ved hjelp av et boreverktøy opphengt i en borerigg og ført inn i undergrunnsformasjonen. Fig. 1C skisserer et eksempel på en kabeloperasjon som utføres ved hjelp av et kabelverktøy opphengt i riggen og ført inn i borehullet på fig. 1B. Fig. 1D skisserer et eksempel på en produksjonsoperasjon som utføres ved hjelp av et produksjonsverktøy som er utplassert
30 fra riggen og inn i et avsluttet borehull for å ekstrahere fluid fra brønnhullsreservoaret til et overflateanlegg.

[0021] Figurene 2A-2D er eksempler på grafiske skisser av data innsamlet ved hjelp av verktøyene på henholdsvis figurene 1A-1D. Fig. 2A skisserer et eksempel på en seismisk trase av undergrunnsformasjonen på fig. 1A. Fig. 2B skisserer et eksempel på en kjerneprøve fra formasjonen som er vist på fig. 1B. Fig. 2C skisserer et eksempel på en brønnlogg fra undergrunnsformasjonen på fig. 1C. Fig. 2D skisserer et eksempel på en produksjonsfallkurve for fluid som strømmer gjennom undergrunnsformasjonen på fig. 1D.

[0022] Fig. 3 viser et eksempel på en skjematisk skisse i delvis tverrsnitt gjennom et oljefelt som har et antall datainnsamlingsverktøy posisjonert ved forskjellige posisjoner langs oljefeltet for innsamling av data fra undergrunnsformasjonen.

[0023] Fig. 4 viser et eksempel på en skjematisk skisse over et oljefelt som har et antall brønnsteder for å produsere hydrokarboner fra undergrunnsformasjonen.

[0024] Fig. 5 viser et eksempel på et skjematisk diagram over en del av oljefeltet på fig. 4 som skisserer produksjonsoperasjonen i detalj.

[0025] Fig. 6 er en skjematisk skisse over en oljefeltsimulator for oljefeltet på fig. 4, hvor oljefeltsimulatoren har brønnsteds- og ikke-brønnstedssimulatorer selektivt koplet sammen for å utføre en oljefeltsimulering.

[0026] Figurene 7A og 7B er grafer som skisserer hastighetsbasert kopling som kan brukes i oljefeltsimulatoren på fig. 6. Fig. 7A skisserer en ubegrenset hastighetsbasert kopling. Fig. 7B skisserer en reservoarbegrenset hastighetsbasert kopling.

[0027] Fig. 8 er et diagram som skisserer en hurtig PI-kopling som kan brukes i oljefeltsimulatoren på fig. 6.

[0028] Figurene 9A, 9B og 9C er grafer som skisserer en kordehelningskopling som kan brukes i oljefeltsimulatoren på fig. 6. Fig. 9A skisserer en nettbegrenset brønn. Fig. 9B skisserer en reservoarbegrenset brønn. Fig. 9C skisserer et reservoar med redusert trykk.

[0029] Fig. 10 er et flytskjema som skisserer en fremgangsmåte for å produsere fluid fra oljefeltet på fig. 4.

DETALJERT BESKRIVELSE AV OPPFINNELSEN

[0030] For tiden foretrukne utførelsesformer av oppfinnelsen er vist på de ovenfor angitte figurene og beskrevet i detalj nedenfor. I beskrivelsen av foretrukne

utførelsesformer er like eller identiske henvisningstall brukt for å identifisere felles eller lignende elementer. Figurene er ikke nødvendigvis i skala, og visse trekk og visse skisser på figurene kan være vist i overdrevet målestokk eller skjematisk på grunnlag av klarhet og konsistens.

5 **[0031]** Figurene 1A-D viser et oljefelt 100 som inneholder geologiske strukturer og/eller undergrunnsformasjoner. Som vist på disse figurene, blir forskjellige målinger av undergrunnsformasjonen tatt ved hjelp av forskjellige verktøy ved samme posisjon. Disse målingene kan brukes til å generere informasjon om formasjonen og/eller de geologiske strukturene og/eller fluidene som disse
10 inneholder.

[0032] Figurene 1A-1D skisserer skjematiske skisser av et oljefelt 100 med undergrunnsformasjonen 102 som inneholder et reservoar 104 og skisserer forskjellige oljefeltoperasjoner som utføres på oljefeltet 100. Fig. 1A skisserer en undersøkelsesoperasjon som utføres ved hjelp av et seismikk-kjøretøy 106a for å måle
15 egenskaper ved undergrunnsformasjonen. Undersøkelsesoperasjonen er en seismisk undersøkelsesoperasjon for å frembringe én eller flere lydvinger 112. På fig. 1A blir en slik lydving 112 generert ved hjelp av en kilde 110 og blir reflektert fra et antall horisonter 114 i en grunnformasjon 116. Lydvingen eller -vingene 112 blir mottatt av sensorer S, slik som geofonmottakere 118,
20 plassert på jordens overflate, og geofonmottakerne 118 frembringer elektriske utgangssignaler, referert til som mottatte data 120 på fig. 1.

[0033] Som reaksjon på den ene eller flere mottatte lydvingene 112 som er representative for forskjellige parametere (slik som amplitude og/eller frekvens) for lydvingen eller -vingene 112. De mottatte dataene 120 blir tilveiebrakt
25 som inngangsdata til en datamaskin 122 i det seismiske registreringskjøretøyet 106a, og som reaksjon på inngangsdataene, genererer datamaskinen 122a i registreringskjøretøyet en seismisk datautgangsregistrering 124. De seismiske dataene kan behandles videre etter ønske, f.eks. ved datareduksjon.

[0034] Fig. 1B skisserer en boreoperasjon som utføres ved hjelp av et boreverktøy
30 106b opphengt fra en rigg 128 og ført inn i undergrunnsformasjonen 102 for å danne et brønnhull 136. En slamtank 130 blir brukt til å trekke boreslam inn i boreverktøyet 106b via en strømningsledning 132 for å sirkulere boreslam gjennom boreverktøyet 106b og tilbake til overflaten. Boreverktøyet 106b blir ført

inn i formasjonen for å nå et reservoar 104. Boreverktøyet 106b er fortrinnsvis innrettet for å måle brønnhullsegenskaper. Boreverktøyet 106b kan også være innrettet for å ta en kjerneprøve 133 som vist, eller fjernet slik at en kjerneprøve 133 kan tas ved å bruke et annet verktøy.

5 **[0035]** En overflateenhet 134 blir brukt til å kommunisere med boreverktøyet 106b og operasjoner på andre steder. Overflateenheten 134 er i stand til å kommunisere med boreverktøyet 106b for å sende kommandoer som skal drive boreverktøyet 106b, og for å motta data fra dette. Overflateenheten 134 er fortrinnsvis forsynt med dataanlegg for å motta, lagre, behandle og analysere data fra
10 oljefeltet 100. Overflateenheten 134 samler inn utgangdata 135 generert under boreoperasjonen. Datautstyr slik som overflateenheten 134, kan være plassert ved forskjellige posisjoner omkring på oljefeltet 100 og/eller på fjerntliggende steder.

[0036] Sensorer S slik som måleinstrumenter, kan være posisjonert over reservoaret, på riggen, på oljefeltutstyr (slik som brønnhullsverktøyet) eller på andre
15 deler av oljefeltet for innsamling av informasjon om forskjellige parametere, slik som overflateparametere, brønnhullsparemetere og/eller driftsforhold. Disse sensorene S måler fortrinnsvis oljefeltparametere slik som vekt på borkronen, dreiemoment på borkronen, trykk, temperatur, strømningshastigheter, sammensetninger og andre parametere i forbindelse med oljefeltoperasjonen.

20 **[0037]** Informasjonen som samles inn ved hjelp av sensorene S kan samles inn ved hjelp av overflateenheten 134 og/eller andre datainnsamlingskilder for analyse eller annen behandling. De dataene som er innsamlet ved hjelp av sensorene S, kan brukes alene eller i kombinasjon med andre data. Dataene kan samles i en database og alle eller utvalgte deler av dataene kan selektivt brukes til å analysere
25 og/eller forutsi oljefeltoperasjoner for det aktuelle og/eller andre borehull.

[0038] Datautganger fra de forskjellige sensorene S som er plassert omkring på oljefeltet, kan prosesseres for bruk. Dataene kan være historiske data, sanntidsdata eller kombinasjoner av slike. Sanntidsdataene kan brukes i sanntid eller lagres for senere bruk. Dataene kan også kombineres med historiske data
30 eller andre innmatninger for ytterligere analyse. Dataene kan befinne seg i separate databaser eller kombineres i en enkelt database.

[0039] De innsamlede dataene kan brukes til å utføre analyse, slik som modell-
leringsoperasjoner. De utmatede seismiske dataene kan f.eks. brukes til å utføre

geologiske, geofysiske reservoartekniske og/eller produksjonssimuleringer.

Reservoaret, borehullet, overflate og/eller prosessdataene kan brukes til å utføre reservoar-, borehulls- eller andre produksjonssimuleringer. Datautmatningene fra oljefeltoperasjonen kan genereres direkte fra sensorene S, eller etter en viss
5 behandling eller modellering. Disse datautgangene kan virke som innmatninger for ytterligere analyse.

[0040] Dataene blir innsamlet og lagret ved overflateenheten 134. Én eller flere overflateenheter 134 kan være plassert ved oljefeltet 100, eller fjernkoplet til dette. Overflateenheten 134 kan være en enkelt enhet eller et komplekst nettverk av
10 enheter som brukes til å utføre de nødvendige databehandlingsfunksjonene for hele oljefeltet 100. Overflateenheten 134 kan være et manuelt eller automatisk system. Overflateenheten 134 kan opereres og/eller justeres av en bruker.

[0041] Overflateenheten 134 kan være forsynt med en kombinert sender/mottaker 137 for å muliggjøre kommunikasjoner mellom overflateenheten 134 og forskjellige
15 deler (eller områder) av oljefeltet 100 eller andre steder. Overflateenheten 134 kan også være forsynt med eller funksjonsmessig forbundet med en styringsenhet for å aktivere mekanismer på oljefeltet 100. Overflateenheten 134 kan så sende kommandosignaler til oljefeltet 100 som reaksjon på mottatte data. Overflateenheten 134 kan motta kommandoer via senderen/mottakeren eller kan selv
20 utføre kommandoer for styringsenheten. En prosessor kan være anordnet for å analysere dataene (lokalt eller fjerntliggende) og ta beslutninger for å aktivere styringsenheten. På denne måten kan oljefeltet 100 justeres selektivt basert på de innsamlede dataene for å optimalisere fluidutvinningsmengder, eller for å maksimallisere levetiden til reservoaret og dets endelige produksjonskapasitet. Disse
25 justeringene kan foretas automatisk basert på dataprotokoller eller manuelt av en operatør. I noen tilfeller, kan brønnplaner justeres for å velge optimale driftsforhold eller for å unngå problemer.

[0042] Fig. 1C skisserer en kabeloperasjon som utføres ved hjelp av et kabelverktøy 106c som er opphengt fra riggen 128 og inn i brønnhullet 136 på fig. 1B.
30 Kabelverktøyet 106c er fortrinnsvis innrettet for utplassering i et brønnhull 136 for å utføre brønnlogginger, brønnhullstester og/eller for innsamling av prøver. Kabelverktøyet 106c kan brukes til å tilveiebringe en annen fremgangsmåte og et annet apparat for å gjennomføre en seismisk undersøkelsesoperasjon. Kabelverktøyet

106c på fig. 1C kan ha en eksplosiv eller akustisk energikilde 143 som tilveiebringer elektriske signaler til de omgivende undergrunnsformasjonerne 102.

5 [0043] Kabelverktøyet 106c kan være operativt forbundet med f.eks. geofonene 118 som befinner seg i datamaskinen 122a i det seismiske registreringskjøretøyet 106a på fig. 1A. Kabelverktøyet 106c kan også levere data til overflateenheten 134. Som vist blir utgangsdata 135 generert av kabelverktøyet 106c og samlet inn ved overflaten. Kabelverktøyet 106c kan være anbrakt ved forskjellige dybder i borehullet 136 for å tilveiebringe en undersøkelse av undergrunnsformasjonen.

