



NORGE

(12) PATENT

(19) NO

(51) Int Cl⁷

(11) 319745

G 01 V 3/32

(13) B1

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	19975995	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	1996.06.20 PCT/EP96/02691
(22)	Inng.dag	1997.12.19	(85)	Videreføringsdag	1997.12.19
(24)	Løpedag	1996.06.20	(30)	Prioritet	1995.06.21, US, 393
(41)	Alm.tilgj	1998.02.20			
(45)	Meddelt	2005.09.12			
(73)	Innehaver	Shell Internationale Research Maatschappij BV, Postbus 302, 2596HR HAAG, NL			
(72)	Oppfinner	Harold J Vinegar, 5219 Yarwell, Houston, TX 77096, US Ridvan Akkurt, Mandeville, LA, US Pierre Nazareth Tutunjian, Houston, TX, US			
(74)	Fullmektig	Tandbergs Patentkontor AS, Postboks 7085 Majorstua, 0306 OSLO, NO			
(54)	Benevnelse	Fremgangsmåte ved NMR-logging av naturgassreservoarer			
(56)	Anførte publikasjoner	GB 2276007 US 5212447 US 5122746			
(57)	Sammendrag				

Det er tilveiebrakt en fremgangsmåte for å bestemme porevolumet av en formasjon som opptas av en hydrokarbonfase eller -faser, idet fremgangsmåten omfatter de trinn å oppnå en første pulset NMR-logg av formasjonen, idet pulssekvensen for den første NMR-logg omfatter en innledende 90°-radiofrekvenspuls etterfulgt av en rekke 180°-radiofrekvenspulser som starter en tidsperiode t_{cp1} etter den innledende 90°-puls, og rekken av 180°-pulser omfatter magnetiske pulser som hver er atskilt en tidsperiode $2t_{cp1}$, å oppnå en andre pulset NMR-logg av formasjonen, idet pulssekvensen for den andre NMR-logg omfatter en innledende 90°-radiofrekvenspuls etterfulgt av en rekke 180°-pulser som starter en tidsperiode $2t_{cp2}$ etter den innledende 90°-puls, og rekken av 180°pulser omfatter radiofrekvenspulser som hver er atskilt en tidsperiode $2t_{cp2}$, hvor tiden t_{cp2} , er en tid som er forskjellig fra t_{cp1} med et beløp som er tilstrekkelig til å atskille resulterende toppe av tverr-relaksasjonstider som kan tilskrives hydrokarbonfasen eller -fasene i formasjonen, og å bestemme, ut fra de første og andre NMR-logger, porevolumet av en formasjon som opptas av hydrokarbonfase eller -faser i formasjonen. I en foretrukket utførelse bestemmes porevolum som opptas av hydrokarbonfase, og t_{cp2} , er en tid som er større enn den tid som resulterer i at den målte tverrrelaksasjonstid for hydrokarbongassen er mindre enn ca. $2 \cdot 10^{-3}$ sekunder, og t_{cp1} er en tid som er mindre enn den tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid for hydrokarbongassen er større enn ca. $4 \cdot 10^{-3}$ sekunder.

Oppfinnelsen angår kjernemagnetisk resonanslogging av formasjoner for å bestemme hydrokarboninnhold av formasjonen.

Ved utnyttelsen av hydrokarbonreservoarer gjøres det bruk av brønnlogging for å bestemme mengden av utvinnbare hydrokarboner. Loggingsverktøyer, så som tetthets-,
5 nøytron- og resistivitetslogger, er blitt utviklet for måling av reservoaregenskaper, så som porøsitet og vann- og hydrokarbonmetning av porerom. Disse verktøyer benyttes i stor utstrekning innen oljeindustrien. For på nøyaktig måte å bestemme porøsitet ved benyttelse av disse verktøyer, må imidlertid bergartens litologi være kjent. Mange andre bergart- og fluidegenskaper, så som saltholdighet, sementeringsfaktor, metningsekspONENT og skifer-
10 aktighet, må være kjente fra slike kilder som for eksempel resistivitetslogger, for å bestemme hydrokarbonmetning. Dessuten er det ikke kjent metoder for beregning av porestørrelse eller permeabilitet i en kontinuerlig logg, dvs. uten å ta fluidprøver.

NMR-brønnloggingsverktøyer (NMR = Nuclear Magnetic Resonance) som er i stand til å bestemme væskeinnholdet av porevolum i et reservoar, og en metode for
15 utnyttelse av disse verktøyer, er beskrevet i for eksempel US-patentene 5 309 098, 5 291 137, 5 280 243, 5 212 447, 4 717 878, 4 717 877, 4 717 876 og 4 710 713. Spesielt viser US patent 5 291 137 en CPMG-pulssekvens (CPMG = Carr-Purcell-Meiboom-Gill) og ekkorespons, og en metode for oppnåelse av fritt-fluid-porøsitet, total NMR-porøsitet, bundet-fluid-porøsitet, spinn-spinn- eller tverr-relaksasjonstid (T_2) (som er relatert til
20 porestørrelsesfordeling i sandstein), og kontinuerlige permeabilitetslogger. Gjenvinningstider mellom CPMG-pulstog er typisk mellom 0,5 og 1,5 sekunder. På grunn av at spinngitteret eller lengderelaksasjonstiden T_1 for metan ved typiske reservoarbetingelser er større enn ca. tre sekunder, kan den totale NMR-porøsitet som måles ved denne metode, ikke omfatte det volum som opptas av hydrokarbongassen. I den senere tid er det blitt
25 introdusert et nytt loggingsverktøy, nemlig MRIL (varemerke til NUMAR Corp., Malvern, Penn) for bestemmelse av den væskefylte porøsitet på en litologiuavhengig måte, dvs. verktøyresponsen krever ikke en litologikorreksjon for å bestemme porøsitet. MRIL-verktøyet benytter pulset kjernemagnetisk resonans til de mobile protoner i porerommet. Ifølge verktøyfabrikanten er dette verktøy imidlertid ikke i stand til å måle hydrokarbongassinnholdet i
30 porerommet.

GB-A-2 276 007 viser en metode for bestemmelse av permeabiliteten til et porøst medium som er mettet med en væske. Ved denne kjente metode bestemmes avhengigheten av væskens tverr-relaksasjonstid av en NMR-puls-avstandsparameter. Ut fra denne avhengighet, og en målt porøsitet, kan permeabiliteten utledes.

35 Den ovenfor omtalte manglende evne til å detektere gass har vært en alvorlig ulempe på grunn av at det viktigste eller eneste hydrokarbon i mange reservoarer er naturgass. Porefluidene i disse reservoarer består av bare saltvann og naturgass. Den manglende evne til å måle gass betyr at NMR-loggingsverktøyet ikke vil måle gassfylt porø-

sitet, og må stole på sammenlikning med andre loggingsverktøyer, så som tetthets- og nøytronlogger, for å måle porøsitet.

