



NORGE

(12) PATENT

(19) NO

(11) 323006

(13) B1

(51) Int Cl.

G01V 3/32 (2006.01)

G01V 3/38 (2006.01)

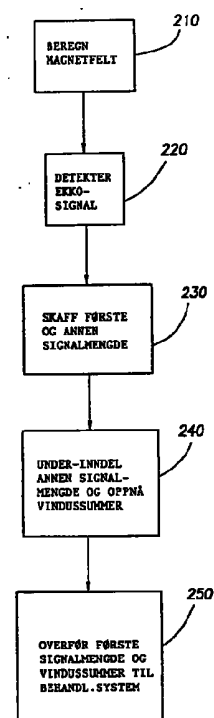
Patentstyret

(21)	Søknadsnr	19981635	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	
(22)	Inng.dag	1998.04.08	(85)	Videreføringsdag	
(24)	Løpedag	1998.04.08	(30)	Prioritet	1997.04.09, US, 42059 1997.06.12, US, 873981
(41)	Alm.tilgj	1998.10.12			
(45)	Meddelt	2006.12.18			
(73)	Innehaver	Schlumberger Technology BV, Parkstraat 83-89, 2514JG HAAG, NL			
(72)	Oppfinner	Robert Freedman, 5702 Grape Street, TX77096 HOUSTON, US Christopher E. Morriss, Abu Dhabi, AE Austin Boyd, Umm Suqiem, AE Charles Flaum, Ridgefield, CT, US			
(74)	Fullmektig	Bryn Aarflot AS, Postboks 449 Sentrum, 0104 OSLO, NO			

(54)	Benevnelse	Metode og apparat for måling av total nukleærmagnetisk resonans-porøsitet
(56)	Anførte publikasjoner	
		GB 2299171
		US 5291137

(57) Sammendrag

En metode og et apparat for måling av den totale nukleærmagnetiske resonansporøsiteten ved en geologisk formasjon som et borehull har gått gjennom er sensitiv overfor rask relaksasjonstid som kan knyttes til leirebundet vann. Målingen av total porøsitet inkluderer, i tillegg til fri væske- og kapillarbundet porøsitet, porøsiteten i leirebundet vann og mikroporøsitet. Et oscillerende magnetisk felt produseres i borehullet, i henhold til en fasealternert sekvens, som sekvens til Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG) eller en lignende impulssekvens, til å indusere signaler i formasjonsvolumet som kan måles av NMR-loggeredskapet. Et redusert ekkomellomrom og et forbedret signal til støyforholdstall gjør det mulig å gjenfinne korte T2-komponenter. Spinn-ekksignalene måles, og en verdi bestemmes for hvert signal. Signalverdiene inndeles i en første gruppe og en andre gruppe der den første gruppen omfatter ekkosignalene på et tidlig tidspunkt og den andre gruppen de resterende ekkosignalene. Den andre gruppen av ekkos inndeles videre i flere grupper, og en vindussumverdi genereres for hver gruppe i den andre gruppen, hvilket derved produserer flere vindussummer. Et attributt ved formasjonen bestemmes, basert på flere vindussummer og verdien av hvert signal i den første gruppen.



Oppfinnelsens område

Foreliggende oppfinnelse dreier seg i det vesentlige om en metode til bestemme porøsiteten ved en geologisk formasjon som et borehull er gått gjennom, og mer presist, en metode til måling av den geologiske formasjonens totale porøsitet.

Oppfinnelsen bakgrunn

Nukleær-magnetiske loggeredskaper, som det er redegjort for i U.S. Pat Nr. 4,933,638 utstedt til Kenyon et al., U.S. Pat. Nr. 5,055,787 og 5,055,788 utstedt til Kleinberg et al, måler tallet og relaksasjonstakten ved nukleær-magnetisk resonans (NMR) til hydrogenatomer i porøst fjell ved å måle utstrekningen og nedbrytningstakten av signaler som er et resultat fra impuls-ekko-sekvenser. Nukleær-magnetiske loggeredskaper sender en strøm av RF-impulser inn i formasjonen og overvåker impulsene som kommer tilbake, som kalles spinnekkoe ("spin echoes"). Signalet som måles av et nukleær-magnetisk loggeredskap, som CMR, fabrikat Schlumberger (Combined Magnetic Resonance), tidligere PNMT, fabrikat Schlumberger (Pulsed Nuclear Magnetism Tool), er proporsjonalt med middeldensiteten eller -tettheten ved hydrogenkjerner i væsken som finnes i det porøse rommet. Ettersom hydrogentettheten i vann- og væskehydrokarboner er noenlunde konstant, kan det registrerte signalet kalibreres slik at det gir volumfraksjonen av væsken som finnes i det porøse rommet.

Det er påvist at bundne og ikke-bundne væsker kan skilles ved deres relaksasjonstid i vannmettede fjellprøver. Se C. Straley, C.E. Morriss, W.E. Kenyon og J.J. Howard, "NMR in Partially Saturated Rocks: Laboratory Insights on Free Fluid Index and Comparison with Borehole Logs", LOG ANALYST, January/February 1995, ved 40 (avhandling lagt frem ved det 32. Annual Logging Symposium, SWPLA, 16–19 juni 1991). Vann som er bundet til leirematerialer, vann i porer som er for små til å bli rensset ved gjennførbare trykkstigning og tunge (viskøse) hydrokarboner relaxerer alle raskt. Væsker som relaxerer sakte, har lav viskositet og holder seg i store porer. Av den grunn kan væskene som relaxerer sakte, trekkes ut av formasjonen, forutsatt at det er nok gjennomtrengelighet.

Avkuttingsrelaksasjonstiden, T_c , som skiller bundne væsker fra ikke-bundne væsker, er empirisk beregnet til å være 50 m/sek for spinn-gitter-relaksasjon ("spin-lattice relaxation"), T_1 , og 33 m/sek for spinn-spinn-relaksasjon, T_2 , for vannmettede sandsteiner og for 0,69 MPa (100 psi) kapillærtrykk. Med en T_2 -sensitivitetsgrense på om lag 3 m/sek, i leire, bunnsлам eller mikroporøsitet, der kjente NMR-måleteknikker som bruker CMR-redskapet kan underestimere den totale fjellporøsiteten. Hydrogenkjerner i fjellmatrisen og noe av det leirebundne vannet relaxerer for raskt og detekteres ikke av CMR-redskapet. Således produserer porøsitetmåling ved CMR en effektiv porøsitet som ikke inkluderer bidrag fra leirebundet vann. Se U.S. Pat. No. 5,291,137 utstedt til Robert Freedman; se også R. Freedman og C.E. Morriss, Processing of Data From an MRR Logging Tool, SPE 30560 (avhandling lagt frem ved SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22.–25. oktober 1995). Det foreligger derfor et behov for måling av totalporøsitet som er sensitiv overfor rask relaksasjonstid som kan knyttes til leirebundet vann og som inkluderer, i tillegg til fri væske og kapillarbundet porøsitet, porøsiteten til leirebundet vann og mikroporøsitet.

GB 2 299 171 vedrører en anordning og fremgangsmåte bestemmelse av formasjonsegenskaper, for eksempel formasjonens totale porøsitet og tetthetsporøsitet med henblikk på effekten av gass på loggedata, ved en geologisk formasjon som omgir et borehull. Publikasjonen beskriver det å produsere et oscillerende magnetisk felt i borehullet og måling av spinn-ekko-signaler.

