



(12) PATENT

(19) NO

(11) 335578

(13) B1

NORGE

(51) Int Cl.

G01V 3/32 (2006.01)

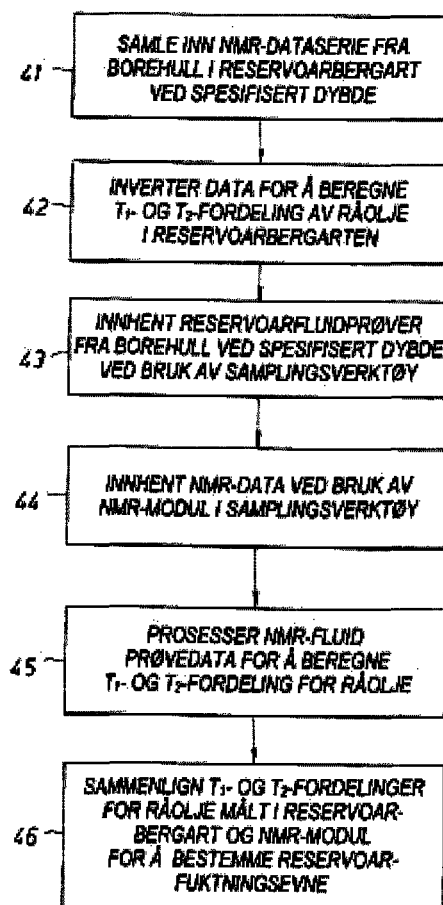
E21B 49/00 (2006.01)

### Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20032317	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	
(22)	Inng.dag	2003.05.22	(85)	Videreføringsdag	
(24)	Løpedag	2003.05.22	(30)	Prioritet	2002.05.23, US, 382786 2002.08.02, US, 064651
(41)	Alm.tilgj	2003.11.24			
(45)	Meddelt	2015.01.05			
(73)	Innehaver	Schlumberger Technology B.V., Parkstraat 83-89, NL-2514JG HAAG, Nederland			
(72)	Oppfinner	Robert Freedman, 5702 Grape Street, US-TX77096 HOUSTON, USA Martin D Hürlimann, 29 Maple Shade Road, Ridgefield, CT 06877, US-, USA			
(74)	Fullmektig	Bryn Aarflot AS, Postboks 449 Sentrum, 0104 OSLO, Norge			

(54)	Benevnelse	<b>Bestemmelse av fuktningsevne i et oljereservoar ved bruk av NMR-borehullsmålinger</b>
(56)	Anførte publikasjoner	US 6229308 B1
(57)	Sammendrag	

En fremgangsmåte for å bestemme fuktningsevne i et nedhulls reservoar innbefatter å innsamle et første sett med NMR-målinger av formasjonsfluider i grunnformasjoner ved en valgt aksial dybde; å invertere det første sett med NMR- målingene for å frembringe en første fordeling av en spinnrelaksasjonsparameter for en fluidkomponent i formasjonsfluidene; å innsamle et andre sett med NMR-målinger for en formasjonsfluidprøve som er fjernet ved hjelp av et formasjonsfluid-testverktøy ved den valgte aksiale dybde, idet formasjonsfluidprøven blir holdt ved hovedsakelig samme trykk og temperatur som for formasjonsfluidene i grunnformasjonene ved den valgte aksiale dybde; å invertere det annet sett med NMR-målinger for å frembringe en andre fordeling av spinnrelaksasjonsparameteren for fluidkomponenten i formasjonsfluidprøven; å bestemme reservoarfuktningsevnen ut fra en sammenligning mellom de første og andre fordeling av spinnrelaksasjonsparameteren.



## Bakgrunn for oppfinnelsen

### Teknisk område

Foreliggende oppfinnelse vedrører brønnlogging. Mer spesielt angår foreliggende oppfinnelse fremgangsmåter for å bestemme fuktningsevne i et oljereservoar ved bruk av kjernemagnetiske resonansdata.

### Teknisk bakgrunn

Fuktningsevne er et fluids tendens til å spre seg på og fortrinnsvis henge fast ved eller "væte" en faststoff-flate i nærvær av andre ublandelige fluider. Kjennskap til et oljereservoars fuktningsevne er viktige for reservoar- og produksjons-teknikere fordi et reservoars fuktningsevne påvirker reservoaregenskaper slik som restoljemetning, relativ permeabilitet og kapillartrykk. Se F. G. Craig i the Society of Professional Engineers (SPE) monograf om "*The Reservoir Engineering Aspects of \*Waterflooding\**", 1971. Informasjon om et reservoars fuktningsevne er derfor avgjørende for effektiv oljeutvinning. Denne informasjonen blir i økende grad viktig etter hvert som sekundære og tertiære utvinningsmetoder blir brukt til å utvinne gjenværende reserver på gamle produksjonsfelter. I et vannvættet reservoar kan f.eks. vanninjeksjon være en effektiv metode til å utvinne gjenværende reserver etter primær produksjon, mens injeksjon av et overflateaktivt stoff vil være mer effektivt ved gjenvinning av den gjenværende olje i et reservoar med blandet væting.

To ofte brukte fuktningsevne-indikatorer er kontaktvinkler i vann/olje/faststoff-systemer og Amott-fuktningsevneindeksen. I tillegg er også andre laboratorietester for fuktningsevne tilgjengelige, innbefattende absorpsjonsmålinger. Disse er imidlertid laboratoriemålinger og kan ikke utføres nede i borehull. En kjernemagnetisk resonans-løsning (NMR-løsning) kan derimot tilveiebringe en kvalitativ fuktningsevne-indikator og har fordelen ved å kunne evaluere fluidene og bergarten under reservoarforholdene.

NMR-målinger av fluidmettede bergarter er følsomme for fuktningsevnen til bergartsmatriksen fordi relaksasjonshastigheter for fluidmolekyler blir øket når de er i kontakt med bergartsoverflater. Dette er fordi bergartsoverflater ofte har paramagnetiske ioner eller magnetiske ioner som kan frembringe effektiv relaksasjon for fluidmolekylene. Reservoarfuktningsevne er ikke bare avhengig av den iboen-

de egenskapen til bergartsmatriksen, men også av overflatevekselvirkninger mellom bergartsmatriksen og fluidmolekylene, dvs. at den også er avhengig av de tiltrekkende Coulomb-kreftene som finnes mellom polare oljemolekyler og molekyler på overflatene til bergartsmatriksen.

5 Mange NMR-fuktningsevnestudier, utført i laboratorier, er blitt rapportert i litteraturen. Den første NMR-studie om fuktningsevne ble utført av Brown og Fatt, som utførte  $T_1$ -relaksasjonsmålinger på vannmettede, ukonsoliderte sandsatser konstruert med forskjellige andeler med vannvætede og oljevætede sandkorn. Se R. J. S. Brown og I. Fatt, "Measurement of Fractional Wettability of Oilfield Rocks  
10 by the Nuclear Magnetic Relaxation Method", Petroleum Transactions, AIME, 207, pp. 262-264, 1956. Mange studier om anvendelse av NMR i forbindelse med fuktningsevne er blitt publisert siden da. Se Q. Zhang, C. C. Huang og G. J. Hirasaki, "Interpretation of Wettability i Sandstones with NMR Analysis," Petrophysics, mai-juni, 2000, volum 41, nr. 3, pp. 223-233.

15 Tidligere NMR-studier av fuktningsevne i delvis mettede reservoarbergarter er for de meste blitt begrenset til bergarter mettet med saltvann og hydrokarboner med lav viskositet, slik som Soltrol, dekan og dodekan. Disse fluidene med lav viskositet er karakterisert som å ha smale  $T_1$ - og  $T_2$ -fordelinger og lange relaksasjonstider. Følgelig er det forholdsvis enkelt å skjelve hydrokarbonsignalet fra saltvannssignalet i relaksasjonstidsfordelingene til delvis mettede bergarter. Olje-  
20 relaksasjonstidene i bergartene kan så sammenlignes med de for hydrokarbonvolumet (dvs. utenfor bergarten) for å utlede om oljen væter overflaten. Den fuktningsevne som utledes fra eksperimenter ved bruk av raffinerte eller rene hydrokarboner, er imidlertid ikke en indikasjon på fuktningsevnen til de samme bergarter mettet med råolje, fordi råoljer kan inneholde asfalter og harpikser som er kjent å  
25 ha overflateaktive, polare molekyler som blir tiltrukket til motsatte ladningssteder på poreoverflatene.

De ovenfor beskrevne løsninger for å bestemme fuktningsevne for bergarter anvender laboratoriemålinger. Bestemmelse av reservoars fuktningsevne fra  
30 laboratoriemålinger er ikke sikre fordi det ikke er mulig å etterligne reservoar-tilstanden nøyaktig i laboratoriet. Selve de prosesser som er nødvendige for å oppnå laboratorieprøver kan i virkeligheten endre reservoar-fuktningsevnen. Se N. R. Morrow, "Wettability and Its Effect on Oil Recovery" i The Journal of Petroleum Technology, desember 1990, pp, 1476-1484. Derfor, er det ønskelig å ha frem-

gangsmåter som kan bestemme reservoarfuktningsevne under tilstander nede i et borehull.

### Oppsummering av oppfinnelsen

5 Den foreliggende oppfinnelse vedrører en fremgangsmåte for å bestemme fuktningsevne i et reservoar nede i et borehull, kjennetegnet ved :

å innsamle et første sett med kjernemagnetiske resonans-målinger av formasjonsfluider i grunnformasjoner ved en valgt aksial dybde langs et borehull;

10 å invertere det første sett med kjernemagnetiske resonans-målinger for å frembringe en første fordeling av en spinnrelaksasjonsparameter for en fluidkomponent i formasjonsfluidene;

å innsamle et andre sett med kjernemagnetiske resonans-målinger for en formasjonsfluid-prøve som er fjernet ved hjelp av et formasjonsfluid-testverktøy ved den valgte aksiale dybde, idet formasjonsfluid-prøven blir holdt ved hovedsakelig samme trykk og ved hovedsakelig samme temperatur som for formasjonsfluidene i grunnformasjonene ved den valgte aksiale dybde;

15 å invertere det andre sett med kjernemagnetiske resonans-målinger for å frembringe en annen fordeling av spinnrelaksasjonsparameteren for fluidkomponenten i formasjonsfluid-prøven;

20 å bestemme reservoarfuktningsevnen fra en sammenligning av den første fordeling av spinnrelaksasjonsparameteren og den annen fordeling av spinnrelaksasjonsparameteren.

Ytterligere utførelsesformer av fremgangsmåten i henhold til oppfinnelsen fremgår av de uselvstendige patentkrav 2-14.

25 Det beskrives fremgangsmåter for å bestemme reservoarfuktningsevne under tilstander nede i borehull. En fremgangsmåte for å bestemme reservoarfuktbarhet i borehull i henhold til oppfinnelsen, innbefatter å samle inn et første sett med NMR-målinger av formasjonsfluider i grunnformasjoner ved en valgt aksial dybde; å invertere det første sett av NMR-målingene for å tilveiebringe en første fordeling av en spinnrelaksasjonsparameter for en fluidkomponent i formasjonsfluidene; å samle inn et annet sett med NMR-målinger av en formasjonsfluidprøve fjernet ved hjelp av et testverktøy for formasjonsfluid ved den valgte aksiale dybde, hvor formasjonsfluidprøven blir holdt ved hovedsakelig samme trykk og temperatur

som i formasjonsfluidene i grunnformasjonen ved den valgte aksiale dybde; å invertere det annet sett med NMR-målinger for å frembringe en annen fordeling av spinnrelaksasjonsparameteren for fluidkomponenten i formasjonsfluidprøven; å bestemme reservoarfuktningsevnen fra en sammenligning av de første og andre  
5 fordelinger av spinnrelaksasjonsparameteren.