Det er derfor et formål med oppfinnelsen å tilveiebringe en fremgangsmåte for å bestemme hydrokarboninnholdet i en formasjon ved benyttelse av en kjernemagnetisk resonanslogg (NMR-logg) hvor andre formasjonsegenskaper enn poretrykk og poretemperatur ikke trenger å være kjente. Det er et annet formål med oppfinnelsen å tilveiebringe en fremgangsmåte for å bestemme hydrokarboninnholdet hvor fremgangsmåten ikke påvirkes av formasjonens leireinnhold. Et ytterligere formål er å tilveiebringe en slik fremgangsmåte hvor denne er mindre følsom for feil på grunn av støy i NMR-loggen.

Disse og andre formål oppnås ved hjelp av en fremgangsmåte for å bestemme et formasjonsporevolum som er opptatt av en hydrokarbonfase eller hydrokarbonfaser, ved benyttelse av et NMR-loggingsverktøy, hvor fremgangsmåten omfatter de trinn

å oppnå en første pulset NMR-logg av formasjonen, idet den første NMR-logg utnytter en pulssekvens som omfatter en innledende 90° -radiofrekvenspuls etterfulgt av en rekke 180° -radiofrekvenspulser som starter en tidsperiode t_{cp1} etter den innledende 90° -puls, og rekken av 180° -pulser omfatter radiofrekvenspulser som hver er atskilt en tidsperiode $2t_{cp1}$, hvor tidsperioden t_{cp1} er en tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid til hydrokarbonfasen eller -fasene ligger innenfor et område av målte tverr-relaksasjonstider som kan detekteres med det benyttede NMR-loggingsverktøy,

å oppnå en andre pulset NMR-logg av formasjonen, idet den andre NMR-logg utnytter en pulssekvens som omfatter en innledende 90° -radiofrekvenspuls etterfulgt av en rekke 180° -radiofrekvenspulser som starter en tidsperiode t_{cp2} etter den innledende puls, og rekken av 180° -pulser omfatter radiofrekvenspulser som hver er atskilt en tidsperiode $2t_{cp2}$, hvor tiden t_{cp2} er en tid som er forskjellig fra t_{cp1} med et beløp som er tilstrekkelig til å atskille resulterende topper av tverr-relaksasjonstider som kan tilskrives hydrokarbonfasen eller -fasene i formasjonen, og

å bestemme ut fra de første og andre NMR-logger det formasjonsporevolum som opptas av hydrokarbonfasen eller -fasene.

I en foretrukket utførelse danner den nevnte hydrokarbonfase hydrokarbongass, idet t_{cp1} er en tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid til hydrokarbongassen ligger innenfor det område av målte tverr-relaksasjonstider som kan detekteres med det benyttede NMR-loggingsverktøy, idet t_{cp2} er en tid som er forskjellig fra t_{cp1} med et beløp som er tilstrekkelig til å atskille resulterende topper av tverr-relaksasjonstider som kan tilskrives hydrokarbongassen i formasjonen, og idet det porevolum som opptas av hydrokarbongassen, bestemmes ut fra de nevnte logger.

Tiden t_{cp1} er passende en tid som er mindre enn en tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid for hydrokarbongassen er større enn ca. $4 \cdot 10^{-3}$ sekunder, og t_{cp2} er en tid som er større enn en tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid for hydrokarbongassen er mindre enn ca. $2 \cdot 10^{-3}$ sekunder.

Ved å justere interekkotiden ($2t_{cp}$) til NMR-pulssekvensen (en CPMG-sekvens), endres hydrokarbonets tverr-relaksasjonstid T_2 i vesentlig grad på grunn av den sterke avhengighet av T_2 av diffusjonsmessig relaksasjon for gasser. Flytende vann, enten det er bundet eller fritt, er mye mindre påvirket av diffusjon som en relaksasjonsmetode, og har derfor NMR-responser på CPMG-sekvenser som ikke påvirkes vesentlig ved endring av interekkotiden for CPMG-pulssekvensen. En tid T_2 på mindre enn ca. 2 ms kan ikke detekteres ved hjelp av eksisterende, kommersielle NMR-loggingsverktøyer. Logger som benytter en interekkotid som er tilstrekkelig lang til at T_2 er mindre enn 2 ms, vil derfor ikke indikere noen toppler som kan tilskrives hydrokarbongass. Differansen mellom den NMR-detekterte porøsitet til én slik logg som benytter en lang interekkotid, og en annen logg med en interekkotid som er tilstrekkelig kort til at T_2 detekteres, vil derfor direkte angå gassfylt porøsitet. På liknende måte kan en lengre t_{cp} benyttes, idet den lengre t_{cp} resulterer i at både den flytende hydrokarbonfase og gasshydrokarbonfasen ligger under utledbarhet (engelsk: deductibility), hvilket resulterer i at bare den vannfylte porøsitet detekteres. Derfor kan enten det flytende hydrokarbon, hydrokarbongassen eller begge deler bestemmes ved hjelp av differansene mellom to NMR-logger, idet de to NMR-logger kjøres med forskjellige t_{cp} -tider.

Alminnelig utbredte, kommersielle NMR-loggingsverktøyer har også en nedre grense for interekkotider på ca. 1 ms. Benyttelse av en interekkotid rundt denne nedre grense resulterer i hydrokarbongasstopper på ca. 40 ms (for en magnetfeltgradient på 17 gauss/cm). Utnyttelse av kortere interekkotider kunne ytterligere atskille gasstopper fra toppler som kan tilskrives væsker, og kunne være fordelaktige dersom det skulle bli tilgjengelig et loggingsverktøy med slike muligheter. Fremgangsmåten ifølge den foreliggende oppfinnelse kan utnyttes til å bestemme gassinhold av formasjoner selv med interekkotider som er større enn 1 ms, på grunn av at selv om hydrokarbongasstopper kan overlappe toppler fra bundne væsker, ville differansene mellom toppene fra de to logger fremdeles indikere mengden av hydrokarbongass som er til stede i formasjonen.

Oppfinnelsen skal beskrives nærmere i det følgende ved hjelp av et eksempel under henvisning til tegningene, der

fig. 1 viser en plotting av T_1 for metan som funksjon av trykk for forskjellige temperaturer,

fig. 2 viser en typisk CPMG-ekkoekvens (med faseveksling av 90° -pulsene) som benyttes for måling av tverr-relaksasjonstid (T_2),

fig. 3 viser en plotting av hydrogenindeks for naturgass som funksjon av trykk for forskjellige temperaturer,

fig. 4 viser en plotting av T_2 -svekkingskurver for en gassførende formasjon ved benyttelse av interekkotider på $1,2 \times 10^{-3}$ og $4,8 \times 10^{-3}$ sekunder, og

fig. 5 viser en plotting av T_2 -spektra som er oppnådd ut fra en inversjon av T_2 -svekkingskurvene på fig. 4.