Sammendrag av oppfinnelsen

Ovennevnte ulemper ved status slik den er i dag overvinnes ifølge foreliggende oppfinnelse ved hjelp av et apparat og en metode for fremvisning av et attributt ved en geologisk formasjon som et borehull har gått gjennom, særpreget ved de trekk som er angitt i de karakteriserende delene av henholdsvis krav 1 og krav 8. Et oscillerende magnetisk felt produseres i borehullet for å indusere flere spinn-ekko-signaler fra valgte kjerner i formasjonen. Spinn-ekko-signalerne måles, og en verdi bestemmes for hvert signal. De fleste signaler skilles i en første gruppe og en andre gruppe, der den første omfatter tidlige ekkosignaler og den andre de resterende ekkosignaler. Den andre gruppen av ekkoer inndeles deretter i flere grupper, og en vindussumverdi genereres for hver gruppe i den andre gruppen,

slik at de produserer flere vindussummer. Et attributt ved formasjonen bestemmes, basert på de fleste vindussummene og verdien av hvert signal i den første gruppen.

5 **Kort beskrivelse av tegningene**

Fordelene ved foreliggende oppfinnelse vil tydeliggjøres ved følgende beskrivelse av de vedlagte tegningene. Det må forstås at tegningene skal brukes kun til illustrasjon, og ikke som en definisjon av oppfinnelsen.

Fig. 1 illustrerer et nukleær-magnetisk resonansloggesystem;

10 Fig. 2 illustrerer et nukleær-magnetisk resonansloggesystem av prinsippet logging og boring samtidig;

Fig. 3 er et flytskjema som illustrerer metoder ut fra dagens status til å bestemme effektiv porøsitet ved en formasjon;

15 Fig. 4 er et flytskjema som illustrerer faser i prosessen med å bestemme en formasjons totale porøsitet;

Fig. 5 er en sammenligning av T2-fordelingen med bruk av fem kjemprøver med en T2-avkuttingstid på 3 m/sek og 0,3 m/sek;

Fig. 6 er en sammenligning av effektiv porøsitet og total porøsitet ved bruk av utdata fra logging;

20 Fig. 7 er loggeutdata fra en formasjon som har skifer som ligger over gasholdig sand;

Fig. 8 er loggeutdata fra en formasjon som inneholder skifrig sand; og,

Fig. 9 er loggeutdata fra en formasjon som inneholder viskøse hydrokarboner.

25

Detaljeret beskrivelse av foretrukket utførelse

Under henvisning til fig. 1, så illustreres et nukleær-magnetisk resonansloggesystem (NMR), som innbefatter et NMR-loggeredskap 10 anbrakt i et borehull 12 og koblet via en vaier til et behandlingssystem 14 plassert på borehullets overflate for å behandle signaler som loggeredskapet 10 sender opp hullet. Alternativt kan behandlingssystemet 14 være plassert nede i borehullet. Redskapet 10 har en arm 16 som kan trekkes tilbake og som, når den er aktivert, presser fronten 18 mot borehullsveggen. En antenne 20 og en magnet 22 er posisjonert inne i red-

30

skapet 10. Antennen 20 produserer et magnetisk felt for oscillerende radiofrekvens (RF), og magneten 22 produserer et statisk magnetisk felt. Det magnetiske RF-feltet og det statiske magnetiske feltet styres mot et undersøkelsesvolum 24 som er anbrakt i en del av formasjonen som borehullet 12 går gjennom. Under drift foretar redskapet 10 en måling i undersøkelsesvolumet 24 ved hjelp av magnetisk reorientering av de nukleære partikkelnålene i formasjonen med en impuls i det oscillerende magnetiske feltet, og deretter detektere presesjonen ved de spissede partiklene i det statiske, homogene feltet i undersøkelsesvolumet 24 over en tidsperiode.

Foreliggende oppfinnelse er nyttig i en anvendelse for logging og boring samtidig. Fig. 2 illustrerer et redskap av NMR-typen med prinsippet logging og boring samtidig. Redskapet 30 inkluderer en borebit 32, borestreng 34 og en NMR-innretning med impuls som er plassert i et hus inne i borekragen 38. NMR-innretningen med impuls omfatter en magnet 40, en RF-antenne 42 og en elektronisk krets 44. Borekragen 38 er en ekstern komponent som er i kontakt med borevæsken og fjellkutting i borehullet og den formasjonen der det bores. Borebiten 32 og borestrengen 34 omfatter et middel til boring av et borehull 12 i formasjonen. Redskapet 30 omfatter også et middel til å foreta målinger av nukleærmagnetisk resonans (NMR) med impuls mens et borehull bores. Den elektroniske kretsen 44 omfatter et behandlingssystem 46 for behandling av NMR-målinger. Alternativt kan behandlingssystemet 46 plasseres på borehullets overflate.

Fig. 3 illustrerer en metode ut fra dagens status til å bestemme effektiv porøsitet (CMRP), dvs. summen av fri væske og kapillarbundet porøsitet, ved bruk av et NMR-loggeredskap. Etter at NMR-loggeredskapet begynner å tilføre energi til formasjonen med flere RF-impulser, starter redskapet mottak av flere spinn-ekko-impulser fra formasjonen. Ved trinn 100 blir signalfasen, 0, estimert som en funksjon av amplitudene for inn-fasen (R_i) og kvadraturet (X_i), som følger:

$$\hat{\theta} = \arctan \left[\frac{\sum_{j=1}^J \bar{X}_j}{\sum_{j=1}^J \bar{R}_j} \right] \quad (1)$$

Ved trinn 110 blir amplituden av signal pluss støy ($A_{j(+)}$), og amplituden ($A_{j(-)}$) for hver voltstyrkeimpuls ved spinn-ekko-mottaker bestemt ut fra følgende ligning:

$$\begin{aligned}\bar{A}_j^{(+)} &= \bar{R}_j \cos \hat{\theta} + \bar{X}_j \sin \hat{\theta}, \\ \bar{A}_j^{(-)} &= \bar{R}_j \sin \hat{\theta} - \bar{X}_j \cos \hat{\theta}.\end{aligned}\quad (2)$$

5

Ved trinn 120 estimeres RMS-støyen fra amplituden ($A_{j(-)}$). Deretter, ved trinn 130, beregnes vindussummen $I_{m,m+1}$, fra signal-pluss-støy-amplituden ($A_{j(+)}$). Den første vindussummen, $I_{1,2}$, bestemmes ved å summere flere enkelte signal-pluss-støy-amplituder $A_{1(+)}$, $A_{2(+)}$, ..., $A_{n(+)}$, som anbringes i det første tidsvinduet. Den andre vindussummen, $I_{2,3}$, bestemmes i forbindelse med det andre tidsvinduet, den tredje vindussummen, $I_{3,4}$, bestemmes i forbindelse med det tredje tidsvinduet på samme måte som over ved å summere de tilhørende signal-og-støy-amplitudene $A_{j(+)}$, som anbringes henholdsvis i det andre og det tredje tidsvinduet. Vindussummene overføres opp gjennom borehullet fra NMR-redskapet til et behandlingssystem som befinner seg på overflaten. Behandlingssystemet beregner en T_2 -fordeling og integrerer fordelings-funksjonen $P(T_2)$ for å bestemme den effektive porøsiteten, det vil si summen av fri væske og kapillarbundet porøsitet.