10 [0044] Fig. 1D skisserer en produksjonsoperasjon som utføres ved hjelp av et produksjonsverktøy 106d utplassert fra riggen 128 og inn i det avsluttede borehullet 136 på fig. 1C for å utvinne fluid fra brønnhullsreservoarene inn i overflateanleggene 142. Fluid strømmer fra reservoaret 104 gjennom borehullet 136 og til overflateanleggene 142 via et overflatenett 144. Sensorer S plassert omkring på oljefeltet 100 er operativt forbundet med en overflateenhet 142 for
15 innsamling av data. Under produksjonsprosessen kan utgangsdata 135 samles inn fra foreskjellige sensorer S og føres til overflateenheten 134 og/eller behandlingsanleggene. Disse dataene kan f.eks. være reservoardata, brønnhullsdata, overflatedata og/eller prosessdata.

20 [0045] Selv om figurene 1A-1D skisserer overvåkningsverktøy brukt til å måle egenskaper på et oljefelt 100, vil man forstå at verktøyene kan brukes i forbindelse med ikke-oljefeltoperasjoner slik som gruver, akvifere eller andre undergrunnsanlegg. Selv om visse datainnsamlingsverktøy er skissert, vil man videre forstå at forskjellige måleverktøy som er i stand til å avføle egenskaper slik som en seismisk toveis reisetid, densitet, resistivitet, produksjonsmengde, osv. i undergrunnsformasjonen og/eller dens geologiske strukturer, også kan brukes. Forskjellige
25 sensorer S kan være plassert ved forskjellige posisjoner langs undergrunnsformasjonen og/eller overvåkningsverktøyene for å samle inn og/eller overvåke de ønskede dataene. Andre kilder eller data kan også være tilveiebrakt fra steder utenfor oljefeltet.

30 [0046] Oljefelt konfigurasjonen på fig. 1A-1D er ikke ment å begrense omfanget av oppfinnelsen. En del av eller hele oljefeltet 100 kan være på land og/eller til sjøs. Selv om ett enkelt oljefelt ved en enkelt posisjon er skissert, kan foreliggende oppfinnelse også brukes i forbindelse med enhver kombinasjon av ett eller flere

oljefelt 100, ett eller flere behandlingsanlegg og ett eller flere brønnsteder. Selv om bare ett brønnsted er vist, vil det i tillegg bli forstått at oljefeltet 100 kan dekke en del av land som rommer ett eller flere brønnsteder. Ett eller flere innsamlingsanlegg kan være operativt forbundet med ett eller flere av brønnstedene for

5 selektiv innsamling av brønnhullsfluider fra brønnstedet eller -stedene.

[0047] Figurene 2A-2D er grafiske skisser av data innsamlet ved hjelp av verktøy på figurene 1A-1D. Fig. 2A skisserer en seismisk trase 202 over undergrunnsformasjonen på fig. 1A tatt av et undersøkelsesverktøy 106a. Den seismiske trasen måler en toveis respons over en tidsperiode. Fig. 2B skisserer en

10 kjerneprøve 133 tatt ved hjelp av boreverktøyet (106b). Kjernetesten gir typisk en graf over densiteten, resistiviteten eller andre fysiske egenskaper ved kjerneprøven 133 over lengden av kjernen. Tester for densitet og viskositet blir ofte utført på fluidene i kjernen ved varierende trykk og temperaturer. Fig. 2C skisserer en brønnlogg 204 for undergrunnsformasjonen på fig. 1C tatt ved hjelp av kabel-

15 verktøyet 106c. Kabelloggen tilveiebringer typisk en resistivitetsmåling av formasjonen ved forskjellige dybder. Fig. 2D skisserer en produksjonsfallkurve 206 for fluidet som strømmer gjennom undergrunnsformasjonen på fig. 1D, tatt ved hjelp av produksjonsverktøyet 106d. Produksjonsfallkurven 206 tilveiebringer typisk produksjonsmengden Q som en funksjon av tid t .

[0048] De respektive kurvene på figurene 2A-2C inneholder statiske målinger som beskriver de fysiske karakteristikkene til formasjonen. Disse målingene kan sammenlignes for å bestemme nøyaktigheten til målingene og/eller for å kontrollere med hensyn på feil. På denne måten kan plottingene av hver av de respektive målingene innrettes og skaleres for sammenligning og verifisering av

25 egenskapene.

[0049] Fig. 2D gir en dynamisk måling av fluidegenskapene gjennom borehullet. Når fluidet strømmer gjennom brønnhullet, blir det tatt målinger av fluidegenskapene, slik som strømningshastigheter, trykk, sammensetning, osv. Som beskrevet nedenfor kan de statiske og dynamiske målingene brukes til å

30 generere modeller av undergrunnsformasjonen for å bestemme karakteristikken ved denne.

[0050] Fig. 3 er en skjematisk skisse i delvis tverrsnitt gjennom et oljefelt 300 som har datainnsamlingsverktøy 302a, 302b, 302c og 302d posisjonert ved forskjellige

posisjoner langs oljefeltet for innsamling av data fra en undergrunnsformasjon 304. Datainnsamlingsverktøyene 302a-302d kan være de samme som datainnsamlingsverktøyene 106a-106d på fig. 1. Som vist genererer datainnsamlingsverktøyene 302-302d dataplottinger eller målinger 308a-308d.

5 **[0051]** Dataplottinger 308a-308c er eksempler på statiske dataplottinger som kan genereres av datainnsamlingsverktøyene, henholdsvis 302a-302d. Den statiske dataplottingen 308a er en seismisk toveis responstid og kan være den samme som den seismiske trasen 202 på fig. 2A. Den statiske plottingen 308b er kjerneprøvedata målt fra en kjerneprøve av formasjonen 304, i likhet med
10 kjerneprøven 133 på fig. 2B. Den statiske dataplottingen 308c er en loggetrase i likhet med brønnloggen 204 på fig. 2C. Dataplottingen 308d er en dynamisk dataplotting av fluidstrømningshastigheten over tid, i likhet med kurven 206 på fig. 2D. Andre data kan også samles inn, slik som historiske data, brukerinnting, økonomisk informasjon, andre måledata og andre parametere av interesse.

15 **[0052]** Undergrunnsformasjonen 304 har et antall geologiske strukturer 306a-306d. Som vist, har formasjonen et sandstenslag 306a, et kalkstenslag 306b, et skiferlag 306c og et sandlag 306d. En forkastningslinje 307 strekker seg gjennom formasjonen. De statiske datainnsamlingsverktøyene er fortrinnsvis innrettet for å måle formasjonen og detektere karakteristikkene til de geologiske strukturene i
20 formasjonen.

[0053] Selv om en spesiell undergrunnsformasjon 304 med spesielle geologiske strukturer er skissert, vil det bli forstått at formasjonen kan inneholde en rekke geologiske strukturer. Fluid kan også være tilstede i forskjellige deler av formasjonen. Hver av måleanordningene kan brukes til å måle egenskaper ved
25 formasjonen og/eller dens underliggende strukturer. Selv om hvert innsamlingsverktøy er vist i spesifikke posisjoner langs formasjonen, vil det bli forstått at én eller flere typer målinger kan tas ved én eller flere posisjoner over ett eller flere oljefelter eller andre steder for sammenligning og/eller analyse.

[0054] Dataene som er innsamlet fra forskjellige kilder, slik som datainnsamlingsverktøyene på fig. 3, kan så evalueres. Seismiske data fremvist i den statiske dataplottingen 308a fra datainnsamlingsverktøyet 302a blir typisk brukt av en geofysiker til å bestemme karakteristikk ved undergrunnsformasjonen 304. Kjernerdata, vist i den statiske plottingen 308b og/eller loggedataene fra brønn-

loggen 308c, blir typisk brukt av en geolog til å bestemme forskjellige karakteristikk ved de geologiske strukturene til undergrunnsformasjonen 304. Produksjonsdata fra produksjonsgrafen 308d blir typisk brukt av reservoarteknikeren til å bestemme fluidstrømningsdata for reservoaret.

5 **[0055]** Fig. 4 viser et oljefelt 400 for å utføre produksjonsoperasjoner. Som vist har oljefeltet et antall brønnsteder 402 operativt forbundet med et sentralt behandlingsanlegg 454. Oljefeltkonfigurasjonen på fig. 4 er ikke ment å begrense omfanget av oppfinnelsen. En del av eller hele oljefeltet kan være på land og/eller til sjøs. Selv om et enkelt oljefelt med et enkelt behandlingsanlegg og et antall
10 brønnsteder er skissert, kan også enhver kombinasjon av ett eller flere oljefelt, ett eller flere behandlingsanlegg og ett eller flere brønnsteder være tilstede.

[0056] Hvert brønnsted 402 har utstyr som danner et brønnhull 436 i jorden. Brønnhullene strekker seg gjennom undergrunnsformasjoner 406 som innbefatter reservoarer 404. Disse reservoarene 404 inneholder fluider slik som hydro-
15 karboner. Brønnstedene trekker fluid fra reservoarene og fører dem til behandlingsanleggene via overflatenettverk 444. Overflatenettverket 444 har rørledninger og styremekanismer for å regulere strømmingen av fluider fra brønnstedet til behandlingsanlegget 454.

[0057] Fig. 5 viser en skjematisk skisse over en del (eller et område) av oljefeltet
20 400 på fig. 4, som viser et produksjonsbrønnsted 402 og et overflatenett 444 i detalj. Brønnstedet 402 på fig. 5 har et brønnhull 436 som strekker seg inn i jorden under dette. Som vist er brønnhullene 436 allerede blitt boret, avsluttet og tilordnet for produksjon fra reservoarer 404.

[0058] Produksjonsutstyr 564 i brønnhullet strekker seg fra et brønnhode 566 på
25 brønnstedet 402 og til reservoaret 404 for å trekke fluider til overflaten. Brønnstedet 402 er operativt forbundet med overflatenettet 444 via en transportledning 561. Fluid strømmer fra reservoaret 404, gjennom brønnhullet 436 og til overflatenettet 444. Fluidet strømmer så fra overflatenettet 444 til behandlingsanleggene 454.

30 **[0059]** Som videre vist på fig. 5, er sensorer S plassert omkring på oljefeltet 400 for å overvåke forskjellige parametere under oljefeltoperasjoner. Sensorene S kan f.eks. måle trykk, temperatur, strømningshastighet, sammensetning og andre parametere i reservoaret, brønnhullet, overflatenettet, behandlingsanleggene

og/eller andre deler (eller områder) av oljefeltoperasjonen. Disse sensorene S er operativt forbundet med en overflateenhet 534 for innsamling av data fra disse.

Overflateenheten kan f.eks. være maken til overflateenheten 134 på fig. 1A-1D.

5 **[0060]** Én eller flere overflateenheter 534 kan være plassert ved oljefeltet 400 eller fjernforbundet med dette. Overflateenheten 534 kan være en enkelt enhet, eller et kompleksnett av enheter brukt til å utføre de nødvendige databehandlingsfunksjonene på oljefeltet 400. Overflateenheten kan være et manuelt eller automatisk system. Overflateenheten kan opereres og/eller justeres av en bruker. Overflateenheten er innrettet for å motta og lagre data. Overflateenheten kan også

10 være utstyrt for å kommunisere med forskjellige oljefeltutstyr. Overflateenheten kan så sende kommandosignaler til oljefeltet som reaksjon på mottatte data eller utført modellering.

[0061] Som vist på fig. 5, har overflateenheten 534 datamaskinutstyr slik som lager 520, styringsenhet 522, prosessor 524 og en fremvisningsenhet 526 for å

15 håndtere dataene. Dataene blir samlet i lageret 520 og behandlet av prosessoren 524 for analyse. Data kan samles inn fra oljefeltsensorene S og/eller av andre kilder. Oljefeltdata kan f.eks. leveres fra historiske data innsamlet fra andre operasjoner, eller brukerinntater.