NMR-loggen ifølge den foreliggende oppfinnelse er endret i forhold til den som typisk benyttes innen oljeindustri-brønnlogging, ved manipulering av interekkotiden for å endre responsen av hydrokarbongass på pulssekvensen. Det benyttes en CPMG-ekko-
 5 sekvens med faseveksling av 90°-radiofrekvenspulsene, slik det er vist i US-patent 5 291 137, sammen med et NMR-loggingsverktøy, så som MRIL C-verktøyet som er tilgjengelig fra NUMAR Corp., Malvern, Penn. NMR-loggingsverktøyet er fortrinnsvis et verktøy som utnytter en magnetisk gradient. Gradienten for MRIL C-verktøyet er ca. 17 gauss/cm. Gradienten kan være en pulset eller en fast gradient. Slike gradienter induseres typisk ved
 10 hjelp av magneter i loggingsverktøyet, men interne bergartgradienter kan eventuelt benyttes. MRIL-verktøyet er i stand til å avføle egenskaper til et parti av en formasjon som ligger så langt som 10 eller 12,5 cm fra borehullveggen. Et slikt verktøy som MRIL C-verktøyet foretrekkes derfor ved praktiseringen av oppfinnelsen. Dette foretrekkes på grunn av at bergarter innenfor mindre enn 5 eller 7,5 cm fra borehullveggen kan være forurenset av borefluida, og slett ikke representative for formasjonen i sin alminnelighet. Med MRIL-C-
 15 verktøyet kan de to logger oppnås på samme kjøring. MRIL-C-verktøyet har to forskjellige ringrom som er beliggende svakt atskilt fra hverandre. Disse to forskjellige ringrom kan aktiveres med to forskjellige pulssekvenser.

Idet det nå henvises til fig. 2, er det der vist et eksempel på en CPMG-pulssekvens med faseveksling av 90°-pulsene. Denne pulssekvens benyttes for måling av en
 20 fordeling av tverr-relaksasjonstider T_2 . Sekvensen består av en 90-graders radiofrekvenspuls (på Larmor-frekvensen) etterfulgt ved tiden t_{cp} av et tog av likt atskilte 180-graders pulser. Avstanden mellom 180-graderspulsene er $2t_{cp}$. I for eksempel MRIL C-verktøyet kan denne tid være så kort som 1,2 ms. Et spinnekk, e , oppnås mellom hver av 180-graderspulsene. Sekvensen gjentas etter en ventetid T_w med en 90° radiofrekvenspuls av motsatt fase (i
 25 forhold til den foregående 90° radiofrekvenspuls). Det etterfølgende tog av negative ekkos, e' , subtraheres fra det foregående tog, slik at det bygges opp koherente signaler og instrumentartifakter oppheves.

Når det finnes flere fluider i porerommet, og et område av porestørrelser, representerer NMR-signalet som funksjon av tiden, $A(t)$, en sum av eksponentielle falltider
 30 (engelsk: decays):

$$A(t) = \sum_{i=0}^n a_i e^{-t/T_{2i}} \quad (1)$$

hvor a_i er en konstant, T_{2i} er en konstant som representerer en relaksasjonstid, og n er et helt tall hvor n T_{2i} s velges med like logaritmiske mellomrom. Typisk resulterer trettifem til femti mellomrom eller intervaller i en akseptabel tilpasning til ekkodata. Tidsdomene- eller
 35 tidsplandata kan inverteres ved benyttelse av et multieksponentielt inversjonsprogram som

gir et histogram, eller en avsetning av a_i som funksjon av T_{2i} . Denne inversjon er diskutert i for eksempel US patent nr. 5 291 137. En multieksponentiell inversjon av et ekkotog eller en ekkoserie fra en NMR-respons, så som den som er vist på fig. 2, kan derfor uttrykkes som en T_2 -relaksasjonstidsfordeling. Ordinaten ville være den signalamplitude som er knyttet til hver T_{2i} -tidskonstant ved tilpasning av a_i for det gitte sett av T_{2i} s. NMR-porevolumene kan bestemmes ved hjelp av integralet av a_i med hensyn på T_2 , og anvendelse av en konstant som bestemmes ut fra kalibrering, og multiplikasjon med en effektiv hydrogenindeks.

Relaksasjonstider til komponenter som er bundet til faste stoffer, er vanligvis vesentlige kortere enn for komponenter som ikke er bundet til faste stoffer. Overflater i formasjoner er vanligvis enten vann- eller oljevåte, men er ikke gassvåte. Overflaterelaksasjonseffekter er således neglisjerbare for gasser.

Naturgass er overveiende sammensatt av metan og lette alkaner. Typisk er over 75 volumprosent av tørr gass metan. Egenskaper av hydrokarbongassen i en formasjon kan derfor beregnes med tilstrekkelig nøyaktighet for utøvelsen av den foreliggende oppfinnelse ved å anta et hypotetisk hydrokarbon, så som en hydrokarbonsammensetning av $C_{1,1}H_{4,2}$.

Lengderelaksasjonstider, T_1 , av gasser, så som metan, er utelukkende en funksjon av temperatur og trykk, og ikke av andre egenskaper til formasjonen. T_1 for metan er diskutert i for eksempel en artikkel av C.J. Gerritsma, m.fl., "Proton Spin Lattice Relaxation and Self Diffusion in Methanes-Paper 2", *Physica*, v. 5, 392 (1971). T_1 anses for å være proporsjonal med tettheten og å variere med absolutt temperatur i overensstemmelse med likningen

$$\ln(T_1) = a - b \left(\frac{1}{T} \right) \quad (2)$$

hvor a og b er konstanter og T er den absolutte temperatur.

Idet det nå henvises til fig. 1, er en plotting av T_1 for naturgass med en sammensetning av $C_{1,1}H_{4,2}$ vist som funksjon av trykk for forskjellige temperaturer. Likning 2 kan benyttes til å ekstrapolere T_1 -data for metan- og hydrokarbon-gass-sammensetninger til andre temperaturer. Linjene a til f representerer T_1 i sekunder for temperaturer på henholdsvis 37,8°C til 176,7°C i inkremerter på 27,7 °C (50 °F).

Som et eksempel på typiske reservoartilstander kan metan ha en tetthet på ca. 0,2 g/cm³ og en temperatur på ca. 93,3°C, hvilket resulterer i en T_1 på ca. 4 sekunder. En ventetid (T_w) på 6 sekunder vil vanligvis overskride T_1 , og resultere i en NMR-logg som er nyttig ved praktiseringen av oppfinnelsen. For ikke fullstendig å mette signalet fra metan, må således ventetiden i CPMG-sekvensen (tiden mellom den siste 180°-puls og den neste, innledende 90°-puls av CPMG-sekvensen) være større enn 4 sekunder, og fortrinnsvis

mellom ca. 6 og 12 sekunder, hvilket er to til tre ganger lengderelaksasjonstiden T_1 for gass. T_1 for naturgass er mellom ca. 3 og 6 sekunder for typiske reservoartilstander.

På fig. 2 gjentas sekvensen etter en ventetid T_w . Dersom T_w er større enn tre ganger T_1 , vil nesten fullstendig relaksasjon opptre. Dersom T_w ikke er vesentlig større enn T_1 , anvendes en korreksjonsfaktor α for å svare for partiell metning. Denne korreksjon er gitt ved

$$\alpha = \left(1 - e^{-\frac{T_w}{T_1}} \right) \quad (3)$$

Begge logger ifølge den foreliggende oppfinnelse kan utføres ved å benytte en T_w som er betydelig lengre enn T_1 , slik at vesentlige korreksjoner for partiell metning ikke vil måtte gjøres. Det foretrekkes at T_w for de to loggingskjøringer er den samme, men det er ikke nødvendig at de er den samme. T_w for loggen som benytter en lengre t_{cp} , kan utføres ved benyttelse av en forholdsvis kort T_w i forhold til gassens T_1 (dvs. T_w mindre enn T_1 for hydrokarbongassen ved formasjonstilstander). Den korte T_w undertrykker også gassens NMR-respons sammen med undertrykkelsen av gassens NMR-respons som følge av den endrede t_{cp} .