Figur 4 er et flytskjema som illustrerer foreliggende oppfinnelses metode til å bestemme en formasjons totale porøsitet (TCMR) ved bruk av et NMR-redskap. Redskapet senkes ned i borehullet og produserer, ved trinn 210, et statisk magnetisk felt i formasjonens volum. Deretter produserer det oscillerende magnetiske felt i henhold til en sekvens med faseveksel, som Carr-Purcell-Meiboom-Gill-sekvensen (CPMG) eller en lignende impulssekvens, for å indusere signaler i formasjonens volum, som kan måles av NMR-loggerredskapet i henhold til:

25

$$W-90^\circ_{xx}-(t_\varphi-180^\circ_y-t_\varphi\text{-echo}) \quad (3)$$

der j er indeksen av CPMG-ekkoer samlet, W er ventetiden som må gå forut for hver CPMG-sekvens slik at den langsgående magnetiseringen kan gjenvinnes før den første impulsen ved 90° , og t_{cp} er mellomrommet hos Carr-Purcell. I en fore-

trukket utførelse av oppfinnelsen er det minste ekkomellomrommet, $2t_{cp}$, omtrent 0,2 ms. Det kortere ekkomellomrommet forbedrer antall ekkoer som inneholder informasjon om leirebundet vann og forbedrer av den grunn signal-til-støy-forholdet på de korte T_2 -signalene.

5 Ved trinn 220 detekterer NMR-redskapet resulterende ekkosignaler som er blitt induert i formasjonen rundt borehullet, og bestemmer en verdi for hvert signal. Ved trinn 230 separeres ekkosignalene i en første signalgruppe som består av de ekkoene på et tidlig tidspunkt, og en annen signalgruppe som består av de resterende ekkoene. Ekkoene på et tidlig tidspunkt inneholder bidrag fra signalene
10 som har T_2 -relaksasjonstid som er mindre enn omtrent tre millisekund. Antall ekkoer på et tidlig tidspunkt har sammenheng med ekkomellomrommet. I en foretrukket utførelse av oppfinnelsen, med et ekkomellomrom på rundt 0,2 ms, er det om lag seks ekkoer på et tidlig tidspunkt. Ved trinn 240 inndeles de resterende ekkoene deretter opp i flere vindusgrupper, og summen for hver vindusgruppe bestemmes ved å summere ekkosignalene som er anbrakt i hvert vindu. Ved trinn 250 blir
15 verdien av hvert ekko på et tidlig tidspunkt og flere vindussummer overført opp gjennom borehullet fra NMR-redskapet til et behandlingssystem som befinner seg på overflaten. Det er meningen ut fra denne oppfinnelsen at behandlingssystemet skal finne seg nede i borehullet. Behandlingssystemet kan plasseres enten
20 nede i borehullet eller oppe. Ved trinn 260 bestemmes et attributt av formasjonen, så som volumet av leirebundet vann i formasjonen, hydrokarbonmetningen i formasjonen eller den totale porøsiteten (TCMR), det vil si summen av fri væske-, kapillarbundet og leirebundet porøsitet.

Behandlingssystemet beregner en fordelingsfunksjon, $P(T_2)$, og en total
25 loggeutdata for porøsitet som svarer til hvert ekko på et tidlig tidspunkt og flertallet av vindussummene.

I foreliggende oppfinnelse bestemmes volumet på leirebundet vann, (ϕ_{cbw} , ved å integrere fordelingsfunksjonen $P(T_2)$ i henhold til følgende ligning:

$$\phi_{cbw} = \int_{T_{min}}^{T_{cbw}} P(T_2) dT_2 \quad (4)$$

der T_{cbw} er forhåndsbestemt avkuttingsrelaksasjonstid til skille av leirebundet vann. Den totale porøsiteten, TCMR, bestemmes ved å integrere fordelingsfunksjonen $P(T_2)$ i henhold til følgende ligning:

$$\phi_{TCMR} = \int_{T_{min}}^{T_{max}} P(T_2) dT_2. \quad (5)$$

5

TCMR-målingen gir tilleggsmåling om porøsitet og fanger opp leirebundet vann og mikroporøsitet. Fig. 5 viser T_2 -fordelingene fra andre kjernep prøver som er tatt i meget skifrig sandformasjon. Porøsiteten som kommer frem ved $T=0,3$ msek til omtrent $T=3,0$ msek er typisk for differansen mellom TCMR og CMRP. Differansen mellom CMRP- og TCMR-porøsitet i dette intervallet skyldes mikroporøsiteten som er knyttet til små porer og leirebundet vann. På samme måte illustrerer Fig. 6 en sammenligning mellom deriverte T_2 -fordelinger ved effektiv porøsitet (CMRP) og total porøsitet (TCMR) ved bruk av CMRP- og TCMR-loggeutdata fra en dolomittformasjon. Formasjonen har signifikante mengder mikroporøsitet, hvilket amplitydene til T_2 -fordelingene fra $T=0,3$ msek til omtrent $T=3,0$ msek er et bevis på. På grunn av mikroporøsiteten leser CMRP-porøsiteten lavere enn TCMR-porøsiteten over deler av det loggede intervallet. Differansen mellom CMRP- og TCMR-porøsitet over det loggede intervallet skyldes mikroporøsitet som har sammenheng med både små porer og leirebundet vann.

Det har vist seg at det finnes en relaksasjon mellom mengden av bundet vann som finnes i porene på en skiferbærende formasjon og kationutvekslingskapasiteten til leirematerialer. Se H. Hill, O. Shirley og G. Klein, Bound Water in Shaly Sands – Its Relation to Q_v and Other Formation Properties, 20 LOG ANALYST 3-19, (1979). Målingen av total porøsitet gir et effektivt middel til å derivere Q_v , kationsbyttekapasiteten normalisert til porevolumet, fra loggedata ved bruk av fremgangsmåten fremlagt av Hill-Shirley-Klein:

$$Q_v = \frac{\phi_{cbw}}{0.28 * \phi_{TCMR}} \quad (6)$$

Det har vist seg at ledeevnen til oljeholdig skifrig sand kan beskrives ved et uttrykk som relaterer resistivetsknoten til vannmetning, vannresistivitet og kationsbyttekapasiteten per enhet porevolum i formasjonen. Se M. Waxman og L. Smits, *"Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands"*, 243 SOC'Y OF PETR. ENG. J. 107-122, (1968). Vannmetningen, S_w , bestemmes ved å bruke fremgangsmåten som Waxman-Smits har fremlagt:

$$S_w = \frac{\left(F^* \cdot R_w / R_t\right)^{1/n}}{\left(1 + B \cdot Q_v \cdot R_w / S_w\right)^{1/n}} \quad (7)$$

der F^* er formasjonens resistivitetsfaktor for skifrig sand, R_w resistiviteten til likevektsbringende vannholdig saltoppløsning, R_t resistiviteten til delvis vannmettet sand, n^* metningsekspONENTEN for skifrig sand, og B er en tilsvarende konduktanse av leirebyttekationer. Hydrokarbonmetningen bestemmes av uttrykket $S_{HC} = 1 - S_w$.

Alternativt bestemmes hydrokarbonmetningen i henhold til dobbeltvannmodellen som forklarer utelukkelsen av salt fra en liten del av porevannet. Se C. Clavier, G. Coates og J. Dumanoir, *"The Theoretical and Experimental Bases for the "Dual Water" Model for the Interpretation of Shaly Sands"*, SOC'Y OF PETR. ENG. TRANS. 6859 (1977). Vannmetningen, S_{wt} , bestemmes ved bruk av dobbeltvannmodellen:

$$S_{wt} = \left(\frac{F_0 \cdot C_i}{\beta \cdot Q_v} \right)^{1/n-1} \quad (8)$$

der F_0 er formasjonens resistivitetsfaktor i skifrig sand og, slik den brukes i dobbeltvannmodellen, så er C_i den sanne ledeevnen til en hydrokarbonholdig formasjon, β er den tilsvarende ledeevnen til natriumkontra-ioner, Q_v er konsentrasjonen av leirekontra-ioner per enhet porevolum, og n er metningsekspONENTEN. Hydrokarbonmetningen bestemmes av uttrykket $S_{HC} = 1 - S_{wt}$.

