



(12) **PATENT**

(19) NO

(11) **326840**

(13) **B1**

NORGE

(51) Int Cl.
C09K 8/08 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20005968	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	
(22)	Inng.dag	2000.11.24	(85)	Videreføringsdag	
(24)	Løpedag	2000.11.24	(30)	Prioritet	1999.11.26, IT, MI99A002473
(41)	Alm.tilgj	2001.05.28			
(45)	Meddelt	2009.03.02			
(73)	Innehaver	ENI SpA, Piazzale Enrico Mattei, 1, 00144 ROMA, IT			
(72)	Oppfinner	EniTecnologie SpA, Via Felice Maritano, 26, 20097 SAN DONATO MILANESE-MILANO, IT Sandra Cobianco, Fara Gera d'Adda, IT Martin Bartosek, Via Venezia, 40, 20025 LEGNANO, IT Alberto Guarneri, Via L da Vinci, 4, Casalbuttano, IT			
(74)	Fullmektig	JK Thorsens Patentbureau AS, Postboks 9276 Grønland, 0134 OSLO			

(54)	Benevnelse	Vannbasert borefluid, og fremgangsmåte for boring av olje- og/eller gassbrønner ved hjelp av vannbaserte borefluider			
(56)	Anførte publikasjoner	EP A1 691454, US 4428843, WO A1 92/22621			
(57)	Sammendrag				

Vannbasert borefluid omfattende: (a) vann,
(b) minst en biopolymer av polysakkarid-typen,
(c) minst en filtratopløser valgt fra stivelser med forskjellige tverrbindingsgrader i nærvær av cellulose-mikrofibre,
(d) eventuelt et vannoppløselig polymert overflateaktivt middel som har en HLB fra 10 til 16, foretrukket fra 11 til 14.

Den foreliggende oppfinnelse vedrører et vannbasert borefluid, og en fremgangsmåte for boring av olje- og/eller gassbrønner ved hjelp av vannbaserte fluider.

5 Den foreliggende oppfinnelse omhandler ikke-skadelige borefluider, i alt vesentlig faststoff-frie, hvis hovedbestanddel er (a) en biopolymer av scleroglukan-typen, (b) en filtratoppløser i alt vesentlig bestående av stivelse, og dens derivater, i nærvær av cellulose-mikrofibre.

10

Utnyttelsen av komplekse, frakturerte og/eller uttømte produksjonssoner, og anvendelse av nye boreteknikker slik som åpent hull, forminsket boring etc., krever utvikling av nye borefluider (Drill-In-Fluids) som ikke skader reservoarene
15 slik at produktiviteten til brønnene ikke reduseres. For dette formål må de polymere additiver og mulige partikler inneholdt i fluidet og også slike som produseres som et resultat av boringen hindres i å penetrere inn i formasjonen og således irreversibelt blokkere porene i berget og bringe
20 produktiviteten i fare. Drill-In-Fluids hindrer skade på reservoaret ved dannelse på dets overflate av en tynn filterkake som er impermeabel og enkelt kan fjernes når brønnen settes i produksjon eller gjennom virkningen av enzymer eller syrer.

25

Ulike formuleringer er blitt undersøkt gjennom årene, som er i stand til å produsere en filterkake som setter seg fast på brønnveggene og er tilstrekkelig tynn til å unngå driftsproblemer, slik som "blokkert rør". Videre må permeabiliteten av filterkaken være redusert på en slik måte at fluidtapet på grunn av filtrering av borefluidet gjennom bergformasjonen minimaliseres.

35

Patentlitteraturen beskriver tallrike formuleringer som er i stand til å løse de ovennevnte problemer.

For eksempel beskriver EP-A-691.454 vannbaserte borefluider hvis hovedkomponenter er en ikke-ionisk biopolymer av poly-

sakkarid-typen, en polymerisert stivelse og kalsiumkarbonat-partikler som har en spesifikk partikkelstørrelsesfordeling.

5 Blandingen beskrevet i EP-A-691.454 har imidlertid den ulempe at kalsiumkarbonatet returnerer til overflaten sammen med borekakset, idet det således kreves en ytterligere tilsetning av karbonatpartiklene til fluidet som resirkuleres. Filterkaken dannet av kalsiumkarbonat er dessuten for tykk.