NMR-logging er normalt begrenset til måling av hydrogen (^1H) på grunn av dens kraftige signal og høye gyromagnetiske forhold. Loggresultater må derfor korrigeres for hydrogentetthet for å bestemme porevolumer. Hydrogenindeksen, HI, er definert som tettheten av hydrogenatomer i forhold til flytende vann ved mettede tilstander, og HI-indeksen benyttes typisk til å omforme NMR-porøsiteter (ubearbeidede resultater) til virkelige porevolumer. HI-verdier for hydrokarbongasser er kjente og tilgjengelige i f.eks. "Schlumberger Log Interpretation Principals/Applications", (1987), som er tilgjengelig fra Schlumberger Educational Services, Houston, Texas, og spesielt fig. 5-17, side 45, hvor tetthet og HI for naturgass som er noe tyngre enn metan ($\text{C}_{1,1}\text{H}_{4,2}$) er vist som funksjon av trykk og temperatur. Under typiske reservoarforhold vil gasstrykket ligge mellom ca. 140 og 700 kg/cm², og temperaturen vil ligge mellom ca. 38°C og ca. 177°C, hvilket resulterer i gasstettheter mellom ca. 0,1 og 0,3 g/cm³ og en HI-verdi mellom ca. 0,2 og ca. 0,6. Selv om denne HI-verdi er mindre enn 1, er den fremdeles tilstrekkelig stor og gjør hydrogengassen målbar med NMR-pulssekvensen ifølge oppfinnelsen.

Idet det nå henvises til fig. 3, er det der vist en plotting av HI for en naturgass med en sammensetning på $\text{C}_{1,1}\text{H}_{4,2}$ som funksjon av trykk for forskjellige temperaturer. Linjene g til l representerer HI ved temperaturer på henholdsvis 37,8°C til 176,7°C i inkremitter på 27,7 °C (50 °F).

Den "effektive H_1 " er her omtalt som produktet av α og H_1 .

De relaksasjonsmekanismer som påvirker T_1 og T_2 i bergarter, er (1) molekylbevegelse i fluider, (2) overflaterelaksasjon ved poreveggen, og (3) molekyl-diffusjon i magnetfeltgradienter.

Den første mekanisme, som skyldes lokale bevegelser, så som molekyltumling, kalles bulk- eller masserelaksasjon. Lengderelaksasjonstider og tverr-relaksasjonstider er like når den fremherskende relaksasjonsmekanisme er masserelaksasjon, dvs. $T_{1B} \approx T_{2B}$. Masserelaksasjon er den fremherskende relaksasjonsmekanisme for ikke-fuktende faser, dvs. $T_1 = T_{1B}$.

Den andre relaksasjonsmekanisme er overflaterelaksasjon ved poreveggen, eller relaksasjonen til ^1H -kjerner når de kommer helt nær paramagnetiske ioner, så som jern og mangan som ligger på kornoverflater. Dette er den fremherskende mekanisme for fluidmolekyler, så som vann som fukter bergartoverflatene. Da imidlertid gassen alltid er ikke-fuktende og aldri kommer helt nær bergartoverflaten, er denne mekanisme uvesentlig for gass. Dette tilveiebringer en stor fordel ved praktiseringen av den foreliggende oppfinnelse ved at bare én relaksasjonstid måles for gassen, og ikke en fordeling av relaksasjonstider som er en funksjon av bergartens overflateegenskaper.

Den tredje relaksasjonsmekanisme er diffusjonen av molekyler i magnetfeltgradienter. Denne relaksasjonsmekanisme påvirker bare T_2 og ikke T_1 . Når diffusjon er en fremherskende relaksasjonsmekanisme, vil T_2 derfor være vesentlig mindre enn T_1 . Diffusjon er den fremherskende relaksasjonsmekanisme for gass som benytter et slikt loggingsverktøy som MRIL-C.

Tverr-relaksasjonstid, T_2 , i en magnetfeltgradient er en funksjon av masserelaksasjon, overflaterelaksasjon og diffusjon i overensstemmelse med likningen:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} \quad (4)$$

Ved benyttelse av en CPMG-sekvens er relaksasjonstiden på grunn av diffusjon (T_{2D}):

$$T_{2D} = \frac{3}{\gamma^2 G^2 D t_{cp}^2} \quad (5)$$

hvor γ er det ^1H -gyromagnetiske forhold (26,741 radianer/s-gauss), D er diffusjonskoeffisienten, G er feltgradienten som frembringes av NMR-verktøyet, og t_{CP} er halve interekkotiden. Dette er den fremherskende relaksasjonsmekanisme for gassfasen. Ut fra likningene 4 og 5 kan det også innses at t_{CP} eventuelt kan økes i en slik grad at $1/T_{2D}$ er den dominerende eller kontrollerende relaksasjonsmekanisme.

Diffusjonskoeffisienten for en gass i en formasjon er begrenset til en øvre grense ved ubegrenset diffusjon, og til en nedre grense ved begrenset diffusjon.

Diffusjonskoeffisienten D_0 ved ubegrenset diffusjon for superkritisk metan som funksjon av temperatur og tetthet kan finnes for eksempel i den ovenfor angitte artikkel av Gerritsma m.fl., og også i Dawson m.fl., "AIChE Journal", Vol. 16, nr. 5, 1970. Under typiske reservoarforhold vil metan ha en tetthet på ca. $0,2 \text{ g/cm}^3$, og en diffusjonskoeffisient som er ca. 50 ganger diffusjonskoeffisienten for vann, eller ca. $109 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$ sammenliknet med $2 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$ for vann. Ved benyttelse av likning (5), dersom ubegrenset massediffusjon inntraff, ville således T_{2D} være lik 37,1 ms, med MRIL-C-loggingsverktøyet ($G = 17 \text{ gauss/cm}$, $t_{CP} = 0,6 \text{ ms}$).

Et forhold mellom den begrensede diffusjonskoeffisient, D' , og den ubegrensede diffusjonskoeffisient, D_0 , nærmer seg en grense for det inverse av slyngningen (engelsk: tortuosity) etter hvert som fluidene diffunderer gjennom mange porer. Slyngning er definert som produktet av formasjonsresistivitetsfaktoren, F , og formasjonsporøsiteten, Φ . Formasjonsresistivitetsfaktoren kan bestemmes for eksempel ved å benytte en induksjonslogg, og porøsiteten kan bestemmes ut fra en nøytronlogg.