Fig. 7 illustrerer en sammenligning av effektiv porøsitet (CMRP), total porøsitet (TCMR), nøytronporøsitetsslogging (NPHI) og tetthetsporøsitetsslogging (DPHI) over et intervall som består av leire på gassand. I intervallet fra 127 meter til 132 meter undertrykkes loggekrysningen ved nøytrontettheten ved skiferet, som er en motsetning til gasseffekten på nøytronloggen. CMRP-loggen gir ikke informasjon om T_2 -verdier under 3 m/sek. Av den grunn kan manoen mellom CMRP-en og tetthetsloggeporøsiteten i intervallet fra 127 meter til 132 meter skyldes leirebundet vann, mikroporøsitet eller redusert hydrogenindeks som følge av gass. Således er porøsitetsdifferansen ved CMRP-tetthetslogging en upålitelig faktor for gass i skifrig sand. På den annen side viser med henblikk på TCMR-tettheten porøsitetssloggedifferansen på en presis måte at det finnes gass i skifrig sand. I foreliggende oppfinnelse bestemmes gassmetningen, S_g , og en gasskorrigert porøsitet, ϕ , i henhold til følgende relasjon:

$$S_g = \frac{DPHI - TCMR}{DPHI * (1 - HI * P) + \lambda * TCMR}, \quad (9)$$

$$\phi = \frac{DPHI * (1 - HI * P) + \lambda * TCMR}{(1 - HI * P) + \lambda}, \quad \text{der} \quad (10)$$

$$P = 1 - \exp(-W/T_{1g}) \quad \text{og} \quad (11)$$

$$\lambda = \frac{\rho_f - \rho_g}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (12)$$

der HI er hydrogenindeksen til gass ved reservoartemperatur, og trykk, P, polariseringsfaktoren som har en verdi i området 0-1 og karakteriserer graden av polarisering i gassen, λ forklarer gasseffekten tetthetsloggen, W er ventetiden ved tilstrekkelig lengde til å polarisere alle væsker, unntatt gass, T_{1g} er spinn gitterrelaksasjonstiden for gass, ρ_g er tettheten for gass ved reservoartemperatur og trykk, ρ_f er væsketettheten og ρ_{ma} er matrisetettheten som brukes til å beregne DPHI fra den matte bulk tettheten.

Det har vist seg at gjennomtrengeligheten til vannmettet sand eller oljeholdig sand kan beskrives ved å relatere porøsiteten til bundet væskevolum. I foreliggende oppfinnelse gir målingen av totalporøsitet et effektivt frittstående middel til å

derivere et forbedret estimat av gjennomtrengelighet ved å bruke fremgangsmåten som Timur-Coates har fremlagt:

$$k = a(\phi_{TCMR})^4 \left(\frac{\phi_{TCMR} - \phi_{BFV}}{\phi_{BFV}} \right)^2, \quad (13)$$

5

der ϕ_{TCMR} er total porøsitet, ϕ_{BFV} er porøsitet ved bundet væske (inklusive leire-bundet vann) ved bruk av en avkutting for bundet væske på omtrent 33 msek, a er langs rekkefølgen til 104, og k gir en estimert gjennomtrengelighet malt i millidarcy. For en gassmettet formasjon blir den gasskorrigerte porøsiteten som er bestemt i ligning (10) erstattet for den totale porøsiteten i ligning (13) for å estimere formasjonsgjennomtrengelighet.

10

Fig. 8 viser en sterk sammenheng mellom gammastrålelogging og den bundne væskeporøsiteten med $T_c = 12$ m/sek. Et bundet væskevolum, ϕ_{bf} bestemmes ved å integrere fordelingsfunksjonen $P(T_2)$ i henhold til følgende ligning:

15

$$\phi_{bf} = \int_{T_{min}}^{T_c} P(T_2) dT_2 \quad (14)$$

20

der T_c er en forhandsbestemt avkuttingsrelaksasjonstid på omtrent 8 m/sek til 12 m/sek, for å skille skifer. TCMR-målingen gir en nøyaktig skiferindikator som er uavhengig av naturlig radioaktivitet i formasjonen. I noen tilfeller skiller gammastråleloggen på en ineffektiv måte sand fra leire, særlig i de tilfeller der sanden inneholder radioaktive mineraler som kaliumfeltspat.

25

Under henvisning til Fig. 9, så gir responsene til TCMR- og CMRP-logger i en sone som inneholder viskøse hydrokarboner, fra 91 meter til 103 meter, og i en tilgrensende lavere våtsone en klar avgrensning av oljesonen. Underskuddet mellom TCMR og CMRP gir en klar definisjon av oljesonen. TCMR-målingen gir et middel til å detektere og kvantifisere signaler fra hydrokarboner med viskositeter på omlag 10 Pa-s (10 000 cp).

Foregående beskrivelse av de foretrukkede og alternative utførelser av foreliggende oppfinnelse er blitt presentert for å illustrere og beskrive. Den er ikke ment å være uttømmende eller begrense oppfinnelsen til det presise skjemaet som legges frem. Mens oppfinnelsen dreier seg om et apparat og en metode til

5 mating av total porøsitet ved bruk av nukleærmagnetisk vaier eller et redskap som utfører logging mens det borer, vil mange endringer og variasjoner være åpenbare for dem som kjenner til fagområdet. Utførelsene ble valgt og beskrevet for på en best mulig måte å forklare prinsippene for oppfinnelsen og dens praktiske anvendelse og derved gjøre andre i stand til å forstå oppfinnelsen for ulike utførelser og

10 som er egnet for det spesielle tiltenkte bruk. Det er meningen at oppfinnelsens omfang kan defineres av vedlagte krav og deres ekvivalenter.

Patentkrav:

1. Metode for å indikere et attributt ved en geologisk formasjon som er gjennomført av et borehull, der metoden omfatter disse trinn:
 - 5 (a) produksjon av oscillerende magnetiske felt i borehullet for å indusere flere spinn-ekksignaler fra valgte kjerner i formasjonen, og
 - (b) måling av spinn-ekksignalene og bestemmelse av en verdi for hvert signal: der metoden er karakterisert ved at metoden videre omfatter følgende trinn:
 - 10 (c) separering av flertallet av verdiene i en første gruppe og en andre gruppe, der den første gruppen omfatter ekkosignalene på et tidlig tidspunkt og den andre gruppen de resterende ekkosignalene;
 - (d) ytterligere inndeling av den andre gruppen i flere grupper;
 - (e) generering av en vindussumverdi for hver gruppe av den andre gruppen, for
 - 15 derved å produsere flere vindussummer; og
 - (f) bestemmelse av attributtet til formasjonen basert på flertallet av vindussummer og verdien til hvert signal i den første gruppen.
2. Metoden ifølge krav 1, som videre omfatter dette trinn:
 - 20 (g) generering av loggeutdata og relaksasjonstidsfordeling som svarer til flertallet av vindussummer og verdien av hvert signal i den første gruppen.
3. Metoden ifølge krav 2, som ytterligere omfatter dette trinn:
 - (h) bestemmelse av en indikasjon på formasjonens totale porøsitet, ut fra relaksasjonstidsfordelingen.
 - 25
4. Metoden ifølge krav 2, som ytterligere omfatter dette trinn:
 - (h) bestemmelse av en indikasjon på volumet av leirebundet vann i formasjonen, ut fra relaksasjonstidsfordelingen.
 - 30
5. Metoden ifølge krav 3 og/eller 4, som videre omfatter disse trinn:
 - (i) generering av loggeutdata som indikerer tettheten ved formasjonen;

(j) bestemmelse av tetthetsporøsiteten ved formasjonen basert på tetthetsloggingen; og

(k) bestemmelse av et gassattributt ved formasjonen basert tetthetsporøsitet og totalporøsitet bestemt ved trinn (h).