Andre aspekter ved oppfinnelsen vil fremgå tydelig av den følgende beskrivelse, tegningene og patentkravene.

### Kort beskrivelse av tegningene

10 Fig. 1 er et diagram over en kjernemagnetisk resonans-sonde i et borehull som gjennomskjærer grunnformasjoner.

Fig. 2 er et diagram som illustrerer komponenter i en kjernemagnetisk resonans-sonde.

15 Fig. 3 illustrerer et skjematisk diagram over en krets i en NMR-sonde for å frembringe RF-pulsene og for å motta og lagre spinnekkene.

Fig. 4 er et diagram som illustrerer en formasjonsfluid-testsonde som har en NMR-modul.

Fig. 5 viser tre diffusjonsredigerende pulssekvenser med forskjellige innbyrdes forsinkelsestider for de første to ekkoene.

20 Fig. 6 viser et flytskjema over en fremgangsmåte i henhold til en utførelsesform av oppfinnelsen.

Fig. 7 viser en MRF-utledet  $T_2$ -fordeling fra nedhulls NMR-målinger sammenlignet med en  $T_2$ -fordeling for et oljevolum målt i et laboratorium.

25 Fig. 8 viser MRF-tilpasningen til en rekke med 10 NMR-målinger fremskaffet med DE-pulssekvenser.

Fig. 9 viser  $T_2$ -fordelinger for råolje i fire reservoarbergartsprøver utledet med en fremgangsmåte i henhold til oppfinnelsen og sammenlignet med en  $T_2$ -fordeling for ren olje.

30 Fig. 10 viser  $T_2$ -fordelinger for saltvann i to reservoarbergartsprøver utledet med en fremgangsmåte i henhold til oppfinnelsen og sammenlignet med en  $T_2$ -fordeling for saltvann i en 100% vannmettet bergart.

### Detaljert beskrivelse

Utførelsesformer av oppfinnelsen vedrører fremgangsmåter for å bestemme fuktningsevnen til reservoarbergarter under forhold nede i borehull. Fremgangsmåter i henhold til oppfinnelsen innebærer to serier med NMR-målinger: én serie blir fremskaffet med formasjonsfluider i reservoarbergartene i grunnformasjoner, og den andre serien blir fremskaffet med formasjonsfluider fjernet fra reservoarbergarten, f.eks. ved å benytte et fluidtestingsverktøy. Det blir foretrukket at den fjernede fluidprøve blir opprettholdt ved de hovedsakelig samme forhold (f.eks. samme trykk og temperatur) som den var i grunnformasjonene. Den første serien med målinger kan utføres med en hvilken som helst NMR-loggesonde, enten en kabelsonde eller en sonde for måling-under-boring (MWD), mens den annen serie med målinger kan utføres med et hvilket som helst formasjonsfluid-testverktøy med en NMR-modul eller med et NMR-laboratorieinstrument som benytter en formasjonsfluid-prøve fjernet med et konvensjonelt formasjonsfluid-testverktøy. Eksempler på kabelsonder for NMR-logging innbefatter US-patent nr. 4,717,878 meddelt til Taicher m. fl., og US-patent nr. 5,055,787 meddelt til Kleinberg m. fl. Eksempler på NMR-sonder for bruk ved måling-under-boring innbefatter US-patent nr. 5,280,243 meddelt til Miller og US-patent nr. 5,757,186 utstedt til Taicher m.fl. For formasjonsfluid-prøvetakning er det kjent forskjellige formasjonsfluid-testverktøy på området. US-patent nr. 4,860,581 og 4,936,139, begge meddelt til Zimmermann m. fl., beskriver f.eks. verktøy nede i borehull som ekstraherer prøver for å bestemme formasjonsegenskaper slik som permeabilitet og trykkprofil. I den senere tid er NMR-instrumenter blitt inkorporert i formasjonsfluid-testverktøy for å analysere egenskaper ved hydrokarboner nede i borehull. US-patent nr. 6,111,409 utstedt til Edwards m. fl. og US-patent nr. 6,346,813 B1 utstedt til Kleinberg, beskriver f.eks. formasjonsfluid-testverktøy som innbefatter NMR-moduler for å analysere formasjonsfluider fjernet fra formasjonene.

Fig. 1 viser en kjernemagnetisk resonans-loggesonde (NMR-loggesonde) for å undersøke grunnformasjoner som gjennomskjæres av et borehull. NMR-loggeinnretningen er opphengt i borehullet i en armert kabel hvis lengde hovedsakelig bestemmer innretningens relative, aksiale dybde. Kabel-lengden blir regulert ved hjelp av egnede anordninger på overflaten, slik som en trommel- og heise-mekanisme (ikke vist). Overflateutstyr kan være av konven-

sjonell type og kan innbefatte et prosessorordelsystem som kommuniserer med utstyr nede i borehullet, innbefattende NMR-loggeinnretningen 30.

NMR-loggeinnretningen 30 kan være en hvilken som helst egnet kjerne- magnetisk resonans-loggeinnretning; den kan være en for bruk i anvendelser med kabellogging som vist på fig. 1, eller en som kan brukes i anvendelser ved måling-  
 5 under-boring (MWD). NMR-loggeinnretningen 30 innbefatter typisk en anordning for å frembringe et statisk magnetfelt i formasjonene, og en radiofrekvent (RF) antenneanordning for å frembringe magnetfeltpulser i formasjonene og for å motta spinnekkene fra formasjonene. Anordningen for å frembringe et statisk magnet-  
 10 felt kan omfatte en permanentmagnet eller en magnetgruppe, og RF-antenneanordningen for å frembringe magnetfeltpulser og motta spinnekk fra formasjonene, kan omfatte én eller flere RF-antenner.

En rekke forskjellige NMR-loggesonder som kan brukes i forbindelse med fremgangsmåten i henhold til foreliggende oppfinnelse, er kjent på området. Fig. 2  
 15 illustrerer skjematisk noen av komponentene i en type NMR-loggeinnretning 30. Fig. 2 viser en første sentralisert magnet eller magnetgruppe 36 og en RF-antenne 37 som kan være en passende orientert spole eller spoler. Fig. 2 illustrerer også en generell representasjon av de tett beliggende sylindriske tynne skall 38-1, 38-2 ... 38-N som kan frekvensvelges i en multifrekvent loggeoperasjon. En slik innret-  
 20 ning er beskrevet i US-patent nr. 4,710,713. På fig. 2 er en annen magnet eller magnetgruppe 39 vist. Magnetgruppen 39 kan også brukes til å forpolarisere grunnformasjonen foran undersøkelsesområdet etter hvert som loggeinnretningen 30 blir hevet i borehullet i retning av pilen Z. Eksempler på slike innretninger er beskrevet i US-patent nr. 5,055,788 og 3,597,681.

Fig. 3 illustrerer et skjema over en krets i en NMR-sonde for å frembringe RF-pulsene og for å motta og lagre spinnekkene. En fagkyndig på området vil forstå at en hvilken som helst annen egnet krets kan brukes uten å avvike fra opp-  
 25 finnelsens ramme.

På fig. 3 har en prosessor 210 nede i borehullet et tilordnet lager, en tidsstyring, grensesnittanordninger og periferianordninger (ikke vist separat) som kjent på  
 30 området. Prosessorordelsystemet 210 er koplet til telemetrikretsen 205 for å kommunisere med en prosessor på overflaten (ikke vist). Pulsformingskretsen innbefatter en variabel frekvens-oscillator 220 som, under styring av prosessoren 210, frembringer radiofrekvente (RF)-signaler ved de ønskede frekvenser. Utgangen fra

oscillatoren 220 er koplet til en fasedreier 222 og så til en modulator 230, som begge er under styring av prosessordelsystemet 210. Fasedreieren 222 og modulator 230 kan styres på en måte som er kjent på området, for å produsere de 5  
 Carr-Purcell-Meiboom-Gill-sekvenstypene (CPMG-sekvenstypene) eller eventuelle andre ønskede NMR-pulssekvenser. Utgangen fra modulator 230 er koplet via en kraftforsterker 235, til RF-antennen 240. En Q-vender 250 kan være anordnet for å dempe RF-antennesystemet for å redusere antenneringing. Antennen 240 er også koplet til en mottakerseksjon via en duplekser 265 hvis utgang er koplet til en 10  
 mottakerforsterker 270. Duplekseren 265 beskytter mottakerforsterkeren 270 fra de høyeffektspulsene som leveres til RF-antennen 240 under sende- og dempe-modiene. Under mottakingsmodusen virker duplekseren 265 som en forbindelse med lav impedans fra antennen 240 til mottakerforsterkeren 270. Utgangen fra mottakerforsterkeren 270 er koplet til en dobbeltfase-følsom detektor 275 som 15  
 også mottar, som referanse, et signal utledet fra oscillatorsignalet. Selv om logge-innretningen eller sonden 30 er vist som et enkelt legeme på fig. 1, kan den alternativt omfatte separate komponenter, og sonden kan kombineres med andre loggesonder. Selv om en kabel er illustrert, kan også andre former for fysisk understøttelse og kommunikasjonsforbindelse brukes, slik som de som benyttes i et sys- 20  
 tem for måling-under-boring.

Mange verktøy som er kjent på området, er i stand til å trekke ut prøver fra formasjonene for analyse. Disse verktøyene er generelt referert til her som "formasjonsfluid-testverktøy". For eksempel beskriver US-patent nr. 4,860,581 og 4,396,139, begge utstedt til Zimmerman m. fl., verktøy nede i borehullet som kan 25  
 ekstrahere prøver for å bestemme formasjonsegenskaper, slik som permeabilitet og trykkprofil. Disse patentene ble meddelt til den samme søker som foreliggende oppfinnelse og inkorporeres herved ved referanse. Disse verktøyene kan ha moduler som kan utføre forskjellige analyser. Eksempler på slike verktøy innbefatter modulære, formasjonsdynamikk-testere solgt under varenavnet MDT™ av 30  
 Schlumberger Technology Corporation (Houston, TX). Modulene i MDT™ kan innbefatte et NMR-instrument.

Moderne formasjonsfluid-testverktøy (f.eks. MDT™-verktøyet) er sammensatt av flere deler som muliggjør ekstrahering av fluider fra permeable grunnformasjoner. Fig. 4 viser et eksempel på et formasjonsfluid-testverktøy 10 som har

flere moduler med forskjellige funksjoner. Den elektriske kraftmodulen 11 og den hydrauliske kraftmodulen 12 energiserer verktøyet. Sondemodulen 13 blir utplassert for å danne en hydraulisk tetning med formasjonen. Tetningen gjør det mulig å trekke ut adhesjonsfluider som er uten forurensninger fra boreslammet. Sonden 5 10 har også en utpumpingsmodul 17 som senker trykket i strømningsledningen på en regulert måte for å trekke ut fluider fra formasjonen samtidig som trykket opprettholdes nær det opprinnelige formasjonstrykket. Prøver blir fortrinnsvis overvåket ved hjelp av en optisk fluidanalysator (OFA) 14 og/eller andre overvåkningsinnretninger (ikke vist) som kan overvåke egenskapene (trykk, surhetsgrad, resistivitet, osv.) til de uttrukne fluidene. Disse overvåkningsinnretningene blir brukt til 10 å indikere når de fluider som trekkes ut, er frie fra forurensninger fra boreslammet eller slamfiltratet og når fluidene kan beholdes for transport til overflatelaboratorier i multiprøvemodulen 16, eller kan analyseres ved hjelp av analysemodulene i formasjonsfluid-testverktøyet.