Ved praktiseringen av oppfinnelsen er det ikke nødvendig å kjenne diffusjonskoeffisienten, D , med nøyaktighet for å bestemme det porevolum som er opptatt av hydrokarbongass, på grunn av at hydrokarbongassresponsen forskyves ved endring av t_{CP} ved den foreliggende oppfinnelse. Porevolum som er fylt av gass, identifiseres ved differansen mellom to NMR-logger.

Det område av tverr-relaksasjonstider innenfor hvilket en hydrokarbongasstoppp kan forventes i en NMR-logg, kan derfor, ved benyttelse av Likning 4 og Likning 5, og på grunn av at hydrokarbongassen ikke er en overflatefuktende fase, beregnes som

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{\gamma^2 G^2 t_{CP}^2 D}{3} \quad (7)$$

Idet man omordner Likning 7 og husker fra ovenstående at $T_1 = T_{1B} \approx T_{2B}$, får man:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_1} \left(1 + \frac{\gamma^2 G^2 t_{cp}^2 DT_1}{3} \right) \quad (8)$$

Man kan derfor beregne den interekkotid t_{cp} som vil resultere i det område innenfor hvilket T_2 for hydrokarbongassen ville ligge innenfor et detekterbart område. For et MRIL C-loggingsverktøy, ved typiske reservoartilstander, ville en t_{cp} på ca. 0,6 ms resultere i at en målt T_2 ville være ca. 40 ms. Den NMR-porøsitet som indikeres ved hjelp av denne logg, ville derfor omfatte porøsitet fylt av hydrokarbongass. En annen NMR-logg som benytter en CPMG-sekvens med en interekkotid som er forskjellig fra den første NMR-logg, benytter fortrinnsvis en t_{cp} som resulterer i at T_2 på grunn av hydrokarbongassen er mindre enn ca. 2,5 ms. For et MRIL C-loggingsverktøy, ved typiske reservoartilstander, ville en t_{cp} på ca. 2,4 ms være tilstrekkelig til å resultere i en T_2 under detekterbare grenser for et slikt verktøy som MRIL C. Differansen mellom NMR-porøsitetene fra to slike logger, dividert med den effektive hydrogenindeks ved formasjonstilstander, ville være hydrokarbongassinnholdet av formasjonen på grunn av at den andre logg ikke ville detektere hydrokarbongassen.

For å fjerne T_2 -skjevhet (T_2 bias), bør man benytte bare en delmengde av de ekkoer som oppnås under den korte t_{cp} -sekvens og som opptrer ved de samme tidspunkter som de ekkoer som oppnås under den lange t_{cp} -sekvens. Dersom således t_{cp2} er fire ganger t_{cp1} , ville man benytte bare hvert fjerde ekko i t_{cp1} -sekvensen.

Ved praktiseringen av oppfinnelsen er det ikke nødvendig at en multiekssponentiell inversjon utføres på ekkodata som oppnås fra NMR-loggingsverktøyet. I stedet for resultatene av den multiekssponentielle inversjon gir subtraksjon av integraler av tidsdomene-ekkoresponsene et resultat som er proporsjonalt med den gassfylte porøsitet, Φ_g , (når det benyttes en interekkotid som er tilstrekkelig lang til å undertrykke T_2 for gasstoppen under deteksjon i den ene av de to logger, $2t_{cp2}$, og en interekkotid som er tilstrekkelig kort til å resultere i en målbar T_2 for hydrokarbongasstoppen, $2t_{cp1}$). Benyttelse av differansen mellom integralene av tidsdomene-ekkoresponsene er å foretrekke på grunn av at støy oppheves mer direkte. Dette kan innses ved å starte med likninger for målte svekkingskurver (decay curves) som funksjon av tiden:

$$A_1(t) = S_1(t) + N_1(t) \quad (9)$$

$$A_2(t) = S_2(t) + N_2(t) \quad (10)$$

hvor $A_1(t)$ er den målte svekkingskurve som oppnås ved benyttelse av t_{cp1} ,
 $A_2(t)$ er den målte svekkingskurve som oppnås ved benyttelse av t_{cp2} ,

$S_1(t)$ er signalet av svekkingskurven uten støy for den logg som benytter t_{cp1} ,

$S_2(t)$ er signalet av svekkingskurven uten støy for den logg som benytter t_{cp2} ,

$N_1(t)$ er støy i den målte svekkingskurve som benytter t_{cp1} , og

$N_2(t)$ er støy i den målte svekkingskurve som benytter t_{cp2} .

5 Støy antas å være tilfeldig termisk støy som har den samme forventningsverdi ved begge gjennomkjøringer (engelsk: passes). Man får derfor:

$$\int N_1(t)dt - \int N_2(t)dt = 0 \quad (11)$$

10 Integrasjon av de to målte svekkingskurver $A_1(t)$ og $A_2(t)$ fra en tid t_0 som er mye mindre enn T_2 for hydrokarbongassen, T_{2g} , med t_{cp1} , og større enn T_2 for hydrokarbongassen med t_{cp2} , til en tid T_0 som er mye større enn T_{2g} ved t_{cp1} , resulterer i opphevelse av integralene av $N_1(t)$ og $N_2(t)$ i overensstemmelse med likningen:

$$\int_{t_0}^{T_0} A_1(t)dt - \int_{t_0}^{T_0} A_2(t)dt = \int_{t_0}^{T_0} [S_1(t) - S_2(t)]dt \quad (12)$$

15

På grunn av at den eneste endring mellom de to loggingsavsøkinger er interekkotiden $2t_{cp}$ som ble endret for å gjøre hydrokarbongass udetekterbar i den ene av de to loggingsavsøkinger, er differansen mellom de to målte svekkingskurver den svekkingskurve som kan tilskrives hydrokarbongassforfallet. Denne hydrokarbongass-svekkingskurve, $g(t)$, er den ene av svekkingskurvene i summasjonen ifølge Likning 1, hvilken kan uttrykkes som:

$$g(t) = \alpha H I \Phi_g e^{-\frac{t}{T_{2g}}} \quad (13)$$

Integrasjon av denne funksjon fra t_0 til T_0 resulterer i

$$\int_{t_0}^{T_0} [S_1(t) - S_2(t)] = -\alpha H I \Phi_g T_{2g} \left[\frac{1}{e^{-\frac{T_0}{T_{2g}}}} - \frac{1}{e^{-\frac{t_0}{T_{2g}}}} \right] \quad (14)$$

Fordi t_0 er mye mindre enn T_{2g} og T_0 er mye større enn T_{2g} :

$$\frac{1}{e^{-\frac{T_0}{T_{2g}}}} - \frac{1}{e^{-\frac{t_0}{T_{2g}}}} \alpha - 1 \quad (15)$$

5

Likningene 14 og 12 kan derfor løses med hensyn på Φ_g :

$$\Phi_g = \frac{\int_0^{T_0} A_1(t) dt - \int_0^{t_0} A_2(t) dt}{\alpha H I T_{2g}} \quad (16)$$

10 Et annet alternativ er å ekstrapolere en ekkosvekkingskurve til en tid (eller ekkonummer) som er lik 0. Signalamplituden ved null tid er også proporsjonal med NMR-porøsitet. Disse alternativer eliminerer behovet for å utføre den multieksponentielle inversjon.