5

6. Metoden ifølge krav 3 og/eller 4, som videre omfatter disse trinn:

(i) generering av loggeutdata som indikerer tettheten ved formasjonen;

(j) bestemmelse av tetthetsporøsitet ved formasjonen basert på tetthetslogging, og

10 (k) bestemmelse av formasjonens porøsitet, korrigert med henblikk på gassens effekt på loggeutdata, basert på tetthetsporøsitet og den totale porøsiteten bestemt ved trinn (h).

7. Metoden ifølge krav 1, som videre omfatter disse trinn: fremskaffelse av en
15 boreinnretning, boring av et hull i den geologiske formasjonen med boreinnretningen; og måling av spinn-ekkosignalene samtidig som borehullet bores.

8. Apparat som indikerer et attributt ved den geologiske formasjonen som er gjennomboret av et borehull, og som omfatter:

20 (a) et loggeredskap, der redskapet videre omfatter:

(i) et middel til produksjon av oscillerende magnetiske felt for å indusere flere spinn-ekko-signaler fra valgte kjerner i formasjonen; og

(ii) et middel til måling av spinn-ekko-signaler og bestemmelse av en verdi for hvert signal;

25 der apparatet er karakterisert ved at det videre omfatter:

(b) et middel til å inndeile flertallet av verdier inn i en første gruppe og en andre gruppe, der den første gruppen består av ekkosignalene fra et tidlig tidspunkt og den andre gruppen de resterende ekkosignalene;

(c) et middel til ytterligere å inndeile den andre gruppen i flere grupper;

30 (d) et middel til å generere en vindussumverdi for hver gruppe i den andre og derved produsere flere vindussummer; og

(e) et middel til å bestemme attributtet ved formasjonen basert på flertallet av vindussummer og verdien av hvert signal i den første gruppen.

9. Apparatet ifølge krav 8, som videre omfatter:

(f) et middel til generering av loggeutdata og en relaksasjonstidsfordeling som svarer til flertallet av vindussummer og verdien av hvert signal i den første gruppen.

5

10. Apparatet ifølge krav 9, som videre omfatter:

(g) et middel til å bestemme, ut fra relaksasjonstidsfordelingen, en indikasjon på formasjonens totale porøsitet.

10 11. Apparatet ifølge krav 9, som videre omfatter:

(g) et middel til å bestemme en indikasjon på volumet av leirebundet vann i formasjonen, ut fra relaksasjonstidsfordelingen.

12. Apparatet ifølge krav 10 og/eller 11, som videre omfatter:

15 (h) et middel til generering av loggeutdata som indikerer tettheten ved formasjonen;

(i) et middel til å bestemme tetthetsporøsiteten ved formasjonen basert på tetthetslogging; og

(j) et middel til bestemmelse av et gassattributt ved formasjonen basert på tetthetsporøsitet og den totale porøsiteten bestemt ved trinn (g).

20

13. Apparatet ifølge krav 10 og/eller 11, som videre omfatter:

(h) et middel til generering av loggeutdata som indikerer formasjonens tetthet;

(i) et middel til bestemmelse av tetthetsporøsitet ved formasjonen basert på tetthetslogging; og

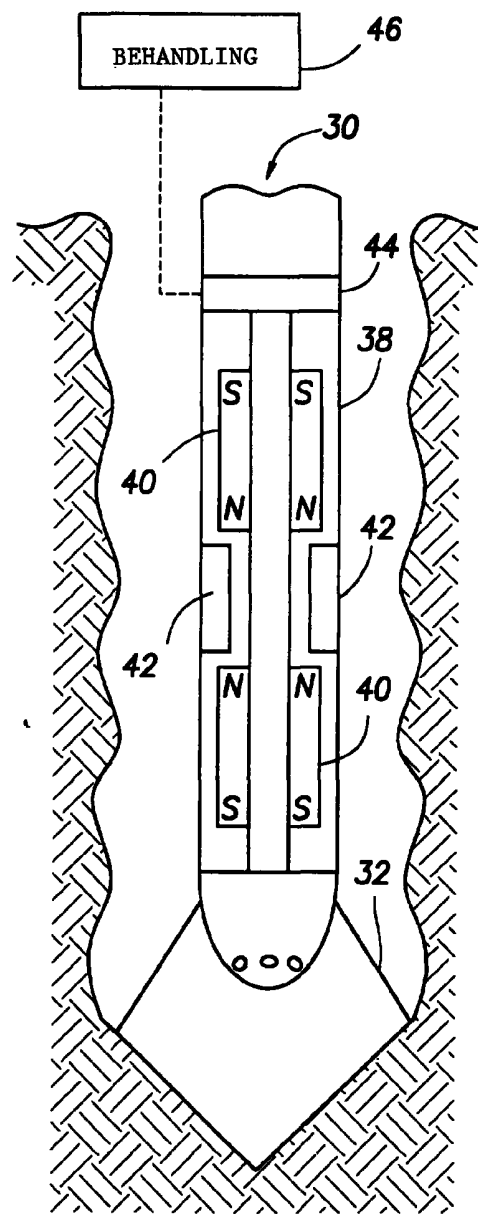
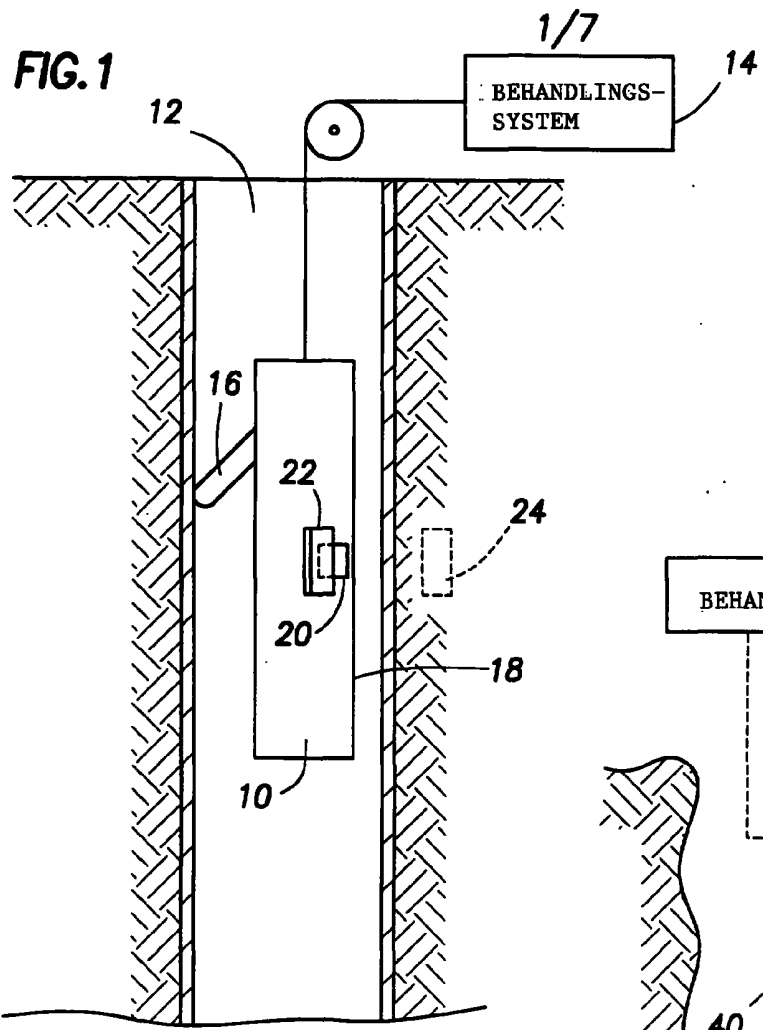
25

(j) et middel til å bestemme formasjonens porøsitet, korrigert med henblikk på gassens effekt på loggeutdata, basert på tetthetsporøsitet og den totale porøsiteten bestemt ved trinn (g).