15 Den modulære utforming av slike verktøy gjør det mulig å inkorporere andre analyse- og overvåkningsinnretninger i disse verktøyene. NMR-modulen 15 kan f.eks. inkluderes i formasjonsfluid-testverktøyet 10. NMR-modulen som er lik et vanlig NMR-brønnloggingsinstrument, vil innbefatte minst én permanentmagnet (vist som N- og S-poler) for å indusere statiske magnetfelter i prøvekompartimentet, og 20 minst én antenne (ikke vist) for å generere radiofrekvente magnetfeltpulser og for å motta NMR-signalamplitudene. US-patent nr. 6,346,813 B1 utstedt til Kleinberg, beskriver ett slikt verktøy med en NMR-modul for NMR-målinger. Dette patentet er utstedt til samme søker som for foreliggende oppfinnelse, og blir herved inkorporert ved referanse.

25 NMR-målinger på fluidnettede bergarter er følsomme for fuktningsevnen til bergartene, fordi relaksasjonshastighetene til fluidmolekylene blir forsterket når fluidmolekylene kommer i kontakt med poreoverflater på bergarten som inneholder paramagnetiske ioner eller magnetiske urenheter. Overflaterelaksasjon av kjerne- magnetisering er vanligvis den dominerende relaksasjonsmekanisme for den vætende fase i en delvis mett bergart. Den ikke-vættende fase er vanligvis upåvirket 30 av overflaterelaksasjon fordi poreoverflaten er belagt med det vættende fluid og den ikke-vættende fase er forhindret fra å komme i kontakt med poreoverflaten.

Reservoarfuktningsevne kan således bestemmes ved å sammenligne NMR-relaksasjonstid (f.eks.  $T_1$ - eller  $T_2$ -fordelinger) i en råoljeprøve med relaksa-

sjonstid-fordelingene til den samme råolje i reservoarbergarten. For at en slik sammenligning skal være meningsfylt, bør begge målingene utføres ved hovedsakelig samme temperatur og trykk. Hvis midten eller toppen til relaksasjonstidfordelingen for oljen målt i bergarten, blir forskjøvet mot kortere relaksasjonstider sammenlignet med midten eller toppen av relaksasjonstid-fordelingen for oljevolumprøven, så er bergart/saltvann/olje-systemet blandet-vætet eller olje-vætet. Forskyvningen mot kortere relaksasjonstider er et resultat av forsterket overflate-relaksasjon av oljemolekyler som væter poreoverflatene. I den samme blandingsvætede eller oljevætede bergarten vil derimot relaksasjonstid-fordelingen til saltvanns- eller vann-fasen i bergarten bli forskjøvet mot lengre relaksasjonstider i forhold til en bergart som er 100% mettet med saltvann. Dette er fordi vannmolekyler i oljevætede porer er forhindret fra å komme i kontakt med poreoverflatene, og dermed oppviser de redusert eller ingen overflaterelaksasjon.

Mange mekanismer er ansvarlige for relaksasjon av spissmagnetiseringer, enten longitudinal eller transversal relaksasjon. Den følgende beskrivelse benytter transversal relaksasjon til å illustrere prinsippene bak oppfinnelsen. En fagkyndig på området vil forstå at lignende analyse gjelder longitudinal relaksasjon. Den totale relaksasjonshastighet ( $\frac{1}{T_2^*}$ ) for en transversal magnetisering målt i et spinnekkoeksperiment, er summen av relaksasjonshastigheter fra tre mekanismer, volumrelaksasjon, diffusjonsrelaksasjon og overflaterelaksasjon, dvs.  $\frac{1}{T_2^*} = \frac{1}{T_{2,\text{bulk}}} + \frac{1}{T_{2,\text{diff}}} + \frac{1}{T_{2,\text{surf}}}$ . Volumrelaksasjonshastighetene ( $\frac{1}{T_{2,\text{bulk}}}$ ) for væsker er avhengig av deres viskositeter. Diffusjonsrelaksasjonshastighetene ( $\frac{1}{T_{2,\text{diff}}}$ ) er avhengig av diffusjonskonstantene til fluidmolekylene og den magnetiske feltgradienten. Overflaterelaksasjonshastighetene ( $\frac{1}{T_{2,\text{surf}}}$ ) er en funksjon av overflaterelaksivitet og forholdet mellom overflaten og det effektive volumet av fluidet. Volum- og diffusjonsrelaksasjoner påvirker både de vætende og ikke-vætende faser, mens overflaterelaksasjon bare påvirker den vætende fase. Overflaterelaksasjon kan således brukes til å skjelne en vætende fase fra en ikke-vætende fase.

Overflaterelaksasjonshastigheten ( $\frac{1}{T_{2,\text{surf}}}$ ) til den vætende fase i en enkelt pore kan skrives på følgende form:

$$\frac{1}{T_{2,\text{surf}}} = \frac{\rho_2 S}{V_{\text{eff}}} \quad (1)$$

5

hvor  $S$  er overflatearealet til poren som er i kontakt med det fluid som er av interesse, og  $\rho_2$  er overflaterelaksiviteten, en parameter som tar hensyn til overflatens effektivitet når det gjelder å fremme spinnrelaksasjon, og  $V_{\text{eff}}$  er det volum som opptas av den vætende fluidfase.  $V_{\text{eff}}$  kan være betraktelig mindre enn porevolumet, spesielt ved lave vætende fasemetninger. I delvis mettede bergarter er derfor overflaterelaksasjonen ikke avhengig av bare én porestørrelse og overflaterelaksivitet, men også av fluidmetning. I et blandingsvættet reservoar ved lav eller restolje-metning blir f.eks. overflaterelaksasjonen til oljen forsterket på grunn av den reduserte verdi av  $V_{\text{eff}}$ , sammenlignet med overflaterelaksasjonen ved høyere oljemetninger.

15

Beskrivelsen ovenfor illustrerer at en fluidkomponent som er en vætende fase, vil bli utsatt for overflaterelaksasjon. En fluidkomponent som er en vætende fase, vil følgelig ha en kortere  $T_2$ -verdi sammenlignet med det samme fluid i fravær av overflaterelaksasjon. Dette fenomenet antyder at en sammenligning av  $T_2$ - eller  $T_1$ -fordelinger mellom de samme fluider i reservoarbergartene og utenfor reservoarbergartene, skal gi informasjon om en spesiell fluidkomponent er den vætende fase. For å gjøre dette er det nødvendig at  $T_1$ - eller  $T_2$ -fordelingene kan separeres i individuelle fluidkomponenter. En magnetisk resonans-fluidkarakteriseringsmetode (MRF-metode) som nylig er beskrevet i US-patent nr. 6,229,308 B1 utstedt til Freedman ("Freedman-patentet") kan tilveiebringe  $T_1$ - eller  $T_2$ -fordelinger for individuelle komponenter i en blanding av fluider fra en serie med NMR-målinger. Freedman-patentet er utstedt til samme søker som foreliggende søknad og inkorporeres herved ved referanse. Fremgangsmåten som er beskrevet i Freedman-patentet vil bli referert til som den "magnetiske resonans-fluidkarakteriseringsmetode" eller "MRF-metoden".

30

MRF-metoden er en diffusjonsbasert NMR-fluidkarakteriseringsmetode. Metoden benytter det faktum at dempningen av den transversale magnetisering målt i et spinnekkoforsøk delvis skyldes molekylær diffusjon av fluidmolekylene. Diffusjon av molekyler i et inhomogent, statisk magnetfelt forårsaker at Larmorpresesjonsfrekvensene til spinnene blir tidsavhengige. Dette fører til uperfekt refokusering av spinnekkosignalene for 180°-pulsene, og derfor til en irreversibel, diffusjonsindusert svekning av ekkoene. Diffusjonssvekningshastigheten til den transversale magnetisering som skyldes fritt diffunderende molekyler som inneholder hydrogenkjerner, er gitt ved,

$$\frac{1}{T_{2,\text{diff}}} = \frac{\gamma^2 g^2 t_e^2 D}{12}, \quad (2)$$

hvor  $\gamma = 2\pi \cdot 4258 \text{ Hz/Gauss}$  er gyromagnetisk protonforhold,  $g$  er den magnetiske feltgradient,  $t_e$  er innbyrdes ekkoavstand og  $D$  er den molekylære diffusjonskoeffisienten.

MRF-fluidkarakteriseringsmetoden utfører samtidige inverteringer av serier med diffusjonskodete spinnekkodata. Forovermodellen som benyttes til inverteringene, er en multifluid relaksasjonsmodell som generelt innbefatter bidrag fra alle fluidkomponenter (f.eks. saltvann, olje og slamfiltrat) som kan være tilstede i porerommene i bergartene. Invertering ved å benytte MRF-metoden kan gi diffusjonsfrie  $T_2$ -fordelinger for individuelle komponenter.

MRF-metoden er i stand til å frembringe  $T_1$ - eller  $T_2$ -fordelinger for hver komponent i en blanding av fluider fordi den multifluid relaksasjonsmodell inkorporerer en bestanddelsviskositet-modell (CVM) som på et molekylært nivå er relatert til diffusjonskoeffisient-fordelinger ( $D$ ) i forhold til relaksasjonstid-fordelinger ( $T_1$  og  $T_2$ ) i gassholdige og ikke-gassholdige råoljer. Se R. Freedman m. fl., "A New NMR Method of Fluid Characterization in Reservoir Rocks: Experimental confirmation and Stimulation Results", SPEJ, (desember 2001), pp. 452-464; og R. Freedman m. fl., "Field Application of a New Magnetic Resonance fluid Characterization Method," artikkel SPE 71713 presentert på den 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30. sept. -3. okt. Korrelasjonen mellom fordelingen av relaksasjonstider og molekylære diffusjonskoeffisienter blir brukt til å

begrense inverteringen. CVM ble validert i eksperimenter på hydrokarbonblandinger som innbefattet gassholdige- og ikke-gassholdige råoljer. Den begrensede invertering fører til mer robuste og nøyaktige beregninger av  $T_2$ -fordelinger for både saltvann og råolje i delvis mettede bergarter enn hva som ellers ville være mulig.

For å bruke MRF-metoden bør NMR-dataene innbefatte diffusjonsinformasjon. Diffusjonsinformasjon kan oppnås ved å benytte serier med CPMG-målinger med forskjellige innbyrdes ekkoavstander. For en detaljert beskrivelse av hvordan de konvensjonelle CPMG-sekvenser skal benyttes til å kode diffusjonsinformasjon for MRF-analyse, vises det til Freedman-patentet.