10 Det er nå blitt funnet en borefluidblanding som overviner de ulemper som er spesifisert ovenfor.

Den foreliggende oppfinnelse vedrører således et vannbasert borefluid, kjennetegnet ved at det omfatter:

- 15 (a) vann,
(b) minst en biopolymer av scleroglukan-type,
(c) minst en filtratopløser valgt fra tverrbundede stivelser (c1) i nærvær av tverrbundede bakterielle cellulose-mikrofibre (c2).

20 I en utførelsesform omfatter det vannbaserte borefluid også et vannoppløselig polymert overflateaktivt middel som har en HLB i området fra 10 til 16, foretrukket fra 11 til 14.

25 I den foretrukne utførelsesform er biopolymeren (b) tilstede i borefluidet i en konsentrasjon i området fra 2 til 10 gram/liter, foretrukket fra 4 til 7 gram/liter, den tverrbundede stivelse (c1) i en konsentrasjon på 10 til 30 gram/liter, foretrukket fra 12 til 20 gram/liter, de tverrbundede
30 bakterielle cellulose-mikrofibre (c2) i en konsentrasjon i området fra 10 til 30 gram/liter, foretrukket fra 12 til 20 gram/liter.

Biopolymerene av scleroglukan-typen (b) er vannoppløselige
35 polymerer produsert av bakterier eller sopp. Deres funksjon er å øke viskositeten til fluidet for å holde filtratopløserne og mulige borede faststoffer suspendert både under boreperioden og under en mulig stans i fluidsirkulasjonen. Eksempler på ikke-ioniske biopolymerer er scleroglukan og

- welangummi. Et kommersielt produkt som tilhører denne gruppen er Actigum CS 6, produsert av SKW Trostberg, beskrevet som et forgrenet homopolysakkarid produsert av en sopp av Sclerotium-typen ved hjelp av en aerob fermenteringsprosess. Hovedkjeden av scleroglukan består av rester av β -D-glukopyranosyl-typen med bindinger (1-3) mens forgreningene består av D-glukopyranosyl-rester med β -bindinger (1-6) hver tredje glukosidgruppe.
- 10 En annen ikke-ionisk biopolymer er welangummi som produseres av arten Alcaligenes. Dette er en heteropolysakkarid som ligner på scleroglukan med rester av α -L-rannopyranosyl- eller α -L-mannopyranosyl-typen.
- 15 En annen hovedkomponent av blandingen i henhold til den foreliggende oppfinnelse er filtratoppløseren (c), valgt fra stivelser og deres derivater (c1). De ovennevnte stivelser er tverrbundet ved hjelp av bifunksjonelle reagenser slik som fosfater eller epiklorhydrin, og er derfor uopløselige i vann. Stivelsene er imidlertid forenelige med biopolymerene (b) og deres formål er å danne en homogen og impermeabel filterkake på bergoverflaten. Et ikke-begrensende eksempel på tverrbundet stivelse som er kommersielt tilgjengelig er den som produseres av Chemstar.
- 25 En annen komponent av filtratoppløseren består av tverrbundede kolloidale cellulosefibre (c2), produsert av mikroorganismer, av Acetobacter-typen, under aerobe betingelser. Disse produktene er uopløselige i vann og har et høyt overflateareal med en oppførsel i vandig fase som er totalt upåvirkelig overfor høye temperaturer, pH, saltholdighet og skjærkraft. Fremstillingen av disse cellulose-mikrofibre er kjent og er beskrevet i ulike patentpublikasjoner, for eksempel US-A-5.079.162 og US-A-5.144.021. Kombinert med stivelse og biopolymer muliggjør cellulosefibrene dannelsen av en filterkake som har en ekstremt lav permeabilitet og som enkelt kan fjernes ved ganske enkelt å bringes inn i produksjon av brønnen.
- 30
- 35

En valgfri komponent av blandingen i henhold til den foreliggende oppfinnelse (d) er et vannoppløselig polymert overflateaktivt middel som har en HLB i området fra 10 til 16, foretrukket fra 11 til 14. Et ikke-begrensende eksempel på et kommersielt tilgjengelig ikke-ionisk overflateaktivt middel består av alkylpolyglukosider.

Som kjent for eksperter på området kan blandingen i henhold til den foreliggende oppfinnelse inneholde andre additiver slik som biocider, smøremidler, leireinhibitorer og pH-reguleringsmidler.

Densiteten av borefluidet kan dessuten økes ved tilsetning av mettede oppløsninger av natrium-, kalium- eller kalsiumklorid, eller natrium-, kalium- eller cesiumformiater.

Det vannbaserte borefluid i henhold til den foreliggende oppfinnelse er i alt vesentlig faststoff-fritt og har ulike fordeler med hensyn til fluider inneholdende faststoffer.