30 14. Apparatet ifølge krav 8, der loggeredskapet omfatter et vaierloggeredskap.

15. Apparatet ifølge krav 8, der loggeredskapet omfatter et redskap som utfører logging mens det borer.

+



+

FIG.3

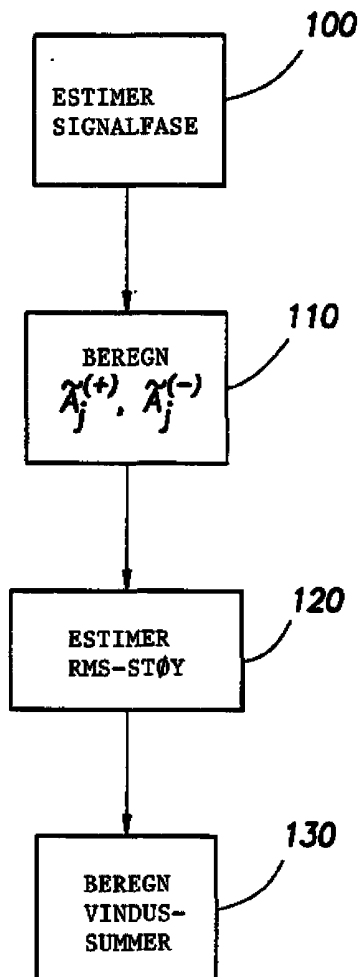
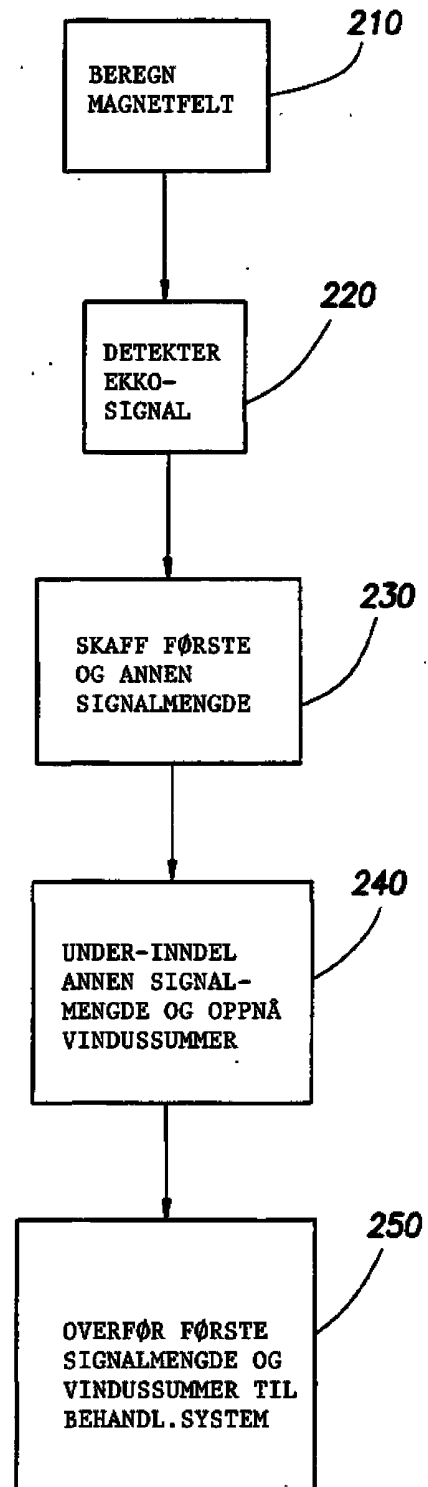