Alternativt kan diffusjonsinformasjon i NMR-data fremskaffes ved hjelp av ny type "diffusjonsredigerende" ("DE") spinnekkosekvens skreddersydd for typebestemmelse av fluider. Se M. D. Hürlimann m. fl., "Diffusion-Editing: New NMR Measurement of Saturation and Pore Geometry", artikkel presentert på det 2002 Annual Meeting of the Society of Professional Well Log Analysts, Osio, Japan, 2.-5. juni; se også US-patentsøknad nr. 09/723,803 inngitt 28. november 2000 av Hürlimann, med tittel "Simpler and More Robust Hydrocarbon Typing with Pulsed NMR." Denne søknaden tilhører den samme søker som den foreliggende oppfinnelse, og inkorporeres herved ved referanse. DE-sekvenser (se fig. 5) er lik CPMG-sekvensene bortsett fra at de to innledende ekko blir innhentet med lengre ekkoavstander, og de tredje og etterfølgende ekko blir innsamlet med kortere ekkoavstander. Diffusjonsinformasjon blir kodet under innsamlingen av de første to ekkoene, mens de tredje og etterfølgende ekko gir volum- og overflate-relaksasjonstidsinformasjon ved lange innsamlingstider med liten, om noen, demping av signalet ved diffusjon. Denne pulssekvensen blir her referert til som "DE-pulssekvensen" eller den "diffusjonsredigerende pulssekvens". Ved å bruke en konvensjonell CPMG-sekvens til å kode diffusjonsinformasjonen, kreves en lang innbyrdes ekkoavstand, noe som resulterer i dårlig volum- og overflate-relaksasjonstidsinformasjon fordi diffusjonssvekning demper signalet etter forholdsvis få ekko. En serie med data innsamlet med DE-sekvenser tilveiebringer følgelig diffusjonsinformasjon og bedre signal/støy-forhold i spinnekkodataene sammenlignet med en analog serie innsamlet med CPMG-sekvenser. DE-sekvenser kan tilveiebringe mer nøyaktige og robuste beregninger av  $T_2$ -fordelinger for saltvann og olje i delvis mettede bergarter enn CPMG-sekvenser. Selv om DE-sekvensene blir foretrukket,

er det imidlertid innenfor rammen av foreliggende oppfinnelse at andre sekvenser, innbefattende CPMG-sekvensene, kan brukes. Ved nøyaktig å måle  $T_2$ -fordelingene for råolje i en bergart og sammenligne denne  $T_2$ -fordelingen med den som er målt på fluidvolumet, kan man utlede bergartens fuktningsevne.

5 Fig. 5 viser en serie med tre fluidtypebestemmende DE-pulssekvenser som hver har forskjellige innledende, innbyrdes ekkoavstander (TEL) for de første to ekkoene. Det tredje og de etterfølgende spinnekkos blir innsamlet med den korteste, innbyrdes ekkoavstand (TES). Selv om DE-pulssekvensene er illustrert med bare to innledende lange, innbyrdes ekkoavstander, vil en fagkyndig på området  
10 forstå at andre antall (f.eks. 1, 3, 4, osv.) med lange innbyrdes ekkoavstander kan brukes uten å avvike fra oppfinnelsens ramme.

Når NMR-data med diffusjonsinformasjon er fremskaffet, kan de inverteres ved hjelp av MRF-metoden for å tilveiebringe  $T_2$ -fordelingene for individuelle komponenter i fluidene. Anvendelsen av MRF-metoden på serier med NMR-data fremskaffet med konvensjonelle CPMG-pulssekvenser er blitt beskrevet detaljert i  
15 Freedman-patentet. Den følgende beskrivelse vil illustrere anvendelsen av den multifluide MRF-relaksasjonsmodell ved bruk av NMR-data fremskaffet med DE-pulssekvenser.

Som en illustrasjon benytter den følgende beskrivelse en modell med to  
20 fluider, saltvann og råolje. En fagkyndig på området vil forstå at andre fluidkomponenter (f.eks. slamfiltrat) kan tilføyes når det er nødvendig. Svekningen av den transversale magnetisering,  $M(t)$ , målt ved hjelp av en DE-sekvens for en modell med to fluider, kan skrives på den generelle form:

$$M(t, t_{e,l}) \approx \sum_{f=0,w} \iiint dD dT_1 dT_2 \{ P_f(D, T_1, T_2) \exp(-\frac{t}{T_2}) I(t, t_{e,l}, D) f(W, T_1) \} \quad (3)$$

25 Summen er over de to fluidene, vann og olje.  $P_f(D, T_1, T_2)$  er en tredimensjonal (3D) diffusjons/relaksasjons-tidsfordelingsfunksjon for hvert fluid. Funksjonen  $f(W, T_1)$  korrigerer for utilstrekkelig gjenvinningstid ( $W$ ) mellom DE-sekvensene, f.eks.

30

$$f(W, T_1) = 1 - \exp\left(-\frac{W}{T_1}\right) \quad (4)$$

Den eksponensielle  $T_2$ -svekningsfaktor i integralet innbefatter overflaterelaksasjon for den vætende fasefluid- og volum-relaksasjon for begge fluidene. Diffusjonskjernen,  $I(t, t_{e,l}, D)$ , for det tredje og etterfølgende ekko i DE-sekvensen ble diskutert av Hürlimann m. fl. i "*Diffusion-Editing. New NMR Measurement of Saturation and Pore Geometry*", presentert på det 2002 Annual Meeting of the Society of Professional Well Log Analysts, Osio, Japan, 2.-5. juni, og er gitt ved

$$I(t, t_{e,l}, D) = \left\{ a_d \exp\left(-\frac{\gamma^2 g^2 D t_{e,l}^3}{6}\right) + a_s \exp\left(-\frac{\gamma^2 g^2 D t_{e,l}^3}{3}\right) \right\} \times \exp\left(-\frac{\gamma^2 g^2 D t_{e,s}^2 t}{12}\right) \quad (5)$$

for  $t > 2t_{e,l}$ , hvor  $t_{e,l}$  er den lange ekkoavstanden for de to innledende ekko (se fig. 5) og  $t_{e,s}$  er den korte ekkoavstanden for det tredje og de etterfølgende ekko i en DE-sekvens. Den faktor som inneholder  $t_{e,s}$  i ligning 5, tar hensyn til eventuell diffusjonssvekning i et inhomogent magnetfelt som inntreffer under innsamlingen av det tredje og de etterfølgende ekko. Diffusjonssvekning i et inhomogent magnetfelt er biekspensial, hvor de to bidrag kommer fra direkte og stimulerte ekko. Se Hürlimann, "*Diffusion and Relaxation Effects in General Stray Field NMR Experiments*", J. Magn. Reson. (2001), 148, 367-378. De direkte og stimulerte ekko-koeffisienter,  $\alpha_d$  og  $\alpha_s$ , er avhengig av mottakerbåndbredden til NMR-instrumentet eller loggesonden. De kan bestemmes ved å tilpasse diffusjonskjernen i ligning 5 til en serie med DE-data innsamlet for en vannprøve. Diffusjonskjernen for de to innledende ekko (f.eks. for  $t \leq 2t_{e,l}$ ) kan representeres, med god tilnærming, ved hjelp av en eneste eksponensiell svekningsfaktor,

$$I(t, t_{e,l}, D) = \exp\left(-\frac{\gamma^2 g^2 D t_{e,l}^2 t}{12}\right) \quad (6)$$

Som med CPMG-sekvensene, blir de første par ekko i en DE-sekvens påvirket av virkninger utenfor resonans. Disse virkningene kan korrigeres ved å multiplisere de første par ekkoene med spinndynamiske korreksjonsfaktorer.

Den tredimensjonale diffusjon/relaksasjon-tidsfordelingsfunksjon i ligning 3,  $P_f(D, T_1, T_2)$ , kan ekstraheres fra invertering av DE-dataseriene. Alternativt kan MRF-metoden benyttes til å ekstrahere denne funksjonen. MRF-metoden trekker fordel av korrelasjonen mellom relaksasjonstider og diffusjonskoeffisienter for fluider, f.eks. vann eller råolje. Dette forenkler den generelle forovermodell for DE-sekvensene i ligning 3 fordi det reduserer det tredimensjonale integral for hvert fluid til et enkelt en-dimensjonalt (1D) integral over  $T_2$ . Den tredimensjonale diffusjons/relaksasjons-tidsfordelingsfunksjon for råoljer kan f.eks. skrives på formen

$$P_o(D, T_1, T_2) = P_o(T_2)\delta(D-\lambda T_2)\delta(T_1-\xi_o T_2), \quad (7)$$

hvor  $P_o(T_2)$  er den diffusjonsfrie  $T_2$ -fordeling av oljen. De endimensjonale fordelinger for  $D$  og  $T_1$  er Dirac ( $\delta$ )-deltafunksjoner (Dirac- $\delta$ -funksjoner). Parameteren  $\lambda$  i ligning 7 er relatert til diffusjons- og relaksasjons-tidsfordelingene i samsvar med CVM. For mange gassfrie råoljer er det fastslått at en gjennomsnittlig verdi for  $\lambda = 1,25 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}^2$  er passende. For gassholdige råoljer blir  $\lambda$  multiplisert med en empirisk bestemt funksjon av gass/olje-forholdet for oppløsningen, dvs.  $f(\text{GOR})$ . Gjennomsnittsverdien av  $\lambda$ , som er gitt ovenfor, blir bestemt fra forholdet mellom to empirisk utledede korrelasjonsparametere som er relatert til loggeanordningen for diffusjons- og relaksasjonstid-fordelingene i råoljer i forhold til viskositet. På grunn av den tilnærmede beskaffenheten av empiriske korrelasjoner, har  $\lambda$  for forskjellige råoljer vist seg å variere innenfor en faktor lik 2. Hvis en feilaktig verdi av  $\lambda$  blir brukt, vil relaksasjonsmodellen ikke passe til dataene. En dårlig tilpasning viser seg ved at den normaliserte tilpasningsgodhetsparameter,  $\chi^2$  er meget større enn 1. En korrekt verdi for  $\lambda$  for et spesielt fluid kan derfor finnes ved å søke etter den verdi som gir den minste  $\chi^2$ . For råolje fra Nordsjøen ble det funnet at parameteren  $\lambda = 0,51 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}^2$ .

Parameteren  $\xi_o$  i ligning 7 er  $T_1/T_2$ -forholdet for råoljen. Det er blitt fastslått at for Larmor-frekvenser på noen få MHz eller mindre at  $\xi_o \approx 1$  for mange råoljer med lave til middels viskositeter.  $T_1/T_2$ -forholdene for råoljer kan være større enn

1 for oljer med høy viskositet og ved høyere Larmor-frekvenser på grunn av nedbrytningen av tilstanden med hurtig bevegelse.

Den tredimensjonale fordelingsfunksjon for saltvannsfasen kan skrives på formen,

5

$$P_w(D, T_1, T_2) = P_w(T_2) \delta(D - D_w(T)) \delta(T_1 - \xi_w T_2) \quad (8)$$

hvor  $D_w(T)$  er den temperaturavhengige, molekylære diffusjonskoeffisient for vann og  $\xi_w$  er det tilsynelatende  $T_1/T_2$ -forhold for vannfasen i bergarten.

10

Ved å sette ligningene 7 og 8 inn i ligning 3 og benytte egenskapene til Dirac-deltafunksjonen til å utføre integrasjonene over  $D$  og  $T_1$ , finner man at MRF-relaksasjonsmodellen for DE-sekvensene kan skrives som summen av bidrag fra vann- og olje-fasene; f.eks.