Faktisk:

- 1) er viskositeten av borefluidet i henhold til den foreliggende oppfinnelse ved høye skjærverdier tilstrekkelig lav til å garantere lave trykkfall under boring, fremfor alt i tilfellet med forminsket boring (dvs. en liten borediameter anvendes ofte for å redusere kostnader),
- 2) gel- og viskositetsverdiene ved lave skjærverdier er tilstrekkelig høye til å holde borekaket i suspensjon når fluidsirkulasjonen stanses, idet det således unngås dannelse av avsetninger,
- 3) fraværet av kalsiumkarbonatpartikler tillater en enklere resirkulering av borefluidet etter føring gjennom overflateutstyret (vibrasjonssikt) for å utvinne borekaket, idet det faktisk ikke er nødvendig å reintegrere kalsiumkarbonatet,
- 4) formuleringen i henhold til den foreliggende oppfinnelse er spesielt egnet for formasjoner med en lav/middels permeabilitet (opp til 500 mD) og krever ikke en nøyaktig kunnskap om formasjonspermeabiliteten, som derimot er tilfellet for fluider som anvender faststoffer, hvis partikkelstørrelsesfordeling i stor grad avhenger av reservoarpermeabiliteten.

Boring av den ikke-produktive sonen av brønnen kan utføres initialt også under anvendelse av de konvensjonelle borefluidider som inneholder bentonitt og/eller baritt. Når den produktive sonen erstattes disse fluidene så med dem i
5 henhold til den foreliggende oppfinnelse, som resirkuleres for å fjerne det konvensjonelle fluid, spesielt bentonitt eller baritt eller andre potensielt skadelige additiver. På dette punkt kan boringen av den produktive sonen startes på ny med sirkulasjon av det ovennevnte fluid, idet skade på
10 reservoaret således unngås.

Blandingen av borefluidet i henhold til den foreliggende oppfinnelse fremstilles ved enkel blanding av komponentene. Det er imidlertid foretrukket at blandingen utføres ved den
15 suksessive tilsetning de enkelte komponenter, idet det påses at hver enkelt komponent er fullstendig blandet før tilsetningen av den etterfølgende.

Den foreliggende oppfinnelse vedrører også en fremgangsmåte
20 for boring av olje- og/eller gassbrønner ved hjelp av vannbaserte borefluidider, kjennetegnet ved at borefluidet omfatter:

- (a) vann,
- (b) minst en biopolymer av scleroglukan-type,
- 25 (c) minst en filtratopløser valgt fra tverrbundede stivelser (c1) i nærvær av tverrbundede bakterielle cellulose-mikrofibre (c2).

Andre utførelsesformer av fremgangsmåten i henhold til
30 oppfinnelsen fremgår av de uselvstendige patentkrav.

De etterfølgende eksempler gis for en bedre forståelse av den foreliggende oppfinnelse.

35 **EKSEMPLER**

Fremstilling av formuleringene.

Eksempel 1 - Fremstilling av et fluid basert på scleroglukan, stivelse og cellulose-mikrofiber

Formuleringen ble fremstilt i overensstemmelse med den følgende prosedyre:

6 g Biovis (scleroglukan) ble oppløst i 1 liter deionisert vann under anvendelse av en Silverston rører i 30 minutter.
5 16 g EXSTAR stivelse og 16 g cellulose-mikrofibre ble deretter tilsatt under omrøring. På slutten av fremstillingen ble fluidet bragt til pH 10 med en oppløsning av NaOH 1N, karakterisert fra et reologisk synspunkt ved hjelp av FANN 35 i overensstemmelse med API B-13 prosedyren av september 1997,
10 og deretter underkastet filtreringstester under statiske betingelser i overensstemmelse med den følgende prosedyre.

200 ml fluid ble fylt i en API modifisert filtreringscelle, hvori filterpapiret var erstattet med en aloksittskive med en
15 tykkelse på 0,5 cm, en diameter på 5,08 cm, en permeabilitet på 750 mD og en porøsitet på 5 μm . Et trykk på 7 bar ble deretter tilført til cellen og det utvunnede filtrat ble målt etter 10 minutter.

20 Evalueringen av den termiske stabiliteten til formuleringen ble evaluert ved sammenligning av de reologiske data før (BHR) og etter (AHR) oppvarming til 90°C i 16 timer og 17 opm (varmrullingstest). Dataene er angitt i tabell 1.