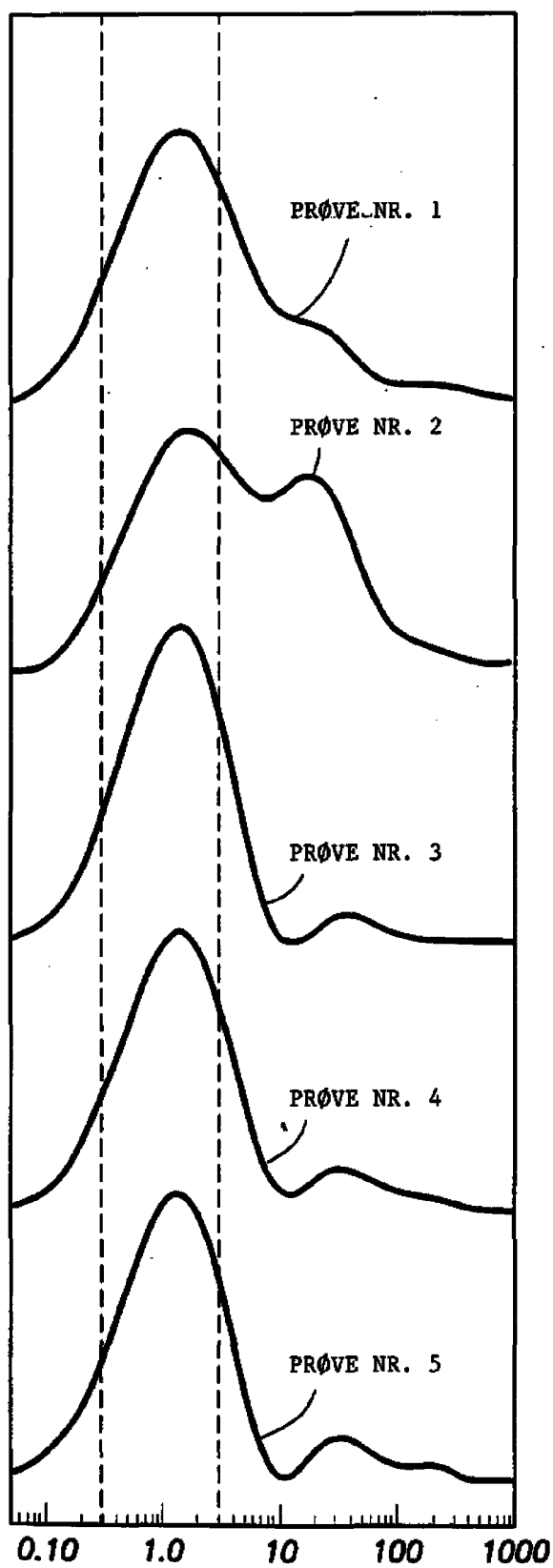
FIG.4



+

3/7

FIG.5

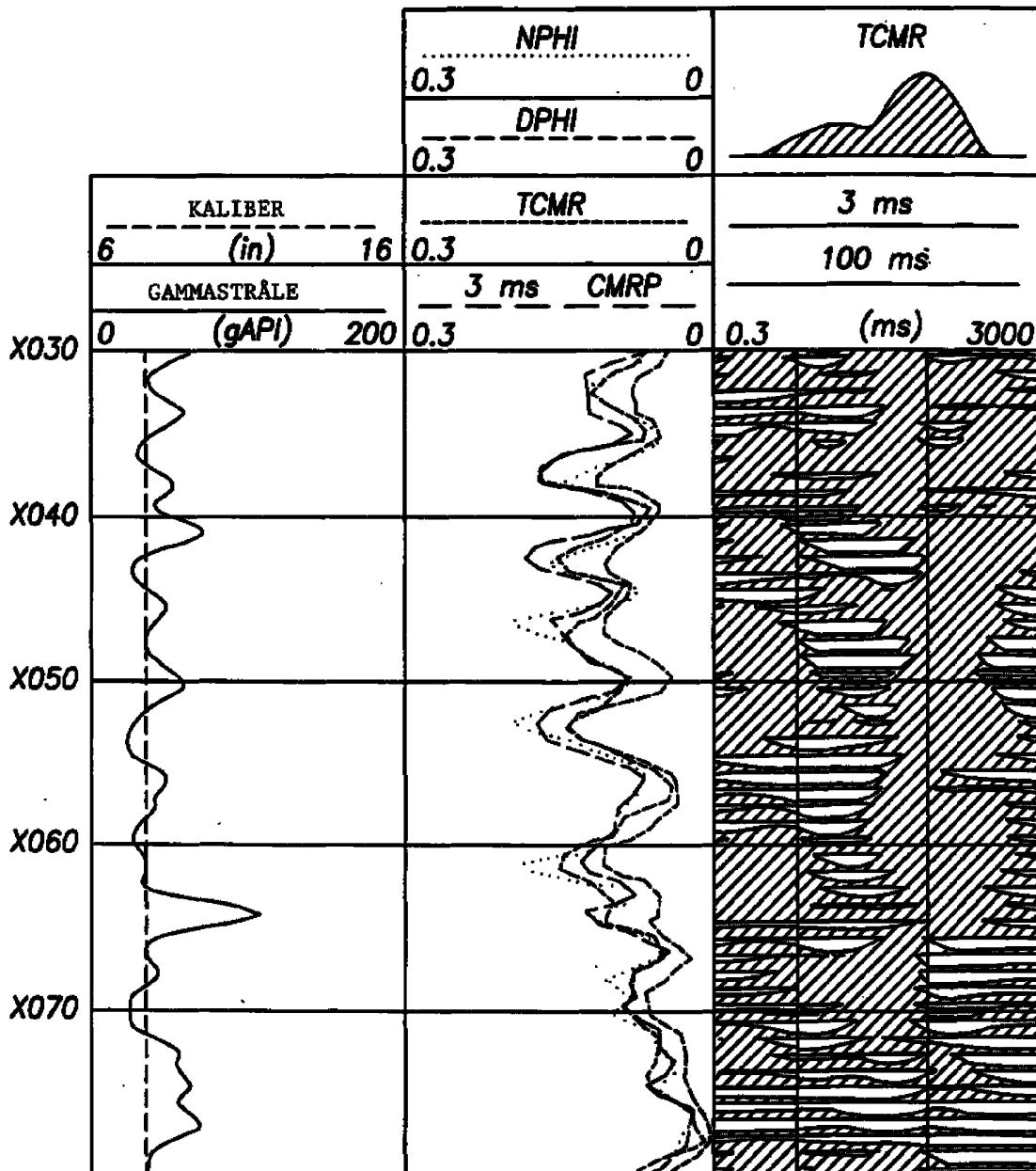


+

+

4/7

FIG.6

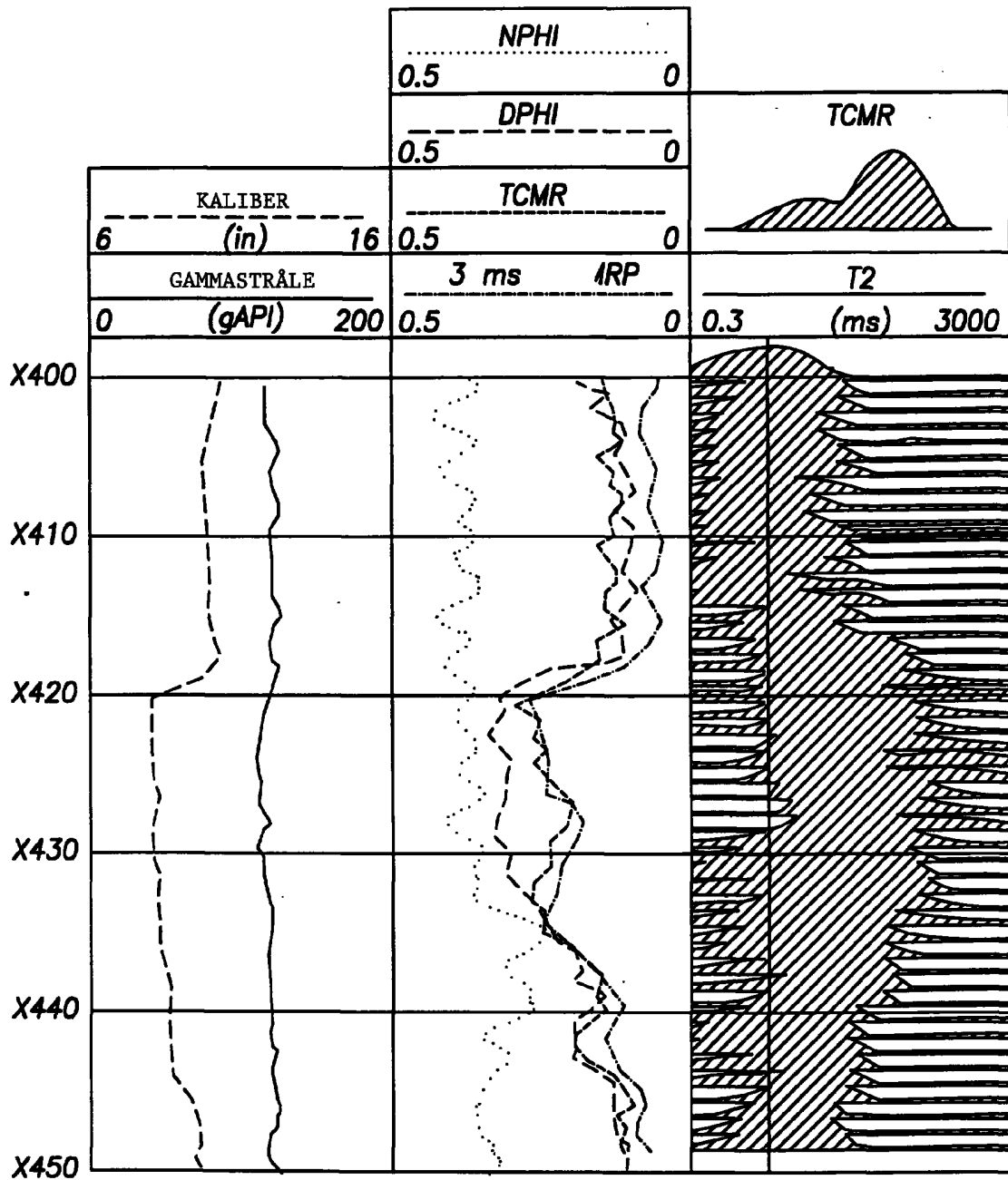