15

$$M(t, t_{e,l}) \approx \int dT_2 P_w(T_2) \exp\left(-\frac{t}{T_2}\right) I(t, t_{e,l}, D_w) f(W, \xi_w T_2) + \int dT_2 P_o(T_2) \exp\left(-\frac{t}{T_2}\right) I(t, t_{e,l}, \lambda T_2) f(W, \xi_o T_2). \quad (9)$$

20

Relaksasjonsmodellen i ligning 9 er egnet for å invertere serier av DE-data. Detaljene ved inverteringen følger de retningslinjer som tidligere er gitt i Freedman-patentet for serier av CPMG-data. Inverteringen tilveiebringer individuelle estimater av  $T_2$ -fordelingene for vann og råolje,  $P_w(T_2)$  og  $P_o(T_2)$ .

25

Den ovenfor beskrevne fremgangsmåte i henhold til oppfinnelsen kan anvendes på NMR-målinger fremskaffet fra fluider i reservoarbergartene ved å benytte en loggesonde, eller fra formasjonsfluider som er trukket ut til et formasjonsfluid-testverktøy. Når NMR-relaksasjonstidsfordelingen fra reservoarbergartene og fra de uttrukne fluidprøver er utledet, kan de sammenlignes for å gi en indikasjon på reservoarfuktningsevnen. For at denne sammenligningen skal være meningsfylt, er det ønskelig at begge serier med NMR-målinger (reservoarbergart-målinger og formasjonsfluid-sampelmålinger) er tatt under hovedsakelig identiske forhold, f.eks. ved hovedsakelig samme temperatur og trykk.

30

Selv om MRF-metoden er brukt som et eksempel i den ovenstående beskrivelse av hvordan NMR-parametere kan utledes for individuelle bestanddeler i

en blanding, vil en fagkyndig på området forstå at andre lignende fremgangsmåter kan brukes uten å avvike fra oppfinnelsens ramme. I situasjoner hvor uforurensede hydrokarbonprøver er tilgjengelige, kan f.eks. NMR-relaksasjonstidsfordeling estimeres uten å anvende MRF-metoden.

5 Fig. 6 oppsummerer trinn som inngår i en fremgangsmåte for å evaluere reservoarfuktningssevne i henhold til utførelsesformer av oppfinnelsen. Først blir en serie med nedhulls NMR-data innsamlet fra fluidprøver i reservoarbergarten i for-  
 masjonene ved en valgt aksial dybde (prosess 41). Dette kan utføres med en hvil-  
 ket som helst egnet NMR-loggesonde, enten en NMR-kabelsonde eller en MWD-  
 10 sonde. Som fastslått ovenfor, bør serien med NMR-data innbefatte diffusjons-  
 informasjon for å trekke fordel av MRF-metoden. For å fremskaffe NMR-data som  
 innbefatter diffusjonsinformasjon, blir det foretrukket at de ovenfor beskrevne DE-  
 sekvenser blir brukt. Disse dataene kan imidlertid også fremskaffes ved å benytte  
 de konvensjonelle CPMG-pulssekvensene. Data fra DE-pulssekvensene kan inn-  
 15 samles med en NMR-brønnloggingssonde som har en programmerbar pulssek-  
 vens-redigeringsanordning, slik som den som er solgt under varemerket MRX™ av  
 Schlumberger Technologies (Houston, TX). Når serien med NMR-data er tilgjenge-  
 lig, blir de invertert for å gi relaksasjonstid-fordelingene ( $T_1$ ,  $T_2$  eller  $T_1/T_2$ ) for en-  
 keltkomponenter i formasjonsfluidene (prosess 42). Inverteringen kan benytte  
 20 MRF-metoden.

Deretter blir en serie med NMR-data som innbefatter diffusjonsinformasjon, fremskaffet (prosess 44) ved å benytte formasjonsfluidprøver ekstrahert fra reser-  
 voarbergartene ved hovedsakelig samme aksiale dybde (prosess 43). Ekstrahe-  
 ring av formasjonsfluidprøver (prosess 43) kan utføres med et hvilket som helst  
 25 egnet formasjonsfluid-testverktøy, slik som den modulære formasjonsdynamikk-  
 tester (MTD™ fra Schlumberger Technology, Houston, TX). NMR-målingene (pro-  
 sess 44) kan utføres med en NMR-modul som er en del av formasjonsfluid-  
 testverktøyet. Alternativt kan NMR-målingene utføres i et laboratorium i stedet for  
 nede i borehullet, ved å benytte et hvilket som helst egnet NMR-instrument. I dette  
 30 tilfelle vil formasjonsfluid-prøvene bli transportert fra formasjonsfluid-testverktøyet  
 til jordoverflaten for analyse. Om NMR-målingen blir utført nede i hullet eller på  
 overflaten, blir det foretrukket at formasjonsfluid-prøvene holdes ved hovedsakelig  
 samme tilstander (dvs. temperatur og trykk) som de har i reservoarbergartene i  
 formasjonene. Hvis formasjonsfluid-prøvene ikke blir holdt ved hovedsakelig

samme tilstander som de har i reservoarbergartene, vil resultatene være mindre pålitelige på grunn av eventuelt oppløst gass eller flyktige komponenter som kan gå tapt, og sammensetningene av fluidene vil være forskjellige. Igjen kan NMR-målingene innebære bruk av konvensjonelle CPMG-pulssekvenser eller de nye DE-pulssekvensene.

Når serien med NMR-data, som innbefatter diffusjonsinformasjon, er tilgjengelig fra formasjonsfluid-prøven, blir de likeledes invertert for å frembringe relaksasjonstid-fordelinger ( $T_1$ ,  $T_2$  eller  $T_1/T_2$ ) for individuelle komponenter i fluidene (prosess 45). Inverteringen kan medføre bruk av MRF-metoden.

Deretter blir relaksasjonstid-fordelingene ( $T_1$ ,  $T_2$  eller  $T_1/T_2$ ) (prosess 42) fra den første serie med NMR-data som er fremskaffet fra reservoarbergarter, sammenlignet (prosess 45) med de samme relaksasjonstid-fordelingene (prosess 44) fra den annen serie med NMR-data fremskaffet fra formasjonsfluid-prøver. Hvis f.eks.  $T_2$ -fordelingen for råolje i reservoarbergarten er kortere enn  $T_2$ -fordelingen i fluidprøven fra formasjonen, så kan det utledes at reservoaret er oljevættet eller blandingsvættet. Hvis derimot  $T_2$ -fordelingen for råolje i reservoarbergarten er hovedsakelig den samme som  $T_2$ -fordelingen i formasjonsfluid-prøven, så er reservoarbergarten vannvættet. Sammenligningen kan være utført ved å sammenligne midten eller toppen av hver relaksasjonstid-fordeling. Midten, som brukt her, refererer til midten av massen av relaksasjonstidene, mens toppen betyr det høyeste punkt i fordelingskurven. I tillegg til midten og toppen, kan sammenligningen også utføres med de logaritmiske middelveidier av de to relaksasjonstid-fordelingene. Alternativt kan de to distribusjonskurvene normaliseres, og så blir én kurve (f.eks. kurve A) subtrahert fra den annen (f.eks. kurve B) for å frembringe en differansekurve (f.eks. kurve C). Hvis differansekurven C har positive verdier i det korte  $T_1$ - eller  $T_2$ -området og negative verdier i det lange  $T_1$ - eller  $T_2$ -området, så har relaksasjonstid-fordelingen i kurve B kortere relaksasjonstid-komponenter, og omvendt. Trenden eller fordelingen av positive og negative verdier i differansekurven kan derfor tjene som en hensiktsmessig indikator på hvordan  $T_1$ - eller  $T_2$ -fordelingene er blitt forskjøvet.

Anvendbarheten av foreliggende oppfinnelse vil nå bli illustrert med de følgende eksempler. Fig. 7 viser en  $T_2$ -fordeling for råolje beregnet ved hjelp av MRF-metoden (kurve 1) fra en serie med DE-data innsamlet i en grunn sandstensformasjon som inneholder olje med middels viskositet (dvs. 16 cP under reservoar-

forhold). Også  $T_2$ -fordelingen (kurve 2) for den ekstraherte råolje, som målt i laboratoriet, er vist. Den ekstraherte olje er fra en lagringstank-prøve av produsert reservoarolje. Volumolje-prøven ble oppvarmet og målt ved reservoartemperaturer og -trykk slik at dens  $T_2$ -fordeling kan sammenlignes med den for den olje som ble målt nede i borehullet. MRX-sondemålingene nede i hullet som ble brukt i analysen på fig. 7, ble tatt ved å benytte en serie med ti diffusjonsediterende målinger. Disse dataene ble invertert ved å benytte MRF-metoden til å beregne  $T_2$ -fordelingen for olje i bergarten. Fig. 8 viser dataserien og MRF-postinverteringstilpasninger til dataserien. De heltrukne kurver er postinverteringstilpasningen av disse data til MRF-relaksasjonsmodellen.

Som vist på fig. 7, er midtpunktene til de  $T_2$ -fordelingene for olje sammenfallende, og fra disse NMR-målingene kan dermed sandstensreservoaret forutsies å være vannvættet. I dette spesiell tilfelle er reservoaroljen en gassfri olje (dvs. at den ikke inneholder oppløste gasser) og derfor er dens sammensetning lik oljen i lagringstanken. Generelt er bruken av en lagringstank-prøve for måling av  $T_2$ -fordelingen i den rene olje, ikke noen god praksis. Oljen i lagringstanken vil mangle oppløste gasser og eventuelt andre flyktige bestanddeler og vil ikke, generelt, være representativ for reservoaroljen. Av denne grunn blir målingen av oljevolumet fortrinnsvis utført under reservoartilstandene (dvs. hovedsakelig det samme trykk og temperatur) på fluidprøver ved å benytte en NMR-fluidmodul nede i borehullet.

Fig. 9 og 10 viser de MRF-beregnete olje- og saltvanns-fordelingene av  $T_2$ , henholdsvis for kjerneprøver ved forskjellige oljemetningstilstander. Alle kjerneprøver har en form som sylindere med lengde på 1 tomme og 1 tommes diameter. Disse prøvene er innkapslet i varmekrympbar teflon, saltvannsmettet i vakuum, og så trykksatt for å fjerne eventuell luft. De blir så neddykket i råolje fra nordsjøen og sentrifugert ved 3400 rpm i 11 timer. Prøvene blir så invert og sentrifugert i ytterligere 1 time. Prøvene er ved dette trinn ved en høy oljemetning og blir referert til som "dreneringstilstanden" (DR-tilstanden). Disse prøvene blir så neddykket i saltvann i 16 timer for å frembringe en tilstand med lav oljemetning, som vil bli merket "absorpsjons"-tilstand (IM-tilstand).

På fig. 9 er de MRF-utledede  $T_2$ -fordelingene vist for fire kjerneprøver ved IM-tilstanden (kurve 1-4): to Yates-bergarter (Y1312(IM) og Y1537(IM)), en Bentheim-bergart (BEN3(IM)) og en Berea-bergart (BER2(IM)).  $T_2$ -

fordelingskurven for utvunnet olje (kurve 5) er også vist på fig. 9. Det faktum at Yates-prøvene, Y1312(IM) (kurve 1) og Y1537(IM) (kurve 2) er blandingsvætet, er opplagt ut fra de store forskyvninger av deres  $T_2$ -midtpunktfordelingskurver mot kortere verdier av  $T_2$  i forhold til fordelingen av den ekstraherte olje (kurve 5). Det er likeledes klart at de to sandstensprøvene, BEN3(IM) (kurve 3) og BER2(IM) (kurve 4) er vannvætet fordi deres midtpunkter for  $T_2$ -fordelingskurvene faller sammen med midtpunktene for den ekstraherte olje (kurve 5).