15 Den nedenstående tabell opplister typiske verdier av T_1 , T_2 , HI , D_0 og $D_0 T_1$ for saltvann, olje og naturgass. Verdiene av T_2 gjelder for MRIL-C-verktøyet med en gradient på ca. 17 gauss/cm og en t_{cp} på 0,6 ms. Tabellen viser at T_1 for olje og naturgass kan overlappe hverandre på tross av en stor T_2 -kontrast. Ut fra tabellen kan man også innse at saltvann og olje kan ha overlappende D_0 eller T_2 , men tydelig forskjellig T_1 . På grunn av at $D_0 T_1$ for gass er en størrelsesorden større enn for olje, og to størrelsesordener større enn for saltvann, kan det ut fra Likning 8 innses at den allerede store DT_1 -kontrast for gass kan
20 forsterkes ved å øke interekkotiden $2t_{cp}$ for å tillate atskillelse av to fluider (så som olje og hydrokarbongass) som overlapper hverandre i T_1 .

Tabell

	T ₁ ms	T ₂ ms	HI	D ₀ x 10 ⁻⁵ cm ² /s	D ₀ T ₁ cm ²
saltvann	1 til 500	0,67 til 200	1	7,7	0,0077
olje	5000	460	1	7,9	40
gass	4400	40	0,38	100	440

5 Ut fra tabellen og likning 8 kan det innses at den foreliggende oppfinnelse kan anvendes for å bestemme porøsiteter som er fylt av flytende hydrokarboner, eller hydrokarbongass pluss flytende hydrokarboner, ved å øke t_{cp} til en tid som forårsaker at T_2 for både hydrokarbongassen og det flytende hydrokarbon forskyver seg. Den betydelige forskjell mellom $D_0 T_1$ for saltvann og olje indikerer at det kan bestemmes et område av t_{cp} -verdier hvor T_2 -toppen for de flytende hydrokarboner har forskjøvet seg betydelig, mens T_2 -toppen for saltvann fremdeles er forholdsvis upåvirket sammenliknet med en NMR-logg som benytter en forskjellig t_{cp} . Fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen kan således benyttes til å bestemme porøsiteten av en formasjon som er fylt av gass, flytende hydrokarbon, eller gass pluss flytende hydrokarbon, ved ganske enkelt å integrere tidsdomeneresponser for NMR-logger som benytter forskjellige t_{cp} -verdier.

Sammenliknet med tidligere kjente metoder for bestemmelse av hydrokarbonvæskeinnhold i en formasjon, dvs. utførelse av en multieksponentiell inversjon av tidsdomeneresponser og skjelning basert på beliggenheten av T_2 -topper, opphever den foreliggende fremgangsmåte støy på en mer direkte måte. Videre kreves betydelig mindre beregningskapasitet eller datalagring på grunn av eliminasjon av den multieksponentielle inversjon.

MRIL C-verktøyet har en undersøkelsesdybde på 40 cm. I et borehull med en diameter på 20 cm kan formasjonen derfor undersøkes opp til 10 cm fra borehullveggen. Oljebaserte slam har lav inntrenging til denne dybde og er derfor det foretrukne boreslam for praktisering av oppfinnelsen. Med oljebaserte slam med lav inntrenging vil den gassmetning som observeres ved hjelp av MRIL C-loggingsverktøyet, være i det vesentlige uspylt. Spesielt tilveiebringer oljebasert boreslam med 80% ESCAID 110 og 20% $CaCl_2$ -mettet vann meget liten inntrenging i Mexicogolf-sand, og er derfor et foretrukket system.

Eksempel

En numerisk simulering ble utført av to logger av en formasjon med et MRIL C-verktøy, med en T_w på 8 sekunder, og t_{cp} -verdier på 0,6 og 2,4 ms. Fig. 4 viser en
 5 ploting av ekko som funksjon av ekkoamplitude for begge logger, hvor linjen "a" representerer loggen med en t_{cp} på 0,6 ms og linjen "b" representerer loggen med en t_{cp} på 2,4 ms. Formasjonen var et gassreservoar med ikke-reduserbare tilstander, med kapillarbundet, vannfylt porøsitet på 10 p.u. og gassfylt porøsitet på 20 p.u. NMR-egenskapene for gassfasen er de som angitt i tabellen. Bare hvert fjerde ekko fra loggen som benytter en t_{cp} på
 10 0,6 ms, ble benyttet for å eliminere T_2 -skjevhet. Også de første to ekkoer fra de resulterende CPMG-sekvenser ble kassert.

Fig. 5 viser en ploting av NMR-porøsitet, i prosent, som funksjon av T_2 beregnet ut fra svekkingskurvene på fig. 4, idet linjene a og b representerer den porøsitet som ble målt ved benyttelse av interekkotider på henholdsvis 0,6 og 2,4 ms. Av fig. 5 kan
 15 det innses at en tydelig topp fra gassfasen som er sentrert på ca. 40 ms, er fremherskende i loggen som benytter t_{cp} -verdien på 0,6 ms, mens denne topp ikke er til stede i loggen som benytter t_{cp} -verdien på 2,4 ms. Ut fra fig. 5 kan det innses at den lengre t_{cp} har forskjøvet gass-spekteret under utledbarhet, slik at bare saltvannssignalet, sentrert på 12 ms, er tilbake i spekteret. Differansen mellom integralene av arealet under disse kurver representerer derfor
 20 den NMR-porøsitet som kan tilskrives hydrokarbongass.

P a t e n t k r a v

5 1. Fremgangsmåte for å bestemme et formasjonsporevolum som er opptatt av en hydrokarbonfase eller hydrokarbonfaser, ved benyttelse av et NMR-loggingsverktøy, **karakterisert ved** at den omfatter de trinn

 å oppnå en første pulset NMR-logg av formasjonen, idet den første NMR-logg utnytter en pulssekvens som omfatter en innledende 90°-radiofrekvenspuls etterfulgt av en rekke 180°-radiofrekvenspulser som starter en tidsperiode t_{cp1} etter den innledende 90°-puls, og rekken av 180°-pulser omfatter radiofrekvenspulser som hver er atskilt en tidsperiode $2t_{cp1}$, hvor tiden t_{cp1} er en tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid til hydrokarbonfasen eller -fasene ligger innenfor et område av målte tverr-relaksasjonstider som kan detekteres med det benyttede NMR-loggingsverktøy,

15 å oppnå en andre pulset NMR-logg av formasjonen, idet den andre NMR-logg utnytter en pulssekvens som omfatter en innledende 90°-radiofrekvenspuls etterfulgt av en rekke 180°-radiofrekvenspulser som starter en tidsperiode t_{cp2} etter den innledende puls, og rekken av 180°-pulser omfatter radiofrekvenspulser som hver er atskilt en tidsperiode $2t_{cp2}$, hvor tiden t_{cp2} er en tid som er forskjellig fra t_{cp1} med et beløp som er tilstrekkelig til å atskille resulterende topper av tverr-relaksasjonstider som kan tilskrives hydrokarbonfasen eller -fasene i formasjonen, og

 å bestemme ut fra de første og andre NMR-logger det formasjonsporevolum som opptas av hydrokarbonfasen eller -fasene.