+

+

5/7

FIG. 7

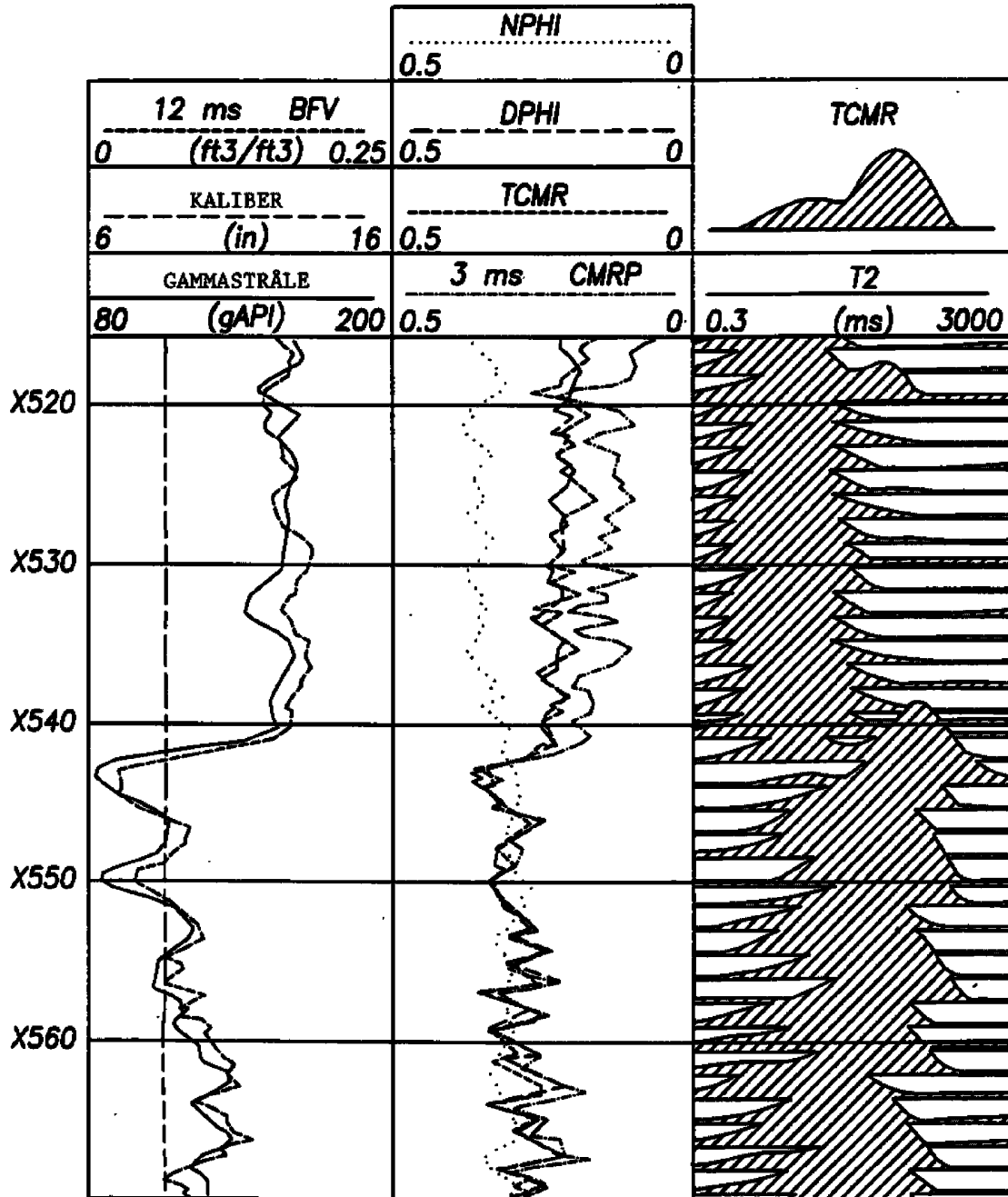


+

+

6/7

FIG.8

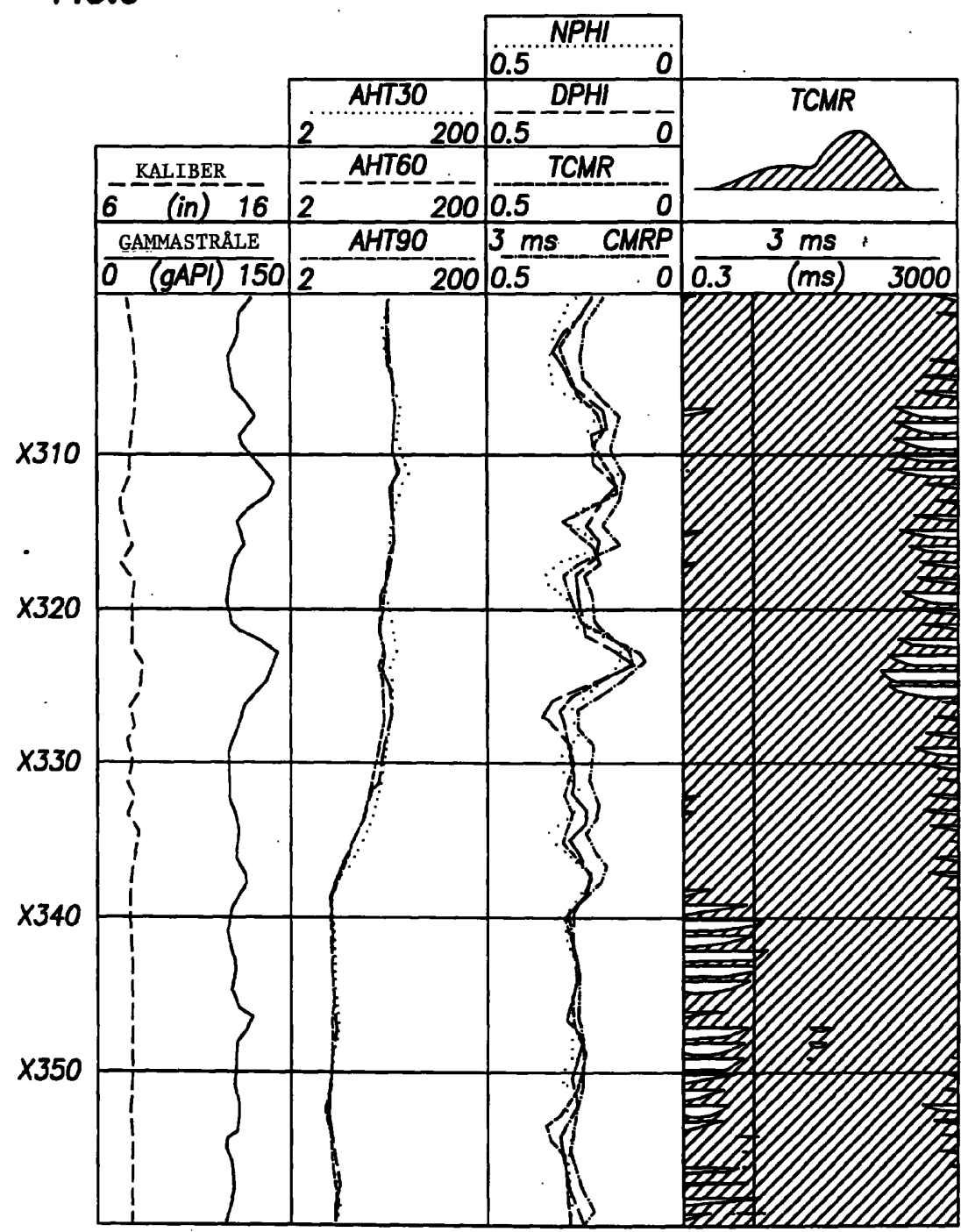


+

+

7/7

FIG.9



+