For ytterligere å bevise at Yates-prøvene (Y1312(IM)) er blandingsvætet, blir  $T_2$ -fordelingene for saltvann i bergartene beregnet ved å bruke MRF-metoden. I blandings- eller olje-vætede bergarter blir det ventet at vannmolekyler vil relaksere langsommere enn i den samme bergart som inneholder 100% saltvann. Denne forlengningen av  $T_2$ -relaksasjonstidene i forhold til en bergart vætet med 100% saltvann, blir observert som en forskyvning av midtpunktet for  $T_2$ -saltvanns-distribusjonen mot lengre  $T_2$ -verdier. Den MRF-beregnete  $T_2$ -fordeling for saltvann for bergarten ved IM-tilstanden blir sammenlignet med de for den samme bergart ved DR-tilstanden og den 100% mettede tilstand. Fig. 10 viser at midtpunktene av de MRF-beregnete  $T_2$ -fordelingene for saltvann for Y1312(IM) (kurve 2) virkelig blir forskjøvet til lengre  $T_2$  sammenlignet med den for Y1312 (kurve 3), som er 100% saltvannsmettet. Dette er forventet oppførsel for vann i en blandingsvætet bergart og er i overensstemmelse med  $T_2$ -fordelingen for olje i den samme bergart Y1312(IM) (kurve 1 på fig. 9).

Fig. 10 viser også den samme bergart i DR-tilstanden (Y1312(DR), kurve 1), som bare har restvann i små porer, har en  $T_2$ -fordeling for saltvann forskjøvet til kortere  $T_2$  sammenlignet med den 100% saltvannsmettede tilstand (Y1312, kurve 3). Denne oppførselen er også forventet fordi mesteparten av vannmolekylene i Y1312(DR, med restvann i små porer, blir påvirket av overflaterelaksasjon. Noen vannmolekyler i den 100% vannmettede tilstand i den samme bergart er derimot i store porer, og en betydelig del av vannmolekylene i de store porene er utenfor innvirkningsområdet av de paramagnetiske ioner på bergartsoverflatene.  $T_2$ -fordelingen for saltvann i Y1312(DR) blir følgelig forskjøvet til kortere  $T_2$  sammenlignet med den 100% vannmettede tilstand.

Fordelene ved oppfinnelsen innbefatter muligheten til å bestemme fuktningsevnen til reservoarbergarter under de tilstander som hersker nede i borehullet. Muligheten til hurtig og pålitelig å bestemme fuktningsevnen til reservoarberg-

artene gjør det mulig for feltteknikere å bestemme en riktig fremgangsmåte til å produsere råolje fra formasjonene. Fremgangsmåtene i henhold til oppfinnelsen kan praktiseres ved å benytte eksisterende verktøy. Fremgangsmåtene kan trekke fordel av den robuste MRF-metoden og de nye DE-pulssekvensene. Kombinasio-  
5 nen av MRF-metoden og DE-sekvensene gjør det mulig å utlede  $T_1$ - eller  $T_2$ -fordelinger for hver komponent i formasjonsfluidene på en enkel måte; dette vil resultere i en betydelig besparelse av prosesseringstid.

Selv om oppfinnelsen er blitt beskrevet ved bruk av begrensede eksempler, vil fagkyndige på området, som har hatt anledning til å sette seg inn i denne be-  
10 skrivelsen, forstå at andre fremgangsmåter kan utledes uten å avvike fra oppfinnelsens ramme slik den er beskrevet her. Følgelig skal oppfinnelsen bare begrenses av de vedføyde patentkrav.

## PATENTKRAV

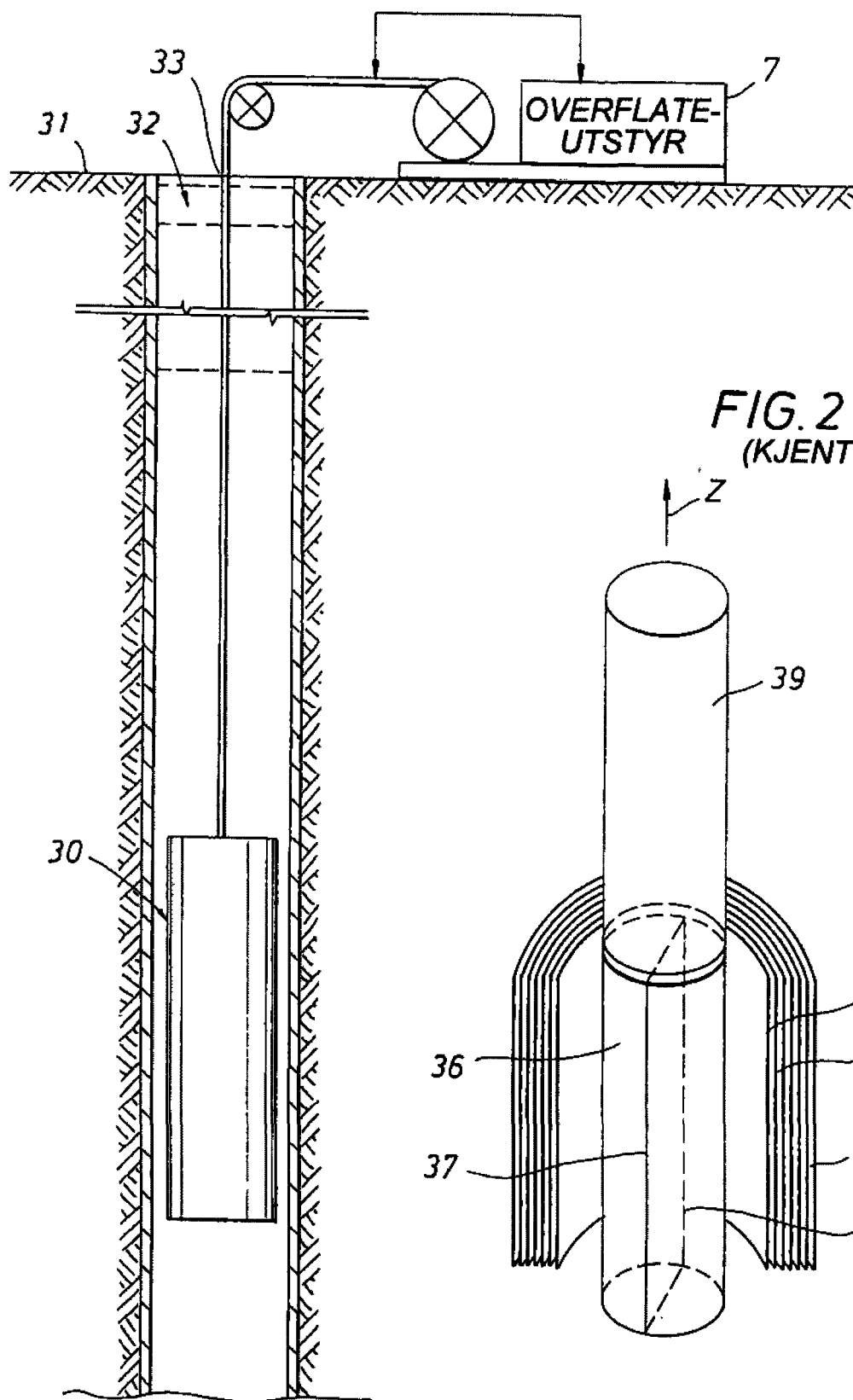
1. Fremgangsmåte for å bestemme fuktningsevne i et reservoar nede i et borehull,  
5 k a r a k t e r i s e r t v e d :
  - å innsamle et første sett med kjernemagnetiske resonans-målinger av formasjonsfluider i grunnformasjoner ved en valgt aksial dybde langs et borehull;
  - å invertere det første sett med kjernemagnetiske resonans-målinger for å frembringe en første fordeling av en spinnrelaksasjonsparameter for en fluidkomponent i formasjonsfluidene;  
10
  - å innsamle et andre sett med kjernemagnetiske resonans-målinger for en formasjonsfluid-prøve som er fjernet ved hjelp av et formasjonsfluid-testverktøy ved den valgte aksiale dybde, idet formasjonsfluid-prøven blir holdt ved hovedsakelig samme trykk og ved hovedsakelig samme temperatur som for formasjonsfluidene i grunnformasjonene ved den valgte aksiale dybde;  
15
  - å invertere det andre sett med kjernemagnetiske resonans-målinger for å frembringe en annen fordeling av spinnrelaksasjonsparameteren for fluidkomponenten i formasjonsfluid-prøven;
  - å bestemme reservoarfuktningsevnen fra en sammenligning av den første fordeling av spinnrelaksasjonsparameteren og den annen fordeling av spinnrelaksasjonsparameteren.  
20
2. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor innsamlingen av det første sett med kjernemagnetiske resonans-målinger og innsamlingen av det annet sett med kjernemagnetiske resonans-målinger blir utført med en spinnekkopuls-sekvens.  
25
3. Fremgangsmåte ifølge krav 2, hvor spinnekkopuls-sekvensen omfatter en Carr-Purcell-Meiboom-Gill-pulssekvens.
- 30 4. Fremgangsmåte ifølge krav 2, hvor spinnekkopuls-sekvensen omfatter en diffusjonsredigerende pulssekvens.

5. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor innsamlingen av det første sett med kjernemagnetiske resonans-målinger blir utført med en kabelsone eller en sonde for måling-under-boring.
- 5 6. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor innsamlingen av det annet sett med kjernemagnetiske resonans-målinger blir utført med en kjernemagnetisk resonans-modul i et formasjonsfluid-testverktøy ved den valgte, aksiale dybde.
- 10 7. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor innsamlingen av det annet sett med kjernemagnetiske resonans-målinger blir utført med et kjernemagnetisk resonans-instrument etter at formasjonsfluid-prøven er overført til jordoverflaten.
- 15 8. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor inverteringen av det første sett med kjernemagnetiske resonans-målinger og inverteringen av det annet sett med kjernemagnetiske resonans-målinger blir utført med en fremgangsmåte for karakterisering av et fluid ved hjelp av magnetisk resonans.
- 20 9. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor spinnrelaksasjonsparameteren er én som er valgt fra den gruppe som består av longitudinal relaksasjonstid, en transversal relaksasjonstid og et forhold mellom den longitudinale og transversale relaksasjonstid.
- 25 10. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor fluidkomponenten er en råolje eller saltvann.
11. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor sammenligningen er basert på midtpunktene til de første og de andre fordelinger.
- 30 12. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor sammenligningen er basert på logaritmiske middelerverdier av de første og andre fordelinger.
13. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor sammenligningen er basert på toppunkter i de første og andre fordelinger.