[0062] De analyserte dataene (f.eks. basert på utført modellering) kan så brukes til

20 å ta beslutninger. En kombinert sender/mottaker (ikke vist) kan være anordnet for å muliggjøre kommunikasjoner mellom overflateenheten 534 og oljefeltet 400. Styringsenheten 522 kan brukes til å aktivere mekanismer ved oljefeltet 400 via senderen/mottakeren, og basert på disse beslutningene. På denne måten kan oljefeltet 400 justeres selektivt basert på de innsamlede dataene. Disse

25 justeringene kan gjøres automatisk basert på datamaskinprotokoller og/eller manuelt av en operatør. I noen tilfeller blir brønnplaner justert for å velge optimale driftsforhold eller for å unngå problemer.

[0063] For å lette behandlingen og analysen av dataene, kan det brukes simulatorer til å behandle dataene for modellering av forskjellige aspekter ved oljefeltoperasjonen. Spesielle simulatorer blir ofte brukt i forbindelse med spesifikke

30 oljefeltoperasjoner, slik som reservoar- eller brønnhullssimulering. Data matet inn i simulatoren eller simulatorene, kan være historiske data, sanntidsdata eller

kombinasjoner av slike data. Simulering ved hjelp av én eller flere av simulatorene kan gjentas eller justeres basert på de mottatte dataene.

5 **[0064]** Som vist, blir oljefeltoperasjonen utført med simulatorer på brønnstedet eller utenfor brønnstedet. Brønnstedssimulatorene kan innbefatte en reservoar-
simulator 340, en brønnhullssimulator 342 og en overflatenettsimulator 344. Reservoarsimulatoren 340 løser problemer i forbindelse med hydrokarbon-
strømning gjennom reservoarbergarten og inn i brønnhullene. Brønnhulls-
simulatoren 342 og overflatenettsimulatoren 344 simulerer hydrokarbonstrømning
gjennom brønnhullet og overflatenettet 444 av rørledninger. Som vist, kan noen av
10 simulatorene være separate eller kombinert, avhengig av de tilgjengelige
systemene.

[0065] Ikke-brønnstedssimulatorene kan innbefatte prosess-simulatorer 346 og økonomisimulatorer 348. Behandlingsenheten har en prosess-simulator 346. Prosess-simulatoren 346 modellerer behandlingsanlegget (f.eks. prosess-
15 anleggene 454) hvor hydrokarbon blir separert i sine bestanddeler (f.eks. metan, etan, propan, osv.) og tilberedt for salg. Oljefeltet 400 er forsynt med en økonomisimulator 348. Økonomisimulatoren 348 modellerer kostnadene ved en del av eller hele oljefeltet 400 over en del av eller hele varigheten av oljefeltoperasjonen. Forskjellige kombinasjoner av disse og andre oljefeltsimulatorer kan
20 være tilveiebrakt.

[0066] Fig. 6 skisserer en skjematisk skisse av en oljefeltsimulator 600 for å modellere operasjoner på et oljefelt 300. Denne simulatoren 600 kan utgjøre en del av et totalt produksjonssystem på oljefeltet. Som vist, er flere simulatorer på oljefeltet operativt forbundet som en integrert verdimodell for modellering av den
25 integrerte operasjonen mellom seg. Avhengig av det ønskede utbytte, kan visse simulatorer være selektivt forbundet i en ønsket konfigurasjon. Selv om en rekke kombinasjoner kan tenkes, skisserer fig. 6 kombinasjonen av tre reservoar-
simulatorer 340a, 340b, 340c, to brønnhullssimulatorer 342a, 342b, en overflatenettsimulator 344, en prosess-simulator 346 og en økonomisimulator 348. De tre
30 reservoarsimulatorene 340a, 340b, 340c er variasjoner av reservoarsimulatoren 340 som vist på fig. 5 ovenfor. De to brønnhullssimulatorene 342a, 342b er varianter av brønnhullssimulatoren 342 som vist på fig. 5 ovenfor. En rekke

kombinasjoner av to eller flere simulatorer kan være selektivt forbundet for å utføre de integrerte simuleringene.

[0067] I det viste eksempelet er et sett med simulatorer valgt for å skissere de forskjellige kildene som påvirker strømmingen av fluid gjennom oljefeltet. Lengst til venstre er det tre forskjellige reservoarsimulatorer 340a, 340b, 340c som er anordnet for å illustrere forskjellige nivåer for tilnærming til matematiske representasjoner av reservoaret. Disse reservoarsimulatorene 340a, 340b, 340c beregner strømmingen av hydrokarbon(er) fra reservoaret og inn i brønnene. Én eller flere av de samme og/eller forskjellige reservoarsimulatorer kan brukes. Reservoarsimulatoren 340a er f.eks. en fullreservoarsimulator-modell med øket nøyaktighet, men redusert hastighet. Reservoarsimulatoren 340b er en tankmodell-utgave av en reservoarsimulator som typisk tilveiebringer en forenklet representasjon av en reservoar-simuleringsmodell. Denne type reservoarsimulator er vanligvis mindre nøyaktig, men gir hurtigere simulering. Reservoarsimulatoren 340c er en oppslagstabell-utgave av en reservoarsimulator, som typisk er enda mer forenklet og hurtigere til å simulere.

[0068] Fig. 6 demonstrerer at avhengig av den ønskede analysen, kan forskjellige kombinasjoner av én eller flere simulatorer brukes til å utføre den totale simuleringen. Hver kan ha fordeler, og de forskjellige resultatene kan sammenlignes. I det skisserte eksempelet kan noen av simuleringene ta mer enn én uke å kjøre én gang. Én eller flere av de ønskede reservoarsimulatorene kan derfor være selektivt innbefattet for å gi mer øyeblikkelig utganger som kan sammenlignes med de mer nøyaktige simuleringene som blir generert senere.

[0069] Som videre vist på fig. 6, er brønnhullssimulatorene 342a, 342b og overflate-nettsimulatoren 344 integrert til oljefeltsimuleringen ved siden av reservoarsimulatorene 340a, 340b, 340c. Overflatenettsimulatoren 344 er operativt forbundet med brønnhullssimulatorene 342a, 342b. Disse brønnhullssimulatorene 342a, 342b og overflate-nettsimulatoren 344 beregner strømmingen av hydrokarboner i brønnen og gjennom overflatenettet av rørledninger (ikke vist). Som vist er det forskjellige brønnhullssimulatorer 342a, 342b som kan brukes til oljefeltsimuleringen. Brønnhullssimulatorene 342a, 342b er selektivt forbundet med reservoarsimulatorene 340a, 340b, 340c for å tilveiebringe dataflyt mellom disse, som beskrevet nærmere nedenfor.

[0070] I likhet med reservoarsimulatoren 340a, 340b, 340c, brønnhullssimulator 342a, 342b, og overflate-nettsimulatoren 344, kan prosess-simulatoren 346 og/eller økonomisimulatoren eller simulatorene 348 også brukes i den totale oljefeltsimuleringen. Prosess-simulatoren 346 modellerer aktivitetene til f.eks. et råolje- og gassbehandlingsanlegg for separering av petroleum i sine enkelte komponenter og frembringelse av salgbare produkter. Prosess-simulatoren 346 er operativt forbundet med overflate-nettsimulatoren 344. Til slutt, er økonomisimulatoren 348 operativt forbundet med prosess-simulatoren 346. En regnearkmodell kan med fordel forberede produksjonsdataene fra prosess-simulatoren 346 for økonomisk analyse. Økonomisimulatoren 348 modellerer den økonomiske evalueringen ved hvert tidstrinn i en integrert verdimodell. Selv om fig. 6 viser et eksempel på hvordan økonomisimulatoren er koplet for å utføre den integrerte simuleringen, kan økonomimodellen i andre utførelsesformer i virkeligheten være forbundet med et hvilket som helst punkt i den integrerte verdimodellen hvor olje- og gassproduksjonsspådommer kan genereres; fra en brønn i reservoarsimulatoren, fra en brønn i nettmodellen, fra eksportnoden i nettet som representerer den totale produksjonen fra feltet, eller fra atskilte hydrokarbonkomponentstrømmer i prosessanlegget.

[0071] Simulatorene på fig. 6 skisserer simulatorene operativt forbundet for dataflyt mellom disse. Simulatorene er selektivt forbundet for å tillate data å strømme mellom de ønskede simulatorene. Når de først er forbundet, kan simulatorene være konfigurert for å dele data og/eller utmatninger mellom de tilkoblede simulatorene. Dataene og/eller utmatningene som er mottatt fra én simulator, kan påvirke resultatene fra andre simulatorer.

[0072] Produksjonssystemet kan brukes til å sammenknytte forskjellige deler av oljefeltoperasjonene, slik som reservoar-, brønnhulls-, overflate-, prosess- og økonomisimulatorene som er skissert. Simulatorene kan være kryssplattform og/eller sanntids. Én eller flere simulatorer kan være av lik utforming eller matet fra forskjellige kilder som kan forårsake problemer ved krysskommunikasjon. Simulatorene er derfor forbundet på en måte som muliggjør operasjon mellom disse. Simulatorene kan f.eks. være forbundet ved å bruke reservoar til overflatekopling og/eller strøm/variabel-baserte koplinger. Disse koplingene forbinder modeller med hverandre slik at modellene kan virke sammen over den totale

simuleringstidsrammen. I noen tilfeller vil simulatorene innledningsvis modellere separat som forberedelse til en fullstendig simulering.

5 **[0073]** Koplingen mellom simulatorene tillater fortrinnsvis selektiv overføring av data mellom disse. I noen tilfeller flyter data fritt mellom simulatorer. I andre tilfeller er dataflyten begrenset eller selektivt tillatt. Det kan f.eks. være mer tidseffektivt å tillate en simulator å fullføre sin simuleringsprosess før tilknytning til andre simulatorer og mottakelse av ytterligere data fra disse. Det kan også være ønskelig å ekskludere visse simulatorer hvis f.eks. en defekt finnes i simuleringen.

10 **[0074]** Brukerinnmatninger kan brukes til å frembringe begrensninger, varsler, filtre eller andre driftsparametere for simulatorene. Når en simulator indikerer at driftsbetingelsene er uakseptable, kan derfor slike restriksjoner sendes til andre simulatorer for å begrense de tilgjengelige parameterne for resten av oljefeltoperasjonen.

15 **[0075]** Simulatorer blir typisk forbundet ved å bruke koplinger, slik som generiske node/variabel-koplinger eller spesielle nettkoplinger. Som vist på fig. 6, danner generiske node/variabel-koplinger 352a, 352b forbindelser mellom henholdsvis brønnhullssimulatorene 342a, 342b og overflate-nettsimulatoren 344. En generisk node/variabel-kopling 354 utgjør en forbindelse mellom overflate-nettsimulatoren 344 og prosess-simulatoren 346. En annen generisk node/variabel-kopling 356
20 danner en forbindelse mellom prosess-simulatoren 346 og økonomi-simulatoren 348. Disse koplingstypene gjør det mulig for data å flyte fritt mellom simulatorene. Data fra brønnhulls-, overflate-, prosess- og økonomisimulatorene kan derfor fritt strømme mellom disse.

25 **[0076]** I andre tilfeller, blir spesielle nettkoplinger brukt for å lette og/eller manipulere flyten av data mellom simulatorene. Som vist på fig. 6, er reservoar-simulatorene 340a, 340b forbundet med brønnhullssimulatoren 342a via spesielle nettkoplinger, henholdsvis 350a og 350b. Reservoarsimulatoren 340c er forbundet med brønnhullssimulatoren 342b via en spesiell nettkopling 350c.

30 **[0077]** Den spesielle nettkoplingen 350c, slik som implisitte eller eksplisitte koplinger, kan brukes mellom reservoar- og brønnhullssimulatorene for å påføre nøyaktig hydraulisk respons fra nettet på reservoaret. Disse koplingene tillater de sammenkoblede simulatorene å modellere nettutstyr, slik som gass-sugeventiler, pumper, kompressorer og strupeventiler. Koplingene kan også være innrettet for å

gjøre det mulig for de sammenkoblede simulatorene å ta hensyn til strømningsproblemer slik som voks- og hydratdannelse.