25 2. Fremgangsmåte ifølge krav 1, **karakterisert ved** at hydrokarbonfasen danner hydrokarbongass, idet t_{cp1} er en tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid for hydrokarbongassen ligger innenfor det område av målte tverr-relaksasjonstider som kan detekteres med det benyttede NMR-loggingsverktøy, idet t_{cp2} er en tid som er forskjellig fra t_{cp1} med et beløp som er tilstrekkelig til å atskille resulterende topper av tverr-relaksasjonstider som kan tilskrives hydrokarbongassen i formasjonen, og at det porevolum som opptas av hydrokarbongassen, bestemmes ut fra de nevnte logger.

30 3. Fremgangsmåte ifølge krav 2, **karakterisert ved** at t_{cp1} er en tid som er mindre enn en tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid for hydrokarbongassen er større enn ca. $4 \cdot 10^{-3}$ sekunder, og t_{cp2} er en tid som er større enn en tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid for hydrokarbongassen er mindre enn ca. $2 \cdot 10^{-3}$ sekunder.

35 4. Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 1-3, **karakterisert ved** at det formasjonsporevolum som opptas av hydrokarbonfasen eller -fasene, bestemmes ved

 at det ut fra de første og andre NMR-logger bestemmes en fordeling av tverr-relaksasjonstider som kan tilskrives hydrokarbonfase eller hydrokarbonfaser i formasjonen, og

at det ut fra fordelingen av tverr-relaksasjonstider som kan tilskrives hydrokarbonfase eller -faser i formasjonen, bestemmes det porevolum av en formasjon som opptas av hydrokarbongass i formasjonen.

5 5. Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 1-4, **karakterisert ved** at t_{cp1} er mindre enn den tid som resulterer i at den målte tverr-relaksasjonstid for hydrokarbongassen er større enn ca. 8×10^{-3} sekunder.

6. Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 1-5, **karakterisert ved** at t_{cp2} er lik eller større enn ca. 2,4 ms.

10 7. Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 1-6, **karakterisert ved** at t_{cp1} er lik eller mindre enn ca. 0,6 ms.

8. Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 1-7, **karakterisert ved** at de to logger oppnås på samme tid ved hjelp av et verktøy som benytter forskjellige pulssekvenser i to ringrom som er beliggende svakt atskilt fra hverandre.

15 9. Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 1-8, **karakterisert ved** at både den første og den andre logg oppnås ved benyttelse av pulssekvenser hvor ventetiden T_w er ca. 6 sekunder eller mer.

10. Fremgangsmåte ifølge ett av kravene 2-9, **karakterisert ved** at t_{cp2} for den andre logg er tilstrekkelig lang til at den målte tverr-relaksasjonstid for hydrokarbonfasen eller -fasene ligger under detekterbare grenser for NMR-loggingsverktøyet.

20 11. Fremgangsmåte ifølge krav 10, **karakterisert ved** at det formasjonsporevolum som opptas av hydrokarbonfasen eller -fasene, bestemmes som en funksjon av differansen mellom integralene av tidsdomeneresponsene for de to NMR-logger.