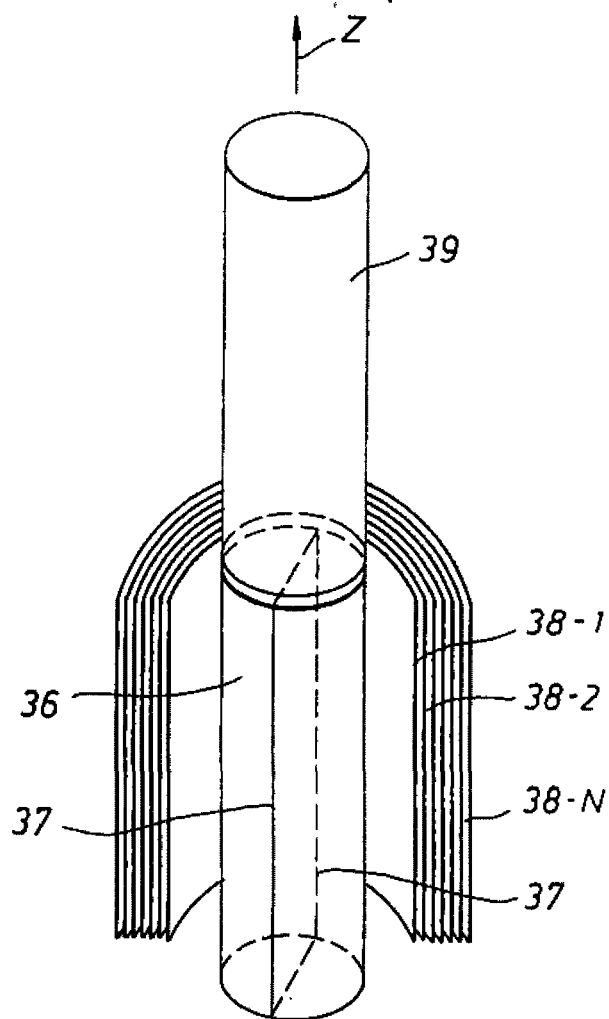
14. Fremgangsmåte ifølge krav 1, hvor sammenligningen er basert på en differansekurve mellom de første og andre fordelinger.

1/6

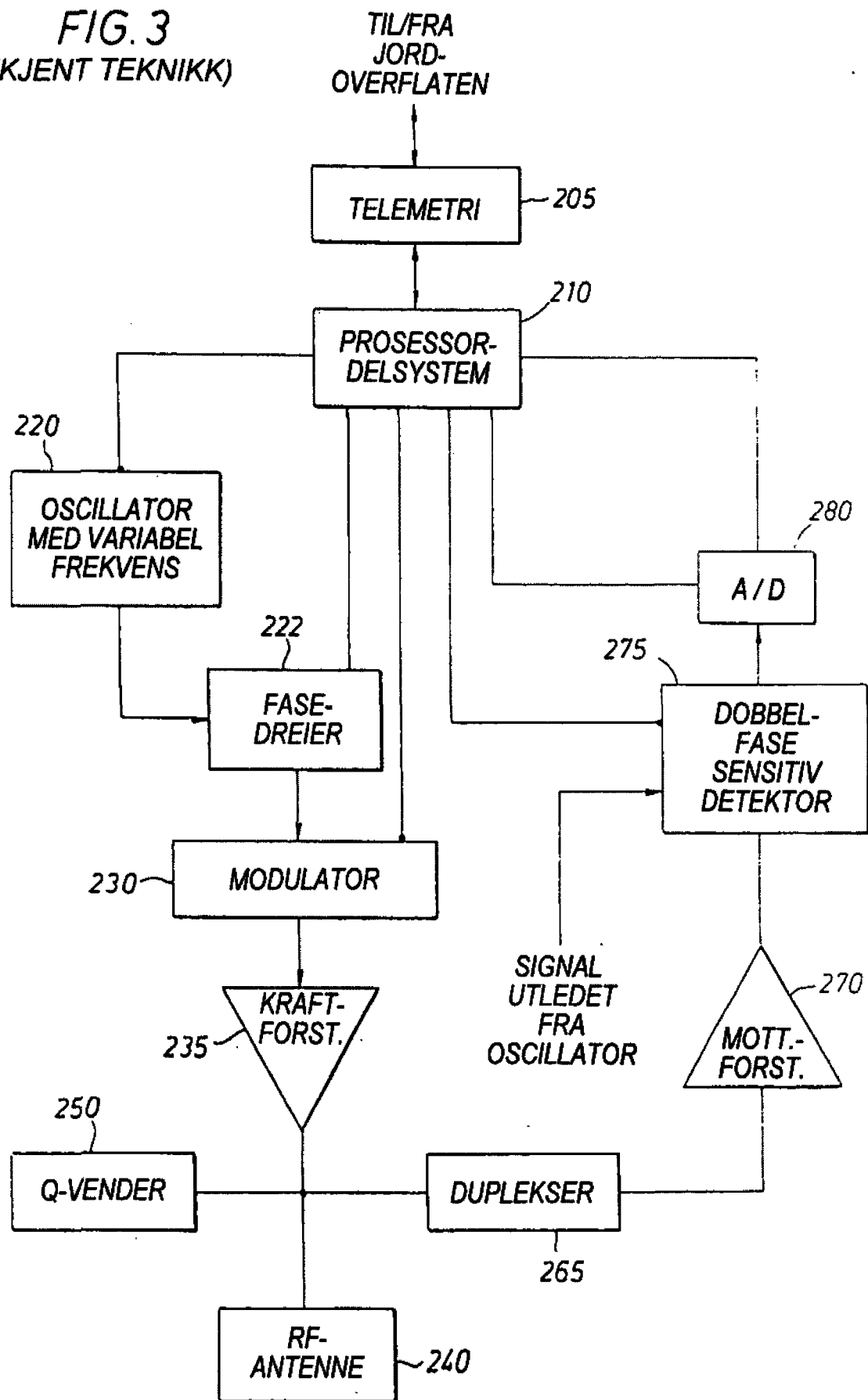
**FIG. 1**  
(KJENT TEKNIKK)



**FIG. 2**  
(KJENT TEKNIKK)

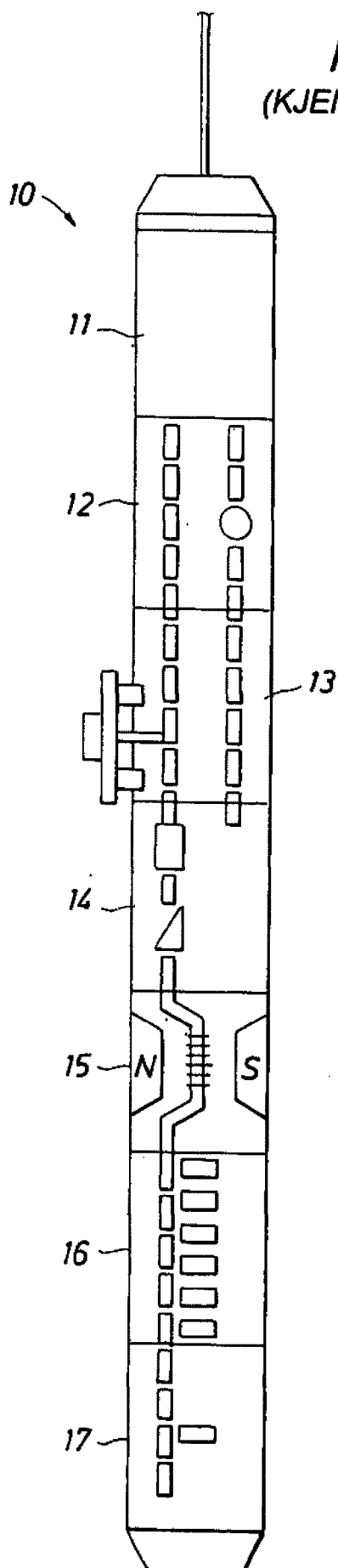


**FIG. 3**  
(KJENT TEKNIKK)



3/6

**FIG. 4**  
(KJENT TEKNIKK)



**FIG. 6**

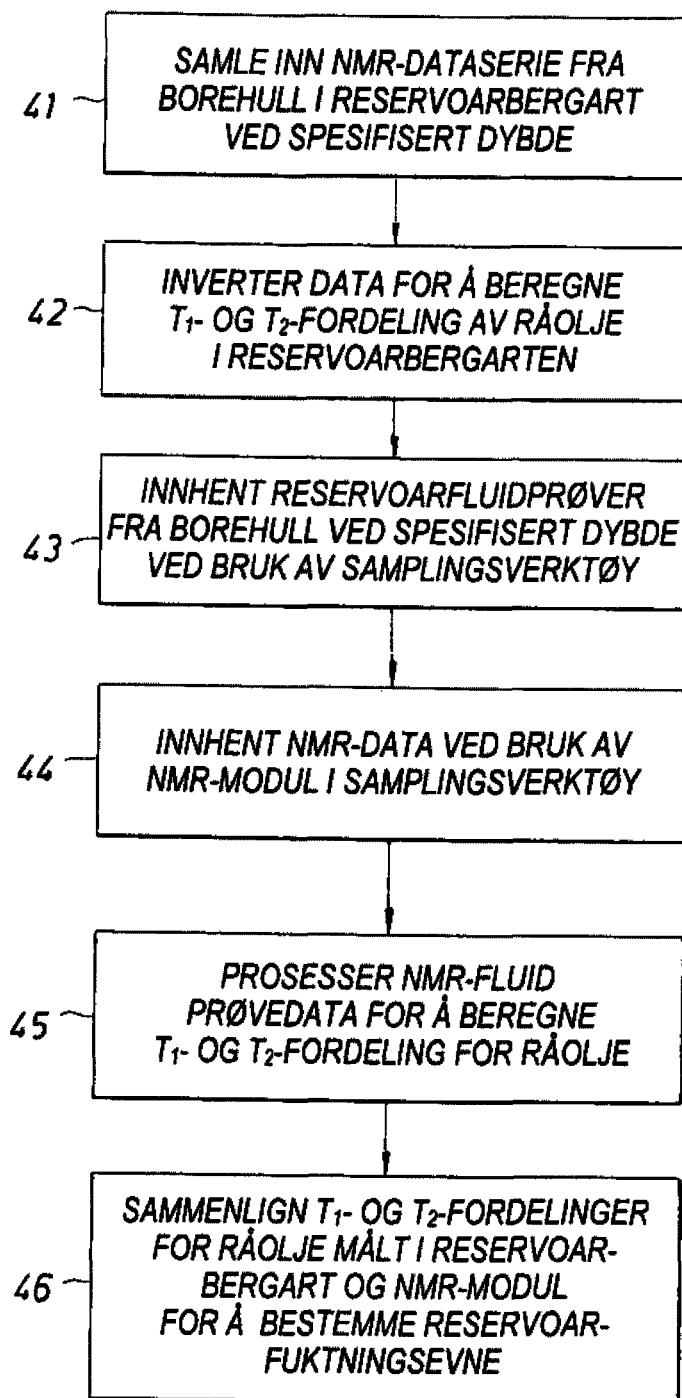
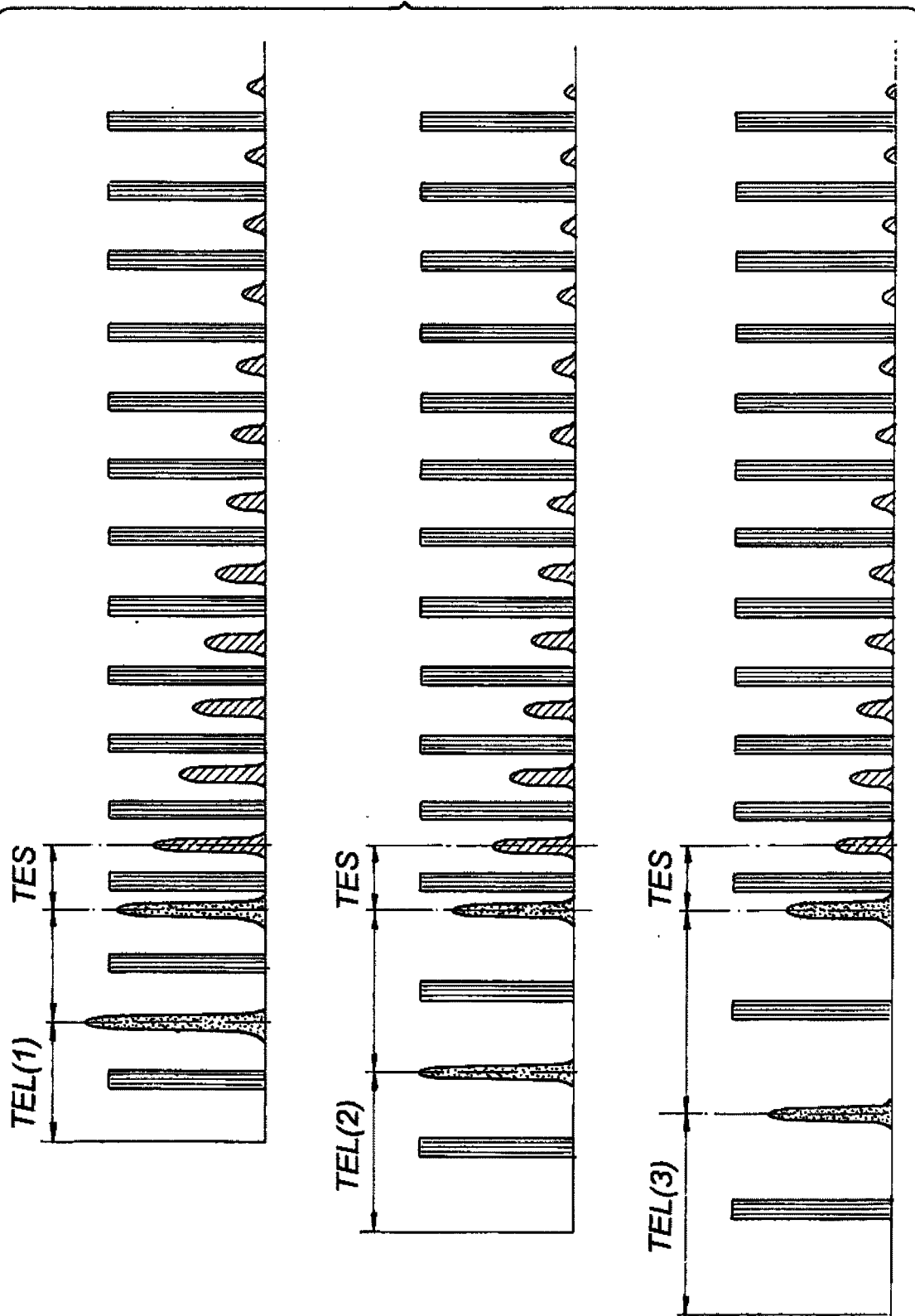