5 **[0078]** En implisitt kopling tillater samtidig simulering i de sammenkoblede simulatorene. En kopling kan f.eks. brukes for å tilveiebringe de ligningene som styrer reservoaret og brønnhullet. I noen tilfeller kan dette være en raskere fremgangsmåte for å utføre simuleringene og sørge for å dele data mellom simulatorene. I det eksempelet som er vist på fig. 6, sørger en implisitt kopling mellom reservoarsimulatoren 340c og brønnhullssimulatoren 342b for samtidig simulering basert på alle tilgjengelige data fra begge simulatorene.

10 **[0079]** En eksplisitt kopling kan brukes til å løse løsninger som styrer reservoaret og brønnhullet, i en iterativ prosess. Med den sekvensielle prosessen utfører en simulator sin simulering før den andre simulatoren begynner sin simulering innenfor et tidstrinn. På denne måten kan den første simulatoren påføre grensebetingelser på den neste simulatoren. I det eksempelet som er vist på fig. 6, 15 indikerer en eksplisitt kopling 350c mellom reservoarsimulatoren 340c og brønnhullssimulatoren 342b at reservoarsimulatoren fullfører sin simulering i et tidstrinn forut for tilknytning til brønnhullssimulatoren 342b. Brønnhullssimulatoren 342b blir dermed påvirket av utgangen fra brønnhullssimulatoren 340c. Reservoarsimulatoren 340c påføres med andre ord grensebetingelser for 20 brønnhullssimulatoren. Brønnhullet blir så løst og reservoar- og brønnhullstrykkene og strømningshastighetene blir sammenlignet. Hvis strømningshastighetene og trykkene er innenfor en gitt toleranse, blir reservoar- og brønnhullssimulatoren ansett å være balansert.

25 **[0080]** De valgte kopleingene kan også være tette eller løse. En tett kopling tilveiebringer kopling ved et Newton-nivå. Betrakt en reservoarsimulering ved tiden t_0 . For å fortsette til tiden t_1 blir balanseligningene for reservoarmaterialet løst ved hver ikke-lineær (Newton)-iterasjon. For å introdusere effekten av nettet på reservoarmodellen (hydraulisk respons, injeksjon, utvinning) blir nettet balansert med reservoaret ved et foreskrevet antall Newton. Når f.eks. en reservoar- 30 simulator er kopleet til en brønnhullssimulator ved å bruke en tett kopling, kan systemet balanseres ved å bruke en valgt nettbalanseringsmetode. Balanseligninger for reservoarmaterialet blir så løst ved den første Newton-iterasjonen.

Brønnhulls- og nettsimulatorene blir så ombalansert. Denne prosessen kan gjentas etter ønske.

5 **[0081]** En tett kopling kan brukes til å balansere reservoaret og brønnhullet ved slutten av tidstrinnet. Nettet kan så modelleres i reservoaret under koplingsprosessen. Dette kan brukes til å redusere virkningen hvis brønnvekselvirkningen i reservoaret er betydelig. Avhengig av antallet Newton og iterasjoner kan tett kopling kreve et stort antall nettbalanseringsiterasjoner.

10 **[0082]** Løse koplinger innebærer en enkelt reservoar/nett-balanse ved starten av tidstrinnet. Når en balansert løsning er blitt oppnådd, kan reservoaret fullføre sitt tidstrinn uten ytterligere vekselvirkning med nettet. Denne type kopling kan brukes for tilkopling av flere reservoarer siden to reservoarer kan ta et forskjellig Newton-iterasjoner for å utføre det samme tidstrinnet.

15 **[0083]** Koplingen kan være plassert på forskjellige steder i borehullet. Reservoar/brønnhulls-simulatorkoplingen kan f.eks. være en bunnhulls-, topphulls- eller gruppekopling. Med en bunnhullskopling blir brønnkompletteringen modellert i reservoarmodellen fra sandflate til bunnhull. Brønnrørledningen blir modellert i nettet. Dette betyr at en innstrømningsmodell i nettbrønnen typisk blir ignorert. Bunnhullet kan brukes til å tilveiebringe mer nøyaktig modellering (flerfasestrømningskorrelasjoner/krysstrykk) og strømningssikring (sammensetningsmodell/temperaturvariasjoner). Bunnhullskoplingen kan imidlertid gi konvergensproblemer forårsaket av det ustabile område på brønnkurven. Det kan også påvirke løsningshastigheten ettersom den innebærer å løse en ekstra gren pr. brønn.

25 **[0084]** Med topphullskopling blir brønnavslutningen og rørledningen modellert i reservoaret. Brønngrensenoden i nettet tar hensyn til dette. I tilfelle av brønnhullssimulatoren blir kilder eller sluk brukt til å representere henholdsvis produksjonsbrønner og injeksjonsbrønner. Topphullskopling gir typisk færre grener i nettmodellen, billig brønnhullsoppdrag i reservoaret og glatting av det ustabile område i reservoar/brønn-kurven (VLP-kurven). Det kan imidlertid tapes oppløsning i brønnhullsberegningen og behøver ikke å være kompatibel med disse nettbalanseringsmetoder.

30 **[0085]** Med gruppekopling, kan en reservoarbrønngruppe som representerer en produksjons- eller injeksjonsmanifold koples til henholdsvis en kilde eller et sluk i

et nett. Den integrerte simulatoren kan sette en topphullstrykkbegrensning på brønnene og påføre en hydraulisk respons fra nettet. Et større nett kan reduseres betydelig i størrelse, men oppløsningen kan gå tapt i nettsimuleringen.

5 [0086] Under nettbalanseringsprosessen utveksler reservoaret og nettet grense-
betingelser for å ankomme til en konvergent løsning. Straks konvergens er blitt
oppnådd, kan reservoaret instrueres om å fortsette til neste tidstrinn. Ved dette
punkt kan oljefeltsimulatoren påføre begrensninger på reservoarbrønnene som
avspeiler tilstandene til det konvergente systemet. Denne begrensningen kan være
10 bunnhullstrykk, topphullstryk, oljestrømningsmengde, vannstrømningsmengde,
gass-strømningsmengde, væskestrømningsmengde eller reservoarvolum-
hastighet.

[0087] Andre begrensninger kan innbefatte begrensninger på simuleringen.
Toppullstrykket behøver f.eks. ikke å være en gyldig begrensning i tilfelle med
bunnhullskoplingen idet det å holde trykket konstant over et langt tidstrinn kan
15 resultere i en minskning i strømningsmengde og et pessimistisk produksjons-
varsel; det å holde strømningsmengden over et langt tidsrom kan resultere i et
trykkfall. Disse ytterligere begrensningene kan innbefattes for å hindre alt for
optimistiske produksjonsspådommer eller stenging av brønner. Selv om
begrensninger kan inntreffe ved en hvilken som helst kopling, inntreffer disse
20 begrensningene typisk langs reservoar/brønnhullskoplingen.

[0088] Det er ønskelig å ha oljefeltsimulatoren kople på en måte som vil oppnå
nettbalanse innenfor et gitt sett med begrensninger. I noen tilfeller kan produk-
sjonen begynne å avta etter en periode med stabil produksjon. Brønnstrømnings-
kontroll kan påføres i reservoaret som en brønn- eller gruppegrense. Den kunne
25 også påføres i nettet som en strømningsgrense på en nettgren. Etter den
innledende perioden kan brønnen begynne å avta. Dette kan være et resultat av
utilstrekkelig oljeproduksjonspotensiale for brønnen når det gjelder å produsere
etter kravene. I dette tilfelle kan reservoaret kople om brønnstyringsmodusen fra
oljestrømningsmengde til dens nest strengeste styringsmodus. Dette kan være en
30 annen strømningsmengdestyring (vann/gass) eller en trykkgrense påført brønnen
som et resultat av nettbalanseringen.

[0089] En grunn til dette kan være at systemet blir begrenset av leveringsevnen til
reservoaret. For å produsere de daglige kravene gjennom nettet kan det minste

reservoartrykket P_W måtte være større enn eller lik nett-trykket P_N . Etter hvert som fluid blir trukket ut fra reservoaret, faller typisk reservoartrykket. Når $P_W < P_N$, kan nettet kuttes tilbake for å øke strømmingen. I et slikt tilfelle blir systemet begrenset av nettets leveringsevne.

5 **[0090]** Nettbalansering kan utføres for å velge de optimale driftsforholdene. Hver gang en simulator ber nettet om en løsning, må det bestemmes hvilke grensebetingelser som skal leveres til nettet. Typen nettmodell og nettbalanseringsstrategien som er valgt av brukeren, bestemmer grunnlaget for denne beslutningen.

10 **[0091]** Nett-typen kan bestemmes automatisk ved hjelp av oljefeltsimulatoren. Nettet blir bestemt ved å betrakte grensebetingelser og ytterligere fluidkarakteriseringsdata som blir levert fra oljefeltsimulatoren til nettet. Avhengig av nett-typen kan en grensebetingelse spesifiseres. Svartoljeproduksjon kan f.eks. ha en grensebetingelse for lagringstankmengde eller lineær IPR (enkeltfase), GOR og vannkutt. Sammensatt produksjon kan ha en grensebetingelse for massestrømningshastighet og molbrøker, eller masse-IPR og molbrøker. Vanninjeksjon kan ha en grensebetingelse for vannlagringstankstrømningsmengde eller vanninjeksjonstrykk, strømningsmengde-forhold. Svartoljeinjeksjon kan ha en grensebetingelse for lagringstankens gassstrømningsmengde eller gassinjeksjonstrykk/strømningsmengde-forhold. Sammensetningsmessig injeksjon kan ha en grensebetingelse for massestrømningsmengde eller masseinjeksjonstrykk/strømningsmengde-forhold. Andre nett og tilsvarende grensebetingelser kan defineres.

25 **[0092]** Nettet kan ha ytterligere definerte typer av koplinger, slik som strømningsmengdebasis, hurtig PI, kordehelning og adlyde reservoargrenser. Strømningsmengdebasert kopling er den enkleste formen for kopling av et reservoar til et nett. Denne type kopling spesifiserer strømningsmengder i nettet og påfører trykkgrenser på reservoaret. Med denne type kopling overfører oljefeltsimulatoren strømningsbaserte grensebetingelser til nettet.

30 **[0093]** Fig. 7A er en graf 400a som illustrerer et tilfelle hvor en reservoarbrønn er koplet til en nettbrønn uten strømningsmengdebegrensning. I dette tilfelle bør reservoarbrønnen produsere opp til den trykkgrensen som leveres av den hydrauliske responsen til nettmodellen. Dette krever at nettbalanseringsprosessen itere-

res for å finne skjæringen mellom reservoarinnstrømnings-kurven og nettbrønnens ytelseskurve. For å oppnå denne balanseringen, kan følgende trinn utføres

1. Reservoarbrønnmodellen blir avspurt om dens trykk og strømnings (P_1 og Q_1), i dette gir oss punkt 1 på reservoar-innstrømningskurven.
- 5 2. Strømningsmengden, Q_1 , blir satt som grensebetingelse for nettet, som løses for å finne punkt 2 – det første punktet på brønnkurven.
3. Trykket P_2 blir satt som en grense i reservoarbrønnmodellen som blir løst for å gi punkt 3.
- 10 4. Den resulterende strømningsmengden, Q_4 , blir satt i nettet for å finne punkt 4.

[0094] Denne prosessen kan gjentas inntil reservoar- og nettrykket og strømningsverdiene er innenfor en gitt toleranse.

[0095] På fig. 7A har den strømningsmengde-baserte balanseringsprosessen tatt flere iterasjoner for å finne en løsning. Dette er fordi systemet er begrenset av nettmottrykk. Som et resultat må algoritmen søke inn på kurveskjæringen (dvs. konvergere både trykk og strømningsmengde).

[0096] Fig. 7B illustrerer et system hvor reservoarbrønnen som er koplet til en nettbrønn, er strømningsmengdebegrenset i reservoaret.

Reservoarinnstrømnings-kurven er begrenset til en spesifikk verdi, Q_{limit} . Systemet opererer ved denne grensen så lenge den trykkbegrensningen som er påført brønnen, ikke overskrider en maksimal terskel betegnet med P_{max} .