FIG.1

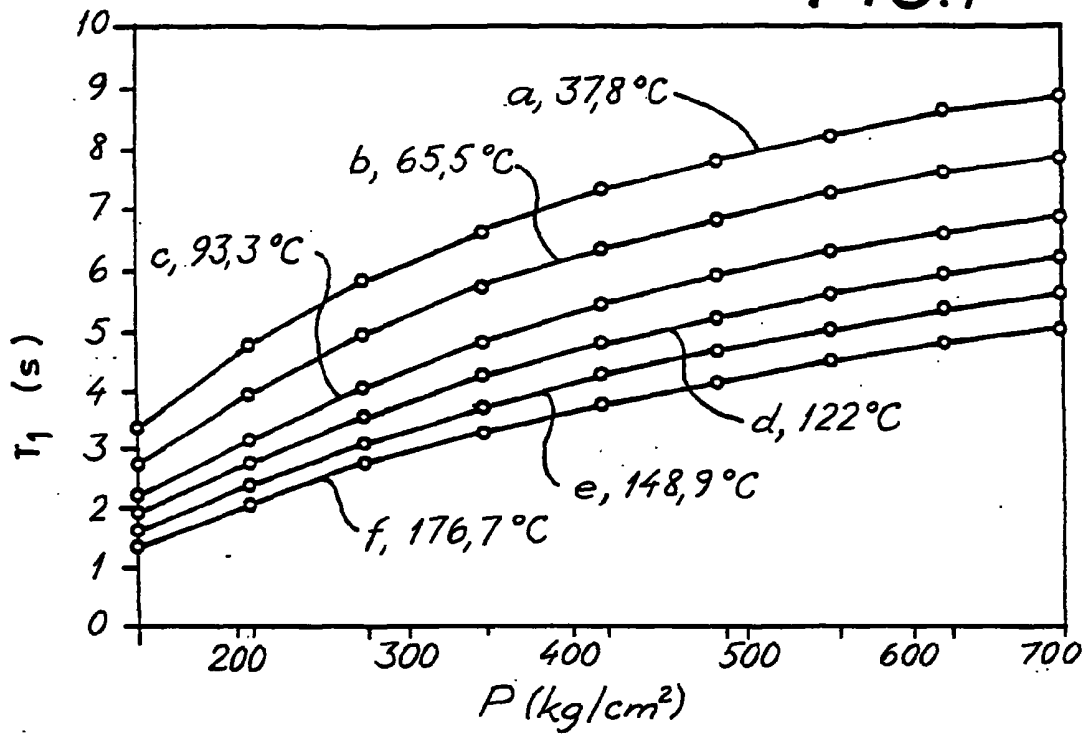


FIG.3

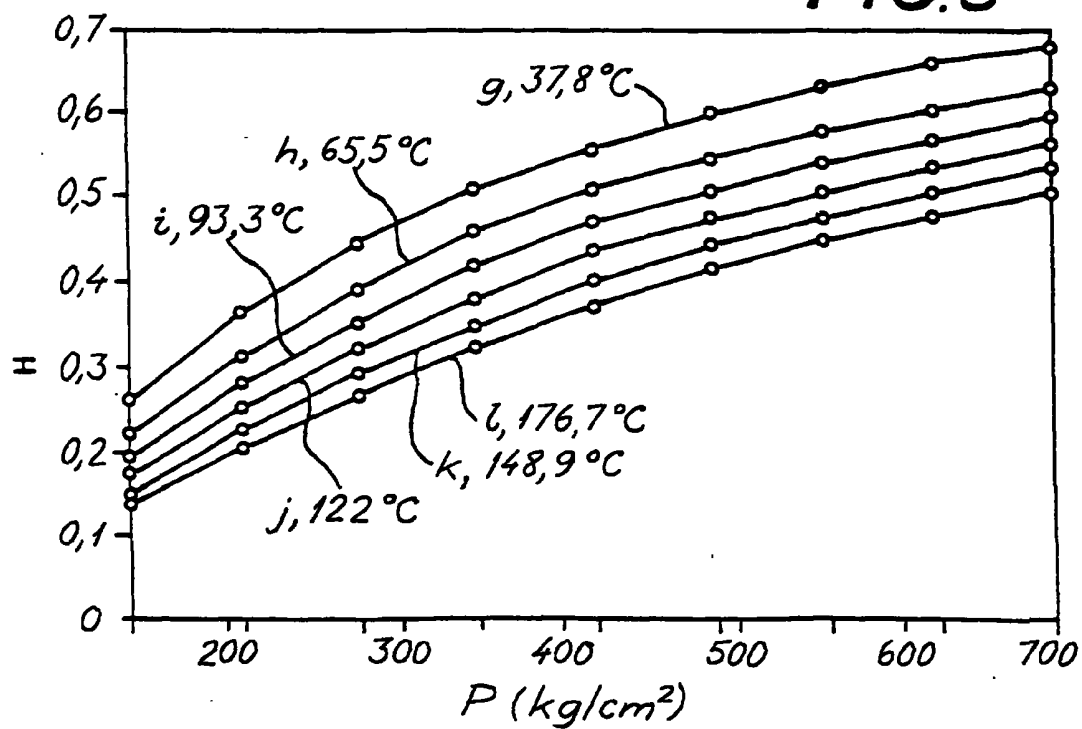


FIG. 2

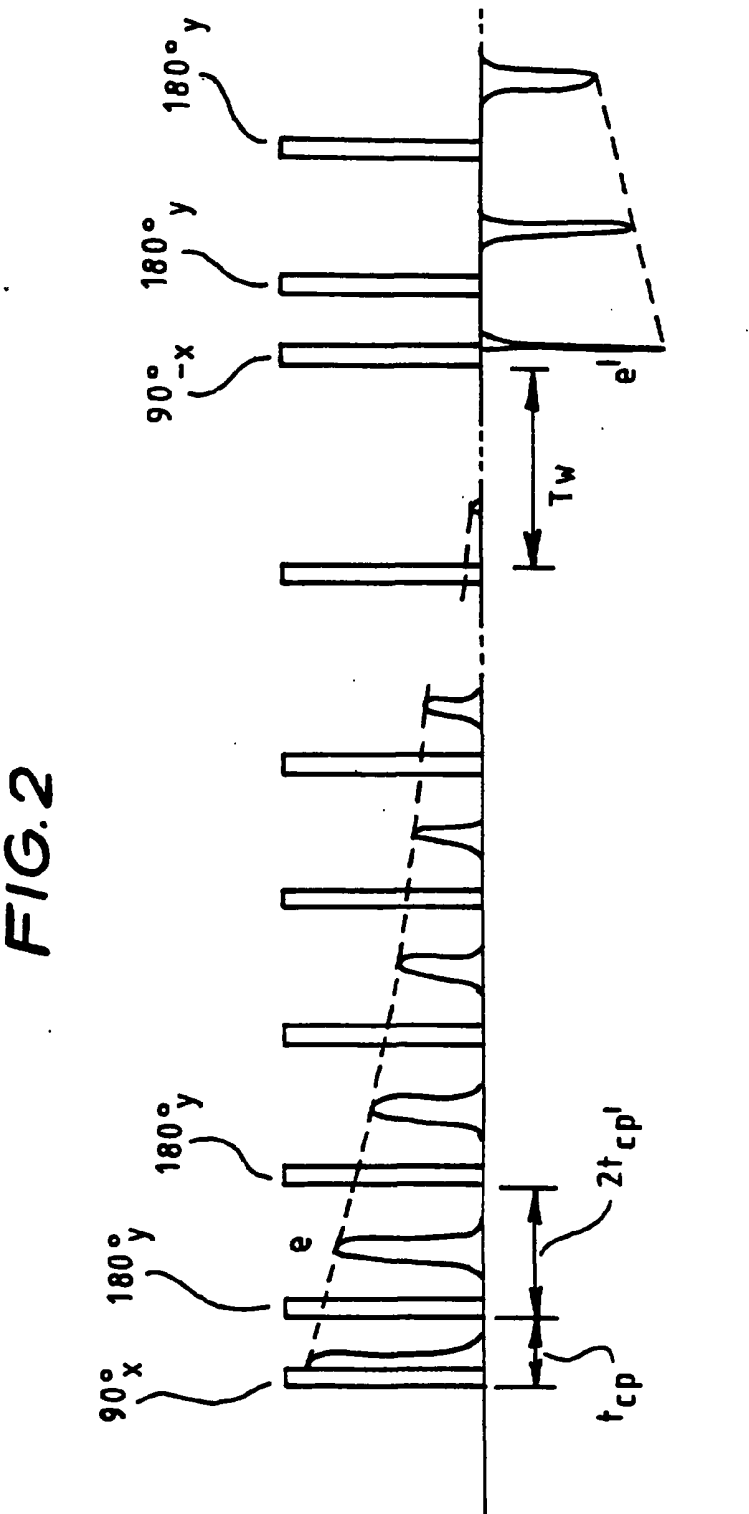
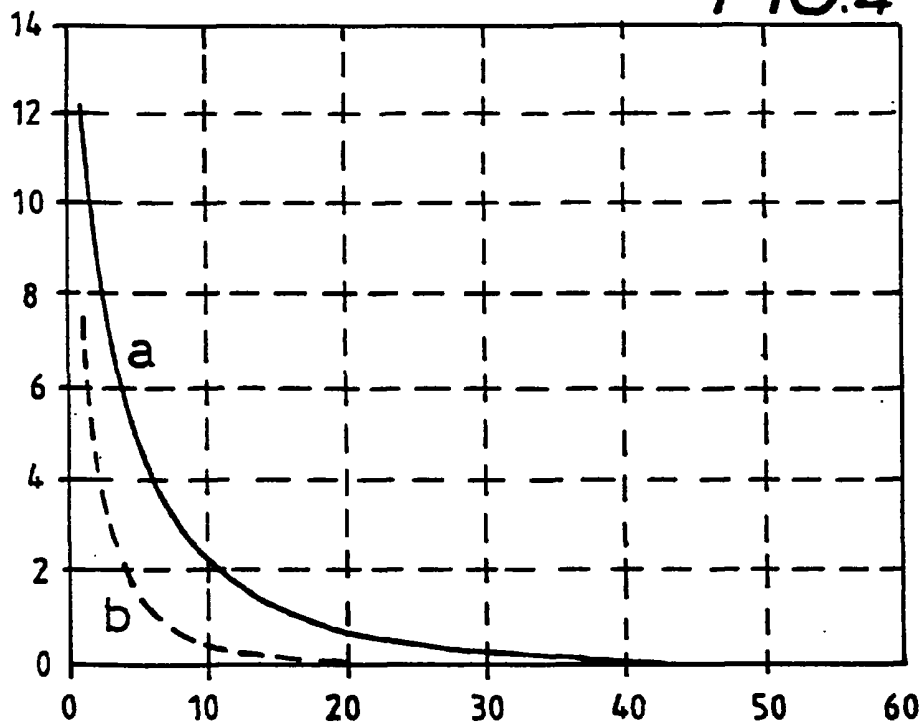


FIG. 4**FIG. 5**