FIG. 5



5/6

FIG. 7

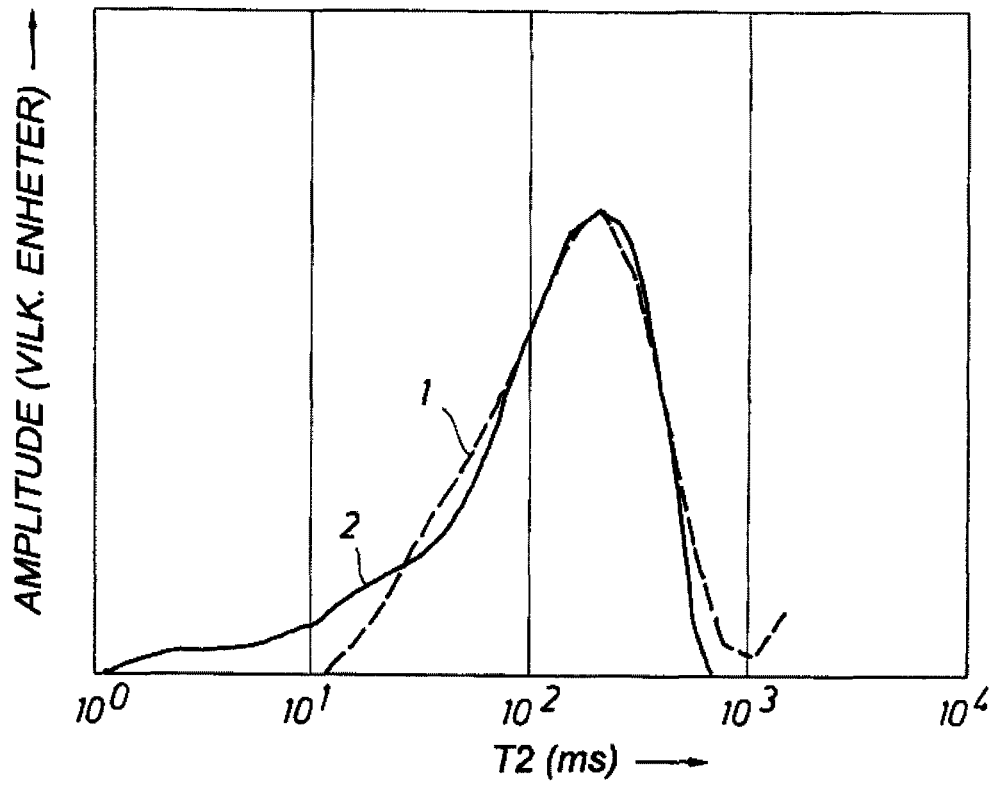
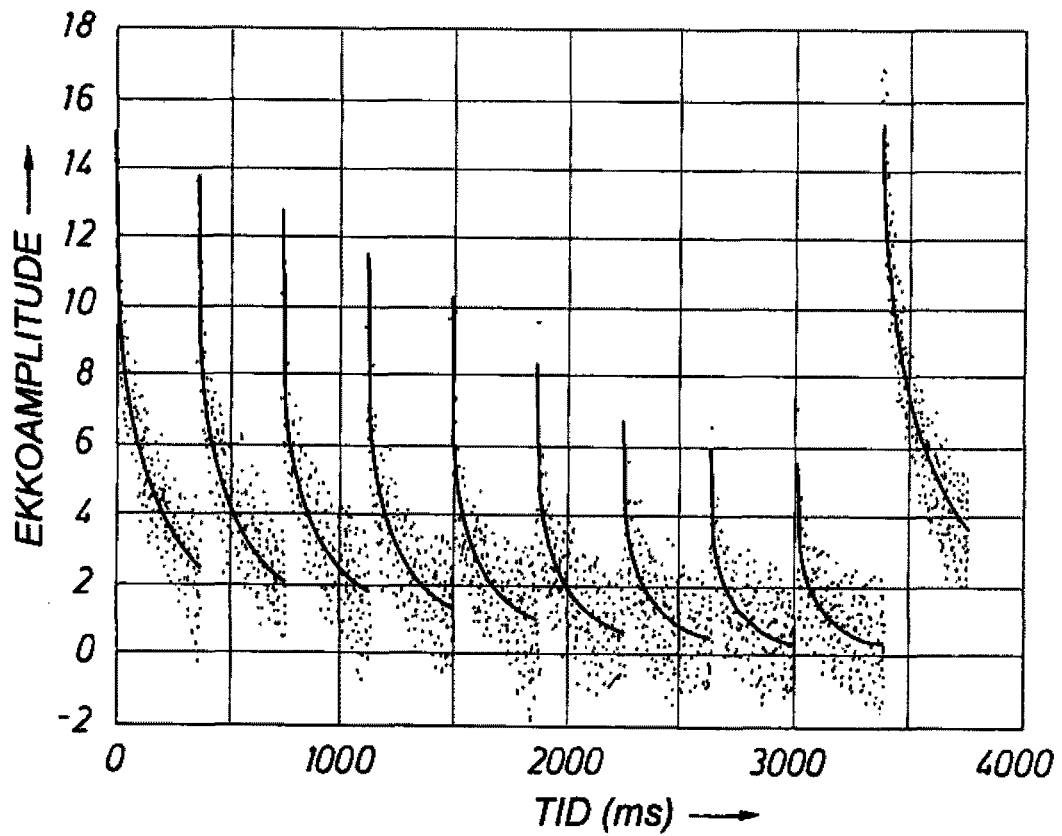


FIG. 8



6/6

FIG. 9

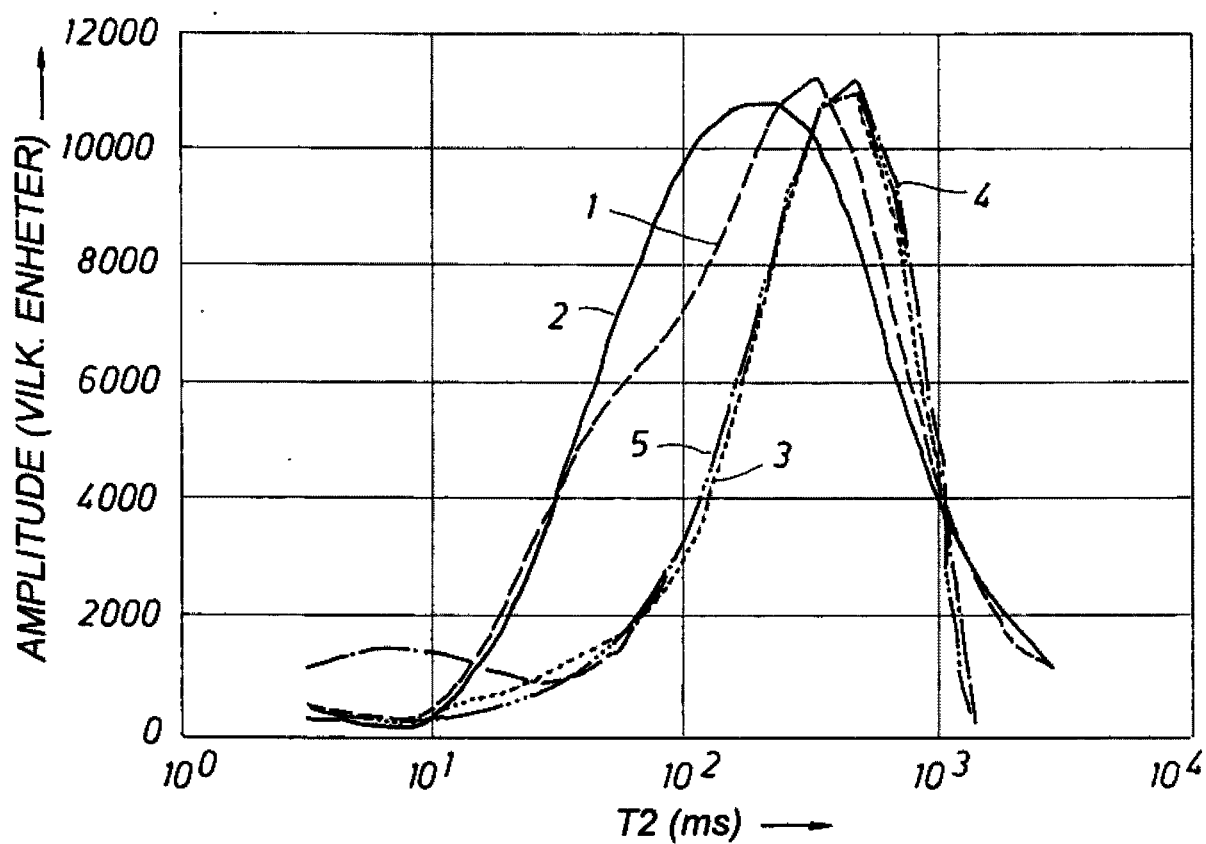


FIG. 10