[0097] Den strømningsmengdebaserte koplingsalgoritmen håndterer denne situasjonen som følger:

- 25 1. Brønnmodellen blir utspurt med hensyn på sine driftsbetingelser og vil returnere Q_{limit} og P_{max} .
2. Q_{limit} blir satt som en begrensning i nettet. Nettløsningen sender tilbake et trykk P_n og strømningsmengde $Q_n = Q_{\text{limit}}$.
3. Når $P_n < P_{\text{max}}$ blir systemet ansett å ha konvertert.

[0098] Det konvergente systemet blir her oppnådd i en enkelt iterasjon. Dette er fordi det er gjort en antakelse om at den positive trykkdifferansen mellom reservoartrykket P_{max} og nett-trykket P_n kan tas opp av en nettstrupeventil.

[0099] Fig. 8 viser hvordan den hurtige PI-metoden finner en løsning. Den hurtige PI-metoden er en ikke-iterativ nettbalanseringsprosess. Denne kopligen har

lineære IPR-er som er spesifisert i nettet, og strømningsmengdegrensene blir påført reservoaret. Nettbalanseringen er en tretrinns prosess. Disse trinnene er:

1. Be reservoaret om den lineære IPR-brønnkurven ved det aktuelle arbeidspunktet.
- 5 2. Viderevende IPR som en grensebetingelse til nettsimulatoren og løse med hensyn på nett-trykk og strømning.
3. Sette strømningsmengden som er beregnet av nettsimulatoren, i reservoaret.

[0100] Fremgangsmåten beror på at nettet utfører strømningsmengdetildelingen. Eventuelle strømningsmengdegrenser bør derfor påføres ved nettnivå. Fordi balanseringsalgoritmen fastsetter strømningsmengder i reservoaret, blir eksisterende reservoarstrømningsmål og grenser overholdt. For å påføre strømningsmengde-begrensninger på systemet, blir strømningsmengde-begrensninger påført nettmodellen.

15 [0101] Ved begynnelsen av tidstrinnet blir den lineær IPR for brønnen etterspurt. Dette vil være tangenten til brønnkurven ved dens aktuelle arbeidstrykk og strømningsmengde. Denne IPR blir sendt til nettet, som løses med hensyn på punkt 2. Den tilsvarende strømningsmengden blir satt i reservoaret. Denne balanseringsmetoden er ikke-iterativ. Strømningsmengden fra nettet blir tatt som det oppdaterte arbeidspunktet. Det er ingen test med hensyn på konvergens. I 20 noen tilfeller kan materialet utbalanseres mens trykket ikke balanseres. Det kan være mulig å forbedre nøyaktigheten av denne fremgangsmåten ved å utføre hurtige PI-balanser ved flere Newton-iterasjoner, vanligvis hvis et enkelt reservoar er tilkople. Den hurtige PI-koplingen er ikke-iterativ, og robust. Den kan imidlertid 25 hindre reservoarbaseret brønnforvaltning og kan være unøyaktig siden bare strømningsmengde blir balansert.

[0102] Figurene 9A, 9B og 9C inneholder grafer som illustrerer kordehelningsmetoden. Kordehelningsmetoden fastsetter en kordehelning for strømningsmengder og PI tatt fra reservoarmodellen i nettet. Denne koplingen spesifiserer 30 enten strømningsmengder eller IPR-er i nettet og påfører trykkgrenser på reservoaret. Den tar sikte på å arbeide med enhver på forhånd eksisterende brønn og gruppestyringer i reservoarmodellene, så vel som å påføre nettmottrykk.

[0103] Algoritmen tilpasser seg reservoaret ved å ta hensyn til de siste to arbeidspunktene på reservoarets IPR. Dette betyr at ikke-lineær oppførsel i IPR-en (f.eks. påvirket av skinnfaktorer eller brønn/gruppe-begrensninger kan overføres til nettet. For å fremskaffe informasjon om hvordan IPR-en endres, blir minst to nett-balanseringsiterasjoner typisk utført.

[0104] Figurene 9A og 9B betrakter et koplet reservoar til nettsimulering med to distinkte sett med brønnforvaltningsstyringer. Fig. 9A skisserer et nettbegrenset system. En reservoarsimulering som inneholder 20 brønner, mates inn i en felles manifold (gruppe). Reservoarbrønnene er koplet til en nettmodell. Brønnene i reservoaret blir styrt på bunnhullstrykk (ingen brønn eller gruppestrømningsstyring). Nettet inneholder sluktrykk-spesifikasjonen og en gitt slukstrømningsgrense. I dette tilfelle blir brønnene styrt av det nettmottrykket som påføres reservoaret.

1. Spør etter de innledende driftsbetingelsene til reservoarbrønnene for å oppnå punkt 1 på IPR.
2. Send grensebetingelsene til nettet. Dette kan være:
 - a. Strømningsmengde (vist på figuren).
 - b. Lineær PI som det er spurt etter fra brønnmodellen.
3. Nettet blir løst for å fremskaffe punkt 2 på brønnkurven.
4. Nett-trykket blir satt inn i reservoaret.
5. Brønnmodellen blir løst og bedt om å returnere punkt 3.
6. En lineær PI blir konstruert ved å bruke de to siste arbeidspunktene på IPR.
7. PI blir sendt til nettet som løser for å gi punkt 4.
8. Trinnene 4 til 7 blir gjentatt inntil konvergens er oppnådd.

[0105] Ved etterfølgende tidstrinn er grensebetingelsen som sendes til nettet i det første tidstrinnet, den PI som er beregnet ved konvergensløsningen ved det foregående tidstrinnet.

[0106] Fig. 9B skisserer en graf for et reservoarbegrenset system. Brønnene blir regulert ved å bruke reservoargruppens styringsmålsgrænse. Underliggende brønner opererer opp til en tildelt mengde basert på sine produksjonspotensialer og gruppemålet. Nettmodellene blir begrenset basert på sluk- eller avløpstrykket. I dette tilfelle blir brønnene styrt ved hjelp av reservoarbrønn-styringene, idet det

antas at reservoaret har tilstrekkelig trykk til å understøtte strømmingen gjennom nettet.

1. Spør om de innledende driftsbetingelsene til reservoarbrønnene for å oppnå punkt 1 på IPR.
- 5 2. Send grensebetingelsene til nettet. Dette kan være:
 - a. Strømningsmengde.
 - b. Lineær PI fra brønnmodellen (vist på figuren).
3. Nettet blir løst for å oppnå punkt 2 på brønnkurven.
4. Nett-trykket blir satt inn i reservoaret.
- 10 5. Brønnmodellen blir løst og bedt om å returnere punkt 3. Legg merke til at dette er på den seksjon av IPR-en som har konstant strømningsmengde.
6. En lineær PI blir konstruert ved å bruke de to siste driftspunktene på IPR.
- 15 7. PI-en blir sendt til nettet som løses for å gi punkt 4.
8. Det resulterende nettrykket blir sendt til reservoaret til punkt 5.
9. Algoritmen detekterer at punktene 3 og 5 har samme strømningsmengde, noe som indikerer at brønnen opererer under en strømningsmengdestyring påført av reservoaret.
- 20 10. Nettet blir spesifisert med en konstant strømningsmengde-grensebetingelse og løst.
11. Det antas at reservoartrykket er større enn nett-trykket, så brønnen blir antatt å ha konverget.

25 **[0107]** Etter hvert som reservoarsimuleringen forløper over tid, vil utvinning resultere i trykkfall.

[0108] Fig. 9C skisserer en graf over en brønnhullsoperasjon med redusert reservoartrykk. Denne grafen viser en brønnkurve som skjærer en IPR-kurve som er betydelig flatere enn på de foregående figurene. Dette er ment å illustrere redusert reservoartrykk.

- 30 1. Be om innledende driftsbetingelser for reservoarbrønnene for å oppnå punkt 1 på IPR.
2. Sett mengdebaserte grensebetingelser og løs nettet. Dette resulterer i punkt 2.

3. Det resulterende nett-trykket blir satt i reservoaret, og brønnmodellen blir løst for å gi punkt 3.
4. Reservoaret kan ikke strømme ved det gitte trykket og blir avstengt i reservoaret.
5. Ved dette punkt kommer brønnopplivingslogikken som er innebygd i koplingsalgoritmen, i bruk.
 - a. Eventuelle brønner som er blitt "midlertidig" stengt som et resultat av en nettpåført trykkbegrensning, blir gjenopplivet i reservoaret.
 - b. Gjenopplivingsgrensen kan fastsettes av brukeren for å unngå for store iterasjoner.
 - c. Hvis gjenopplivingsgrensen blir overskredet, blir brønnen permanent stengt i reservoaret.
6. En lineær PI blir konstruert ved å bruke punktene 1 og 3. Dette blir sendt til nettet som en grensebetingelse.
7. Nettet løses og returnerer punkt 4.
8. Det resulterende nett-trykket blir satt i reservoaret og brønnmodellen blir løst for å gi punkt 5.
9. Hvis strømningsmengdene er forskjellige, vil algoritmen bruke de siste driftspunktene for å konstruere en PI, eller hvis de er de samme, en konstant strømningsmengde. I det begrensende tilfelle uten strømning, blir PI-kurven konstruert ved å bruke det aktuelle arbeidspunktet og det siste strømningsarbeidspunktet. I dette tilfelle blir den lineære PI-kurven konstruert ved å bruke punktene 5 og punkt 1.
10. PI blir sendt til nettet og løst med hensyn på punkt 6 hvor systemet når konvergens.

[0109] Det kan være nødvendig å utføre brønnopplivninger inntil en konvergent løsning blir oppnådd. Dette kan resultere i økte kjøretider og i noen tilfeller unødvendig stenging av brønner. Dette tilveiebringer typisk nøyaktige, iterative koplinger for å sikre trykk og strømningsmengdekonvergens, og overholder forskjellige simulatorbegrensninger samtidig. Denne prosessen er imidlertid iterativ og kan være langsommere. Brønner kan også stenges på grunn av utilstrekkelig reservoartrykk.

[0110] En annen koplingskonfigurasjon som kan brukes, er overholdelse av reservoargrensene. Denne koplingen spesifiserer strømningsmengder i nettet og påfører strømningsmengdegrensener i reservoaret. Brønnforvaltningen som er tilgjengelig i reservoarsimulatoren, er uttømmende. Målet med denne fremgangsmåten er å tillate et reservoar å bli koplet til et nett med minimal intervensjon som et resultat av nettbegrensninger. Dette kan gjøres for å sikre at reservoarbrønnforvaltningsstyringene blir overholdt mens problemer med avstengning av brønnene unngås, slik som de som kan inntreffe med kordehelningsmetoden.

[0111] Det koplede nettet kan bare trykkspesifiseres ved eksportnoden. Denne fremgangsmåten tillater ikke nettbaserte strømningsmengdebegrensninger.

Reservoargrensene som skal etterleves, virker som vist nedenfor:

1. Brønnmodellen blir bedt om sitt drifts- eller arbeidspunkt.
2. Konstant mengdegrensebetingelse blir sendt til nettet, og modellen blir løst.
3. Hvis eventuelle nettbrønntrykk er større enn det respektive reservoarbrønntrykket, må brønnen avskjæres.
 - a. En relaksasjonsparameter blir beregnet for brønnen basert på trykkdifferansen.
 - b. Reservoarbrønnen blir redusert ved å bruke relaksasjonsparameteren ($0 < r < 1$).
 - c. Hvis antall iterasjoner mellom reservoaret og nettet er større enn 1, blir de to siste punktene på reservoarinnstrømningsytelsen IPR-kurven og nettbrønnytelseskurven brukt til å generere lineære relasjoner. Skjæringspunktet mellom disse gir et bedre estimat for en strømningsmengdeløsning. Strømningsmengden blir brukt til å oppdatere relaksasjonsparameteren.
 - d. Hvis antall iterasjoner mellom nettet og reservoaret er større enn 2, blir de tre siste punktene på reservoar- og nettbrønnekurvene brukt til å danne kvadratiske relasjoner. Disse blir brukt på en lignende måte som beskrevet ovenfor.
 - e. Hvis en brønn er blitt redusert ved hjelp av koplingsmetoden og reservoartrykket har øket, eller hvis netteksporttrykket har avtatt, vil brønnstrømningsmengdene bli tillatt å øke for å finne en

skjæring mellom reservoar- og nettbrønncurvene. Dette er viktig hvis f.eks. et reservoar underkastes injeksjon eller en brønn blir kunstig løftet.

4. Brønn modellen blir løst med den nye strømningsmengden.
5. Trinnene 1-4, angitt like ovenfor, blir gjentatt inntil ingen brønn krenker den trykkgrensen som er påført av nettet.
6. Reservoalet fortsetter til neste trinn.

10 [0112] Hovedforskjellen mellom andre koplingsmetoder og denne metoden er hva som fastsettes i reservoalet.

[0113] Fig. 10 skisserer en fremgangsmåte for å produsere fluider fra et oljefelt, slik som det oljefeltet som er vist på fig. 1. Denne fremgangsmåten innebærer selektiv forbindelse mellom simulatorer over oljefeltet for å forutsi og/eller regulere oljefeltoperasjoner.

15 [0114] Data blir innsamlet fra oljefeltoperasjonen (trinn 1001). I noen tilfeller er disse dataene historiske data basert på lignende oljefeltoperasjoner, lignende geologiske formasjoner eller anvendbare scenarier. Brukerinnmatninger kan tilveiebringes basert på kjente parametere, slik som prøvetakning av formasjonsfluid. Data kan også samles inn fra sensorer anordnet omkring på
20 oljefeltet som vist på fig. 5. Data kan være lagret i et lager og aksessert etter behov for å utføre de foreliggende simuleringene.

[0115] Fremgangsmåten innebærer å velge simulatorer for oljefeltet (trinn 1002). En rekke forskjellige simulatorer kan velges for å definere oljefeltsimuleringen, slik som reservoarsimulatorer 340a, 340b, 340c, brønnhullssimulatorer 342a, 342b,
25 overflatenettsimulatorer 344, en prosess-simulator 346 og en økonomisimulator 348 på fig. 6.

[0116] DE valgte simulatorene blir anbrakt langs en strømningsbane (trinn 1004). Dette bringer oljefeltsimuleringen inn i et prosess-strømningsdiagramformat som vist på fig. 6. Forbindelsene blir fortrinnsvis opprettet for å gi en sekvens for
30 strømningen av produksjonen gjennom strømningsdiagrammet. Som vist på fig. 6 strømmer produksjonsfluidet fra reservoarsimulatoren, til brønnhullssimulatoren, til overflatenettsimulatoren, til prosess-simulatoren og til økonomisimulatoren.

- 5 [0117] Koplinger blir opprettet mellom de valgte simulatorene (trinn 1006). Disse koplingene blir spesifisert i henhold til den type kopling som er ønsket for det spesifikke strømningsdiagrammet. Som vist på fig. 6, er koplingene 352a, 352b, 354 og 356 generelle nodekoplinger. Koplingene 350, 350b, 350c er spesialkoplinger.
- [0118] De koblede simulatorene blir så formatert (trinn 1008). De koblede reservoar- og brønnhullssimulatorene er f.eks. definert som bunnhulls-, topphulls- eller gruppekoplinger. Fordi overflatenett-, prosess og økonomisimulatorene er generelle koplinger, er ingen slik definisjon nødvendig.
- 10 [0119] Behandlingsoppsettet for oljefeltsimulatoren blir så fastsatt (trinn 1009). Oppsetningsparameterne kan f.eks. innbefatte tidsramme, frekvens, visning, osv. og brukes til f.eks. å bestemme starttid, sluttid og rapporteringshyppighet under simuleringskjøringer.
- [0120] Oljefeltsimuleringen blir så utført (trinn 1010). Som vist i utformingen på fig. 15 6, vil reservoarsimuleringen først løses. Simuleringsmodellen og brønn/nettmodellen itereres inntil de kommer til en felles løsning for leveringsevnen til hver brønn innenfor en forutbestemt toleranse. Resultatene fra nettet blir så sendt prosess-simulatoren som så løser anleggsoperasjonene som er definert der. Økonomisimulatoren blir så forbundet med en eventuell modell som genererer en 20 produksjonsprognose.
- [0121] Resultater og/eller rapporter blir generert etter ønske (trinn 1012). Når oljefeltsimulatoren kjøres, kan statusmeldinger og/eller resultater av underliggende simulatorer vises. Mellomliggende og/eller sluttresultater kan selektivt genereres.
- [0122] Resultatene kan brukes til å justere endringer i oljefeltsimulatoren (trinn 25 1014). Hvis simulatorene ikke tilveiebringer resultater som ønsket, eller hvis andre data antyder et problem, kan simulatorene justeres. Koplingen eller begrensningene som er definert for simuleringen, kan f.eks. endres.
- [0123] Oljefeltoperasjonen kan også justeres (trinn 1016). Simulatoren kan tilveiebringe informasjon som indikerer problemer ved brønnstedene som krever 30 handling. Simulatorene kan også indikere at justeringer i oljefeltdriften kan gjøres for å forbedre effektiviteten eller korrigere problemer. Brønnforvaltningsstrategien kan justeres for å definere andre utviklingsscenarier som kan innbefattes i den integrerte simuleringskjøringer.

[0124] Trinnene for deler av eller hele prosessen kan gjentas etter ønske. Gjentatte trinn kan selektivt utføres inntil tilfredsstillende resultater er blitt oppnådd. Trinn kan f.eks. gjentas etter at justeringer er gjort. Dette kan gjøres for å oppdatere simulatoren og/eller for å bestemme innvirkningen av foretatte endringer.

5 [0125] Datainnmatingen, koplingen, utformingen og begrensningene som er definert i simuleringen gir fleksibilitet til simuleringsprosessen. Disse faktorer ved de forskjellige simulatorene blir valgt for å oppfylle kravene til oljefeltoperasjonen. Eventuell kombinasjon av simulatorene kan selektivt opprettes for å frembringe den totale oljefeltsimuleringen. Prosessen med å knytte sammen simulatorene, kan
10 omordnes og simuleringer gjentas ved å bruke forskjellige konfigurasjoner. Avhengig av type kopling og/eller arrangementet av simulatorene kan oljefeltsimuleringen velges for å tilveiebringe de ønskede resultater. Forskjellige kombinasjoner kan prøves og sammenlignes for å bestemme det beste utfallet. Justeringer av oljefeltsimuleringen kan gjøres basert på oljefeltet, simulatorene,
15 arrangementet og andre faktorer. Prosessen kan gjentas etter ønske.

[0126] Fra den foregående beskrivelsen vil man forstå at forskjellige modifikasjoner og endringer kan gjøres i de foretrukne og alternative utførelsesformene av foreliggende oppfinnelse uten å avvike fra dens virkelige ramme. Simulatorene, koplingene og arrangementet av systemet kan f.eks. velges for å oppnå den
20 ønskede simuleringen. Simuleringene kan gjentas i henhold til de forskjellige begrensningene, og resultatene kan sammenlignes og/eller analyseres.

[0127] Denne beskrivelsen er ment kun som en illustrasjon og skal ikke betraktes på en begrensende måte. Omfanget av foreliggende oppfinnelse skal bare bestemmes av språket i de vedføyde patentkravene. Uttrykket "omfattende" i
25 kravene er ment å bety "innbefattende minst" slik at den siterte opplistingen av elementer i et krav er en åpen gruppe. "En", "ett" og andre uttrykk i entall er ment å innbefatte også flertallsformen med mindre disse spesielt er utelukket.

P A T E N T K R A V

1. System for utføring av operasjoner i et oljefelt som har minst ett prosessanlegg (454) og minst ett brønnsted (402) operativt forbundet med dette, 5 der hver av det minst ene brønnstedet har et brønnhull som gjennomtrenger en undergrunnsformasjon for utvinning av fluid fra et undergrunnsreservoar deri, omfattende:
- sensorer (S) posisjonert omkring på oljefeltet for måling av parametere ved en oljefeltoperasjon for å generere oljefeltdata;
- 10 k a r a k t e r i s e r t v e d a t s y s t e m e t v i d e r e o m f a t t e r :
et antall brønnstedssimulatorer (340,342,344), der hver av antallet brønnstedssimulatorer modellerer i det minste en del av det minst ene brønnstedet på oljefeltet;
- minst én ikke-brønnstedssimulator (346,348), der hver av den minst ene 15 ikke-brønnstedssimulatoren modellerer minst en del av et ikke-brønnstedsområde på oljefeltet; og
- minst én kopling (340a,340b,350a,350b,350c,352a,352b,354,356) posisjonert blant antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren, hvor den minst ene kopligen selektivt forbinder antallet 20 brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren i henhold til en forutbestemt konfigurasjon for selektiv kommunikasjon mellom disse, hvorved en modell av oljefeltet blir generert ved bruk av oljefeltdataene, hvor den forutbestemte konfigurasjonen omfatter en strømningsmengdebasert koplingskonfigurasjon, en kordehelningskoplingskonfigurasjon eller en 25 overholdelse av reservoargrenser konfigurasjon, og hvor den minst ene kopligen er konfigurert for å påføre strømningsmengdegrenser i undergrunnsreservoaret ved å modifisere en styringsmodus av det minst ene brønnstedet ved bruk av modellen av oljefeltet; og
- midler for å justere operasjonen i samsvar med utgangen fra simulatorene. 30
2. System ifølge krav 1, videre omfattende en overflateenhet på oljefeltet, hvor overflateenheten implementerer planer generert for å velge optimale driftsforhold

som er definert ved hjelp av antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren.

- 5 3. System ifølge krav 1, hvor antallet brønnstedssimulatorer omfatter minst én valgt fra en gruppe bestående av en reservoarsimulator, en brønnhullssimulator og en overflatesimulator, og hvor den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren omfatter minst én valgt fra en gruppe bestående av en prosess-simulator og en økonomisimulator.
- 10 4. System ifølge krav 1, hvor den minst ene koplingen omfatter minst én valgt fra en gruppe bestående av en implisitt kopling, en eksplisitt kopling og en generell node/variabel-kopling.
- 15 5. System ifølge krav 1, hvor den minst ene koplingen omfatter minst én valgt fra en gruppe bestående av en tett kopling og en løs kopling.
- 20 6. System ifølge krav 1, hvor den minst ene koplingen omfatter minst én valgt fra en gruppe bestående av en bunnhullskopling, en topphullskopling og en gruppekopling.
- 25 7. System ifølge krav 1, hvor den minst ene koplingen er begrenset i henhold til minst én valgt fra en gruppe bestående av en nettbegrensning, en reservoar-begrensning og en kombinasjon av disse.
- 30 8. System ifølge krav 1, hvor den minst ene koplingen er innrettet for å overholde reservoargrenser ved å spesifisere strømningsmengder i et koplet nett, hvor det koplede nettet er trykkspesifisert ved en eksportnode.
9. System ifølge krav 1, hvor antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren blir justert basert på en modelleringsutgang for oljefeltet.

10. System ifølge krav 1, hvor den minst ene koplingen blir justert basert på en utgang fra modelleringen av oljefeltet.
11. System ifølge krav 1, hvor den forutbestemte konfigurasjonen blir justert basert på en utgang fra oljefeltmodelleringen.
12. System ifølge krav 7, hvor begrensningen for den minst ene koplingen blir justert basert på en utgang fra oljefeltmodelleringen.
13. Fremgangsmåte for å utføre operasjoner i et oljefelt som har minst ett prosessanlegg (454) og minst ett brønnsted (402) operativt forbundet med dette, der hver av det minste ene brønnstedet har et brønnhull som gjennomtrenger en undergrunnsformasjon for å utvinne fluid fra et undergrunnsreservoar deri, idet fremgangsmåten omfatter:
- å oppnå oljefeltdata fra sensorer (S) posisjonert omkring på oljefeltet for måling av parametere ved en oljefeltoperasjon;
 - karakterisert ved at fremgangsmåten videre omfatter:
 - å velge et antall brønnstedssimulatorer (340,342,344), der hver av antallet brønnstedssimulatorer modellerer i det minste en del av det minst ene brønnstedet på oljefeltet;
 - å velge minst én ikke-brønnstedssimulator (346,348), der hver av den minste ene ikke-brønnstedssimulatoren modellerer i det minste en del av et ikke-brønnstedsområde på oljefeltet;
 - selektivt å kople hver av antallet brønnstedssimulatorer og hver av den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren i henhold til en forutbestemt konfigurasjon, hvor den forutbestemte konfigurasjonen omfatter en strømningsmengdebasert koplingskonfigurasjon, en kordehelningskoplingskonfigurasjon eller en overholdelse av reservoargrenser konfigurasjon;
 - å modellere oljefeltet for å generere en modell ved bruk av oljefeltdataene ved selektivt å kommunisere blant antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren;

å påføre strømningsmengdegrensener i undergrunnsreservoaret ved å modifisere en styringsmodus av det minst ene brønnstedet ved bruk av modellen av oljefeltet; og

å justere operasjonen i samsvar med utgangen fra simulatorene.

5

14. Fremgangsmåte ifølge krav 13, videre omfattende å implementere planer generert for å velge optimale driftsforhold definert av antallet brønnsteds-simulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren, hvor planene blir implementert av en overflateenhet på oljefeltet.

10

15. Fremgangsmåte ifølge krav 13, hvor antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren er koplet sammen basert på minst én valgt fra en gruppe bestående av en implisitt kopling, en eksplisitt kopling og en generell node/variabel-kopling.

15

16. Fremgangsmåte ifølge krav 13, hvor antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren er koplet sammen basert på minst én kopling valgt fra en gruppe bestående av en tett kopling og en løs kopling.

20

17. Fremgangsmåte ifølge krav 13, hvor antallet brønnstedssimulatorer og den minst ene ikke-brønnstedssimulatoren er koplet basert på minst én kopling valgt fra en gruppe bestående av en bunnhullskopling, en topphullskopling og en gruppekopling.

25

18. Fremgangsmåte ifølge krav 13, hvor den selektive koplingen er begrenset i henhold til minst én begrensning valgt fra en gruppe bestående av en nettbegrensning, en reservoarbegrensning og kombinasjoner av disse.

30

19. Fremgangsmåte ifølge krav 13, hvor den selektive koplingen er begrenset for å overholde reservoargrensener ved å spesifisere strømningsmengder i et koplet nett, hvor det tilkoblede nettet er trykkspesifisert ved en eksportnode.

20. Fremgangsmåte ifølge krav 13, videre omfattende å justere antallet brønnstedssimulatorer og den minste ene ikke-brønnstedssimulatoren basert på en utgang fra oljefeltmodelleringen.
- 5 21. Fremgangsmåte ifølge krav 13, hvor den selektive koplingen blir justert basert på en utgang fra oljefeltmodelleringen.
22. Datamaskinlesbart medium omfattende instruksjoner som kan utføres av en datamaskin for å gjennomføre fremgangsmåte-trinn for operasjoner i oljefelt som angitt i et av kravene 13-21.
- 10

2/10

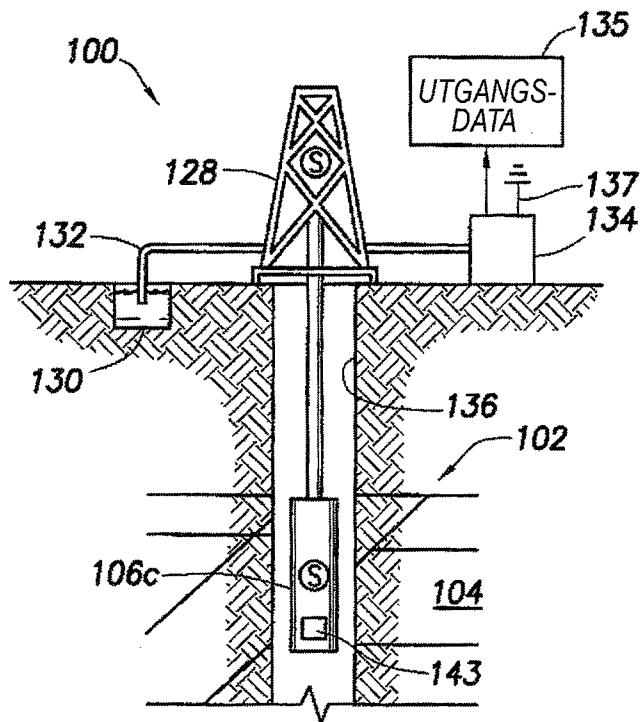


FIG. 1C

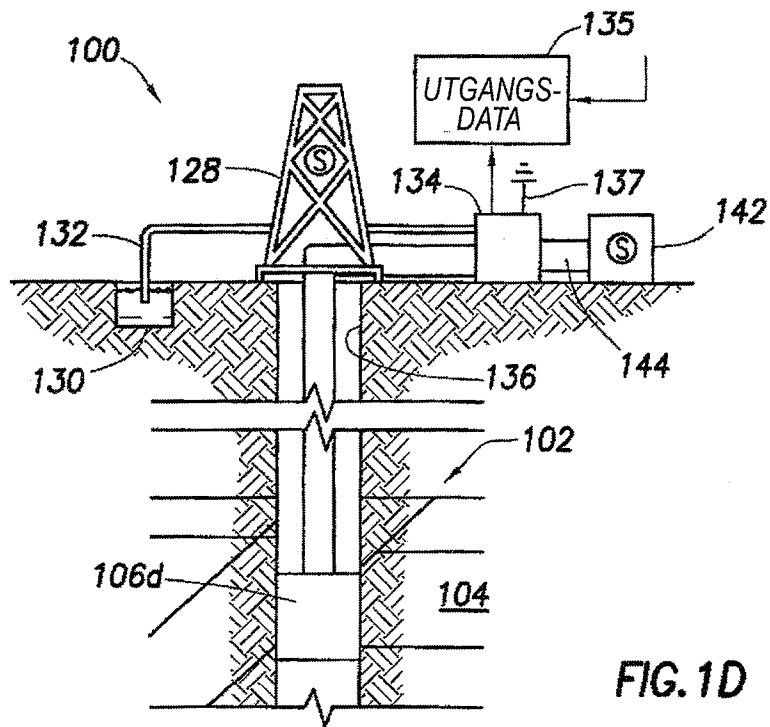


FIG. 1D

3/10

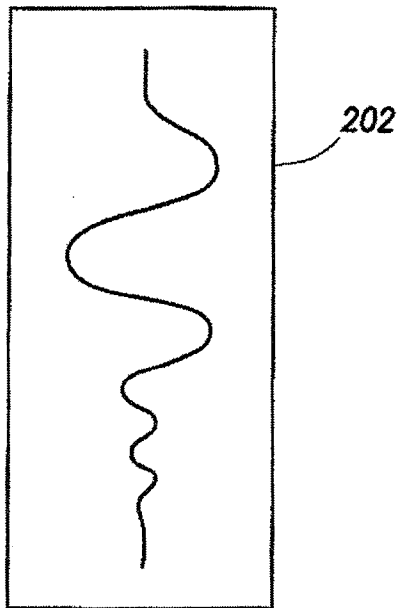


FIG. 2A

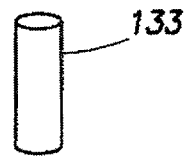


FIG. 2B

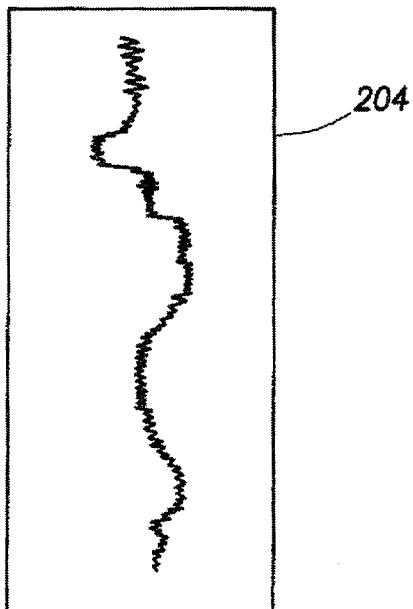


FIG. 2C

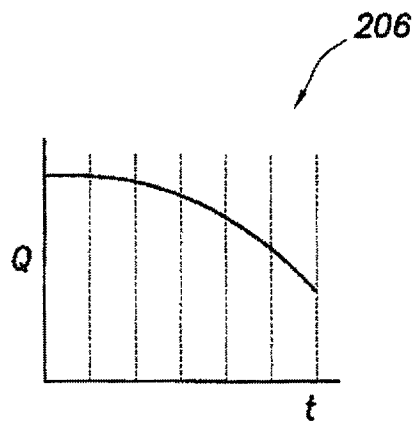


FIG. 2D

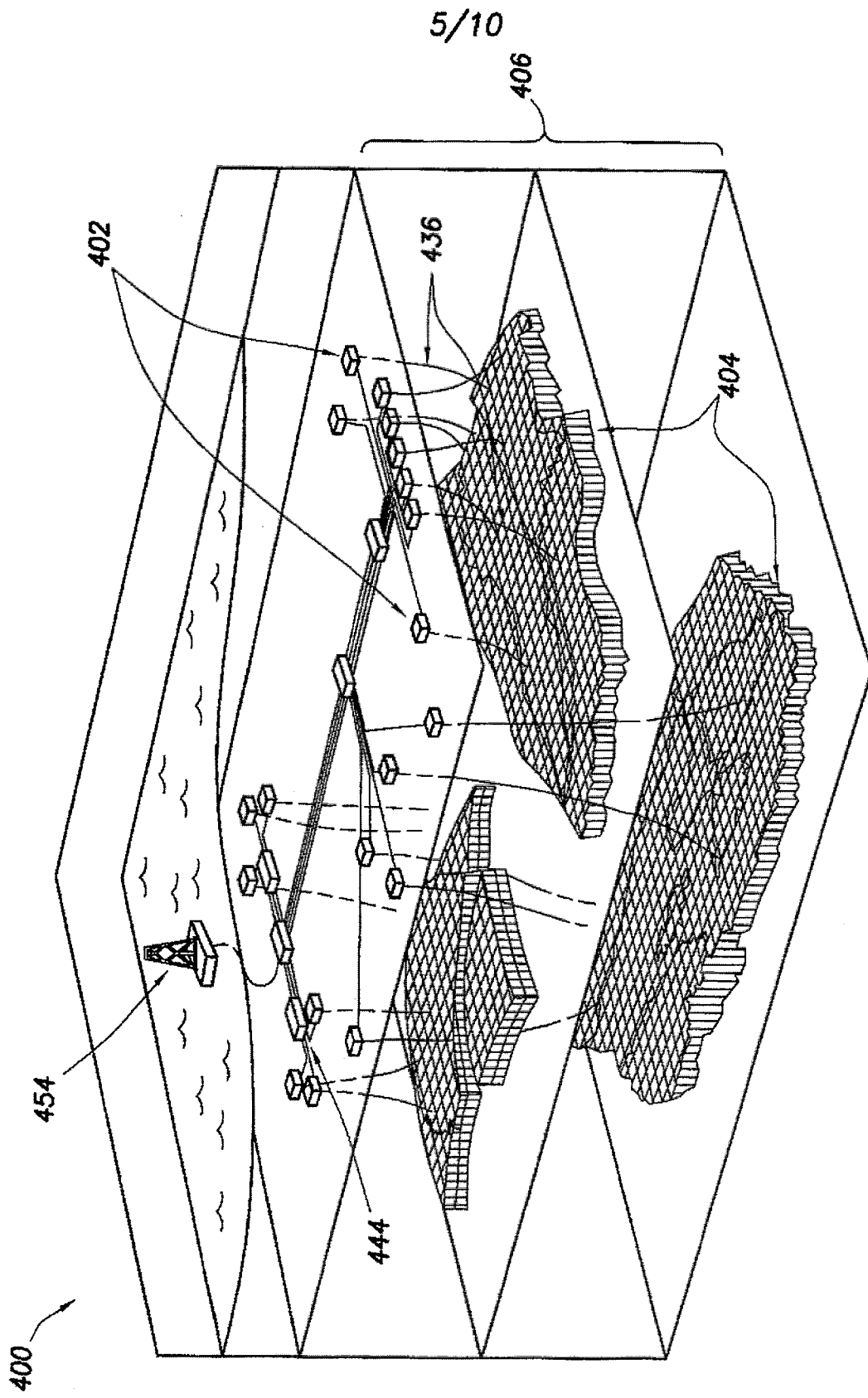


FIG. 4

7/10

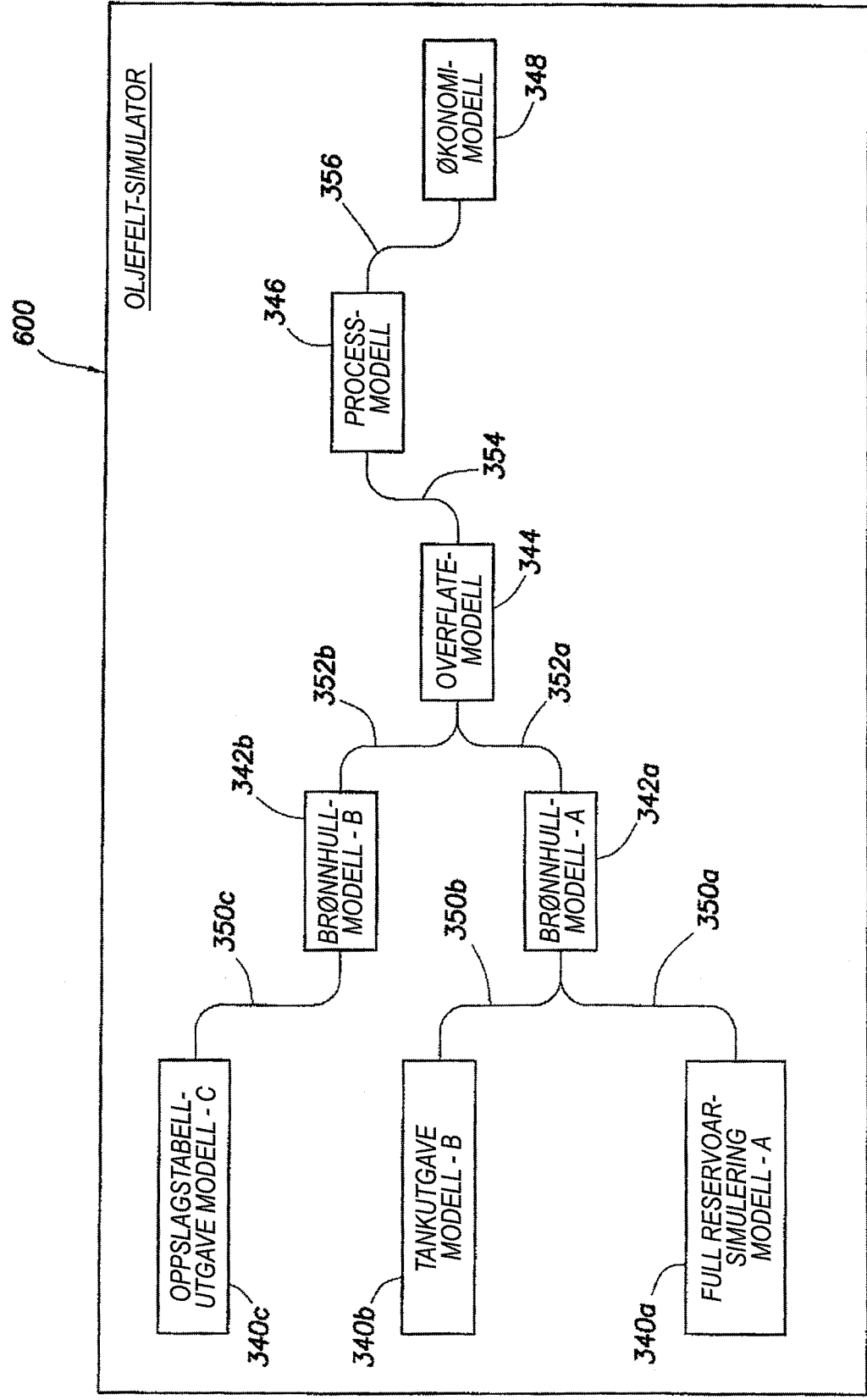


FIG. 6

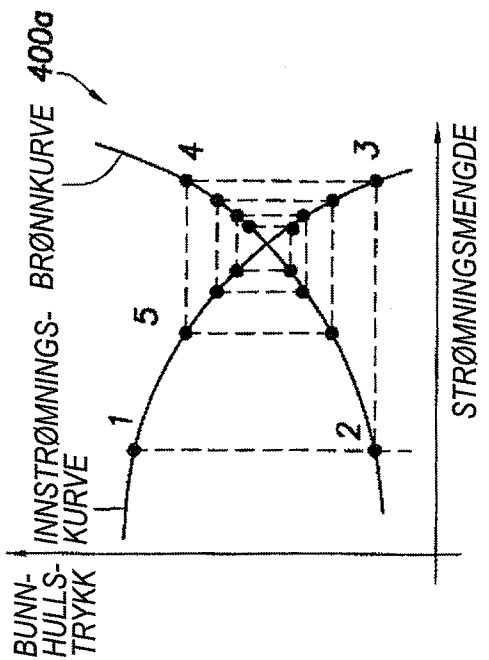


FIG. 7A

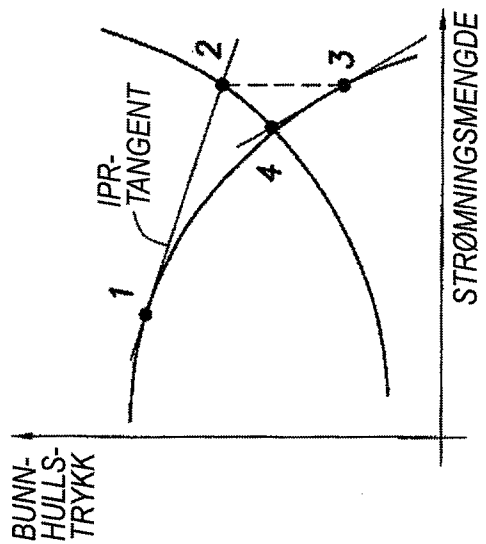


FIG. 8

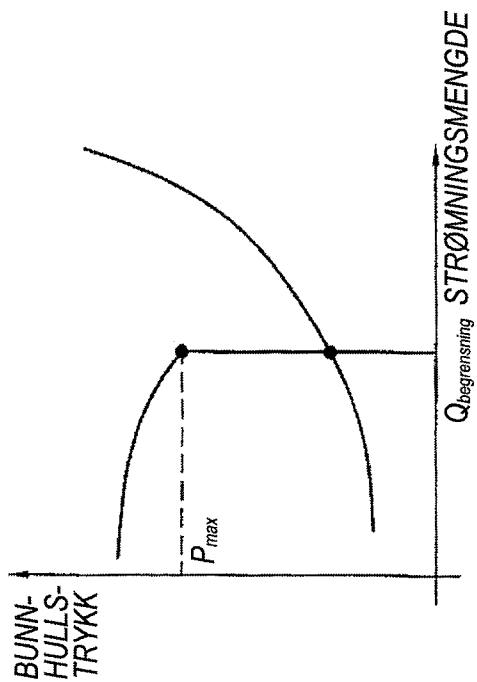


FIG. 7B

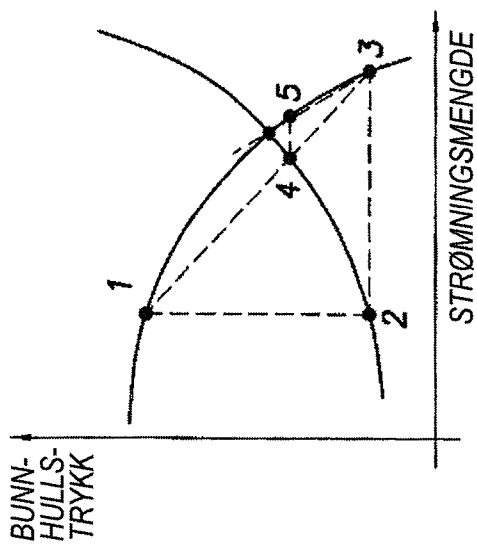


FIG. 9A

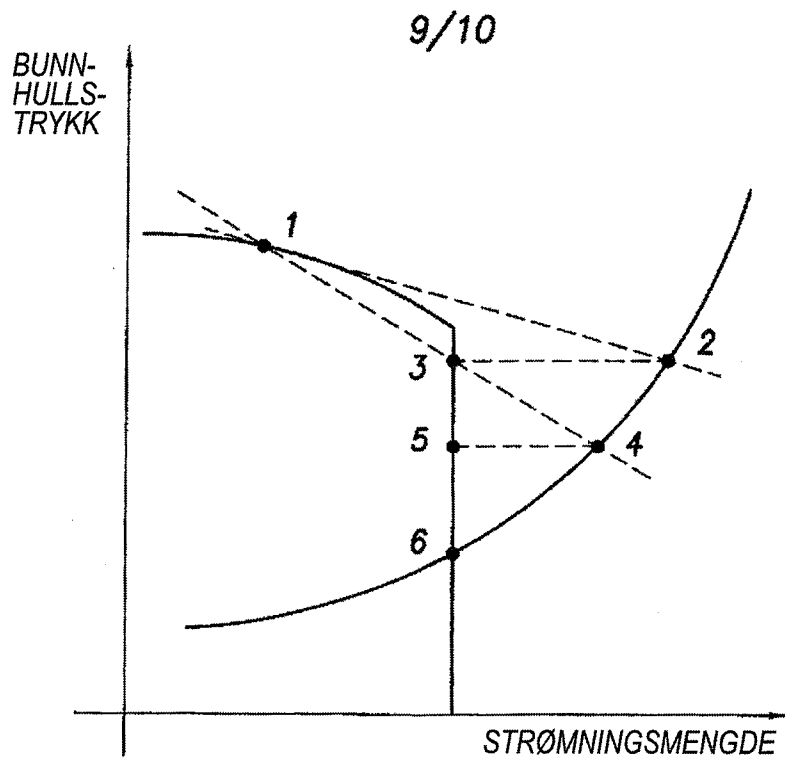


FIG.9B

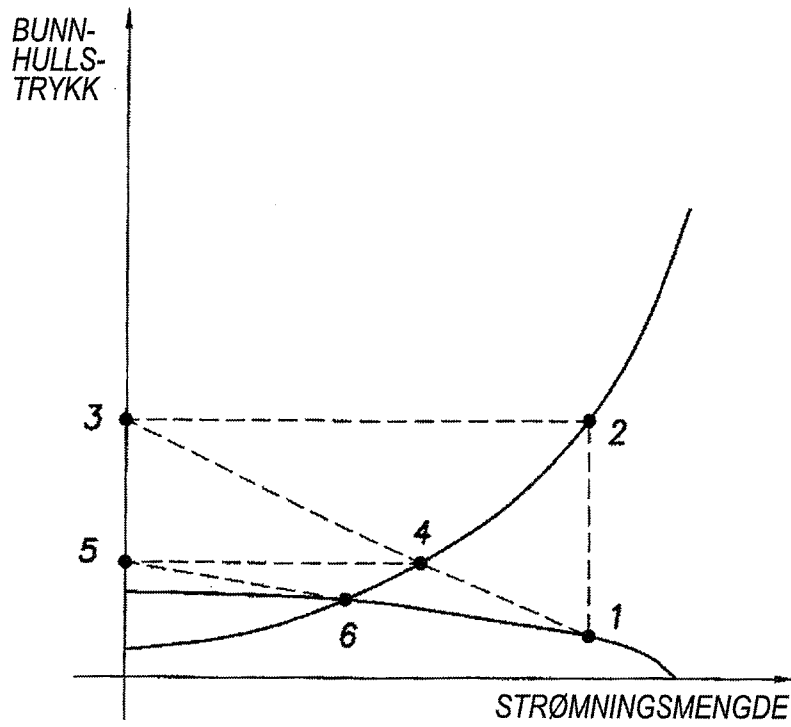


FIG.9C

FIG. 10

10/10