25 **Sammenligningseksempel 2 - Fremstilling av et fluid basert på scleroglukan, stivelse og CaCO₃**

118 gram Avafulflow, en blanding inneholdende scleroglukan, stivelse og kalsiumkarbonatpartikler, oppløses i 900 ml deionisert vann under anvendelse av en Silverston rører i 15
30 minutter. 90 gram kalsiumkarbonat AVACARB med en kjent partikkelstørrelsesfordeling ble deretter tilsatt, under omrøring, til dispersjonen. Ved slutten av fremstillingen bringes fluidet til pH 10 med en oppløsning av NaOH 1N. Karakteriseringsdataene er gitt i tabell 1.

35

Test for evaluering av formasjonsskade

Evalueringen av formasjonsskaden som skyldes borefluidet under borefasen ble utført under anvendelse av et forsøksapparat benyttet for fluidoverfylling inn i porøse media

(bergkjerne). Systemet består av en Hassler-celle trykksatt med vann hvori det innføres en bergkjerne med en diameter på 5,08 cm og en lengde på 7,3 cm inneholdt i en gummihylse. En metallring med en tykkelse på 1 cm innføres ved innløpsenden av kjernen for å la filterkaken vokse på kjerneoverflaten under injiseringen av boreslammet. Injeksjonen av fluidet utføres ved anvendelse av en sylinder utstyrt med et flytende stempel mens mengden av fluider som filtrerer gjennom kjernen overvåkes ved hjelp av en elektronisk vekt forbundet til systemet for datafangst. Etter overfylling med en vandig oppløsning av KCl 3% måles sluttpermeabiliteten og skaden evalueres som et forhold mellom sluttpermeabiliteten og den initiale permeabilitet. Filtreringstesten har en varighet på 4 timer, det maksimale differensialtrykk tilført under fluidinjeksjonen er 100 bar og den maksimale temperatur er 200°C. Apparatet tillater en nøyaktig karakterisering av den initiale permeabilitet og sluttpermeabiliteten til kjernen, overvåkingen av dannelsen av filterkake og evalueringen av den resterende skade på kjernen etter fjerningen av filterkaken.

Eksempel 1 bis - Kjerneoverfyllingstest av fluidet fremstilt i eksempel nr. 1

Formasjonsskadetesten av fluidet nr. 1 ble utført i overensstemmelse med prosedyren beskrevet ovenfor med en Portland-type kalksteinkjerne som har en initial permeabilitet med hensyn til vann på 18,4 mD. Testen ble utført med et differensialtrykk på 10 bar og ved en temperatur på 80°C. Returpermeabiliteten, dvs. forholdet mellom sluttpermeabiliteten og den initiale permeabilitet med hensyn til saltlake, var 100% (ingen skade på kjernen).

Eksempel 2 bis - Sammenlignende kjerneoverfyllingstest av fluidet fremstilt i eksempel nr. 2

Formasjonsskadetesten av fluidet nr. 2 ble utført i overensstemmelse med prosedyren beskrevet ovenfor med en Portland-type kalksteinkjerne som har en initial permeabilitet til vann på 38 mD. Testen ble utført med et differensialtrykk på 10 bar og ved en temperatur på 80°C. Returpermeabiliteten,

dvs. forholdet mellom sluttpermeabiliteten og den initiale permeabilitet med hensyn til saltlake, var 66% (kjernen var skadet).

5

Tabell 1

Formuleringsblanding for borefluider					
Komponenter		Eksempel nr. 1		Eksempel nr. 2 (sammenlignende)	
	Vann, ml	1000		900	
10	BIOVIS (Scleroglukan), g	6		-	
	N-VIS (Xantangummi), g	-		-	
	EXSTAR (Stivelse), g	16		-	
	N-VIS HB (tværbundet cellulose-mikrofibre), g	-16		-	
	AVAFULFLO (blanding scleroglukan, stivelse, CaCO ₃), g			118	
15	CaCO ₃ , g	-		90	
	densitet	1,06		1,1	
	pH	10,2		10,1	
Reologiske egenskaper					
		Eksempel nr. 1		Eksempel nr. 2 (sammenlignende)	
		BHR	AHR (90°C, 16 t)	BHR	AHR (90°C, 16 t)
20	Avlesning ved 600 opm, Pa	41	60	52	48
	Avlesning ved 300 opm, Pa	31	44	37	34
	Avlesning ved 200 opm, Pa	26	38	31	28
	Avlesning ved 100 opm, Pa	20	29	24	21
25	Avlesning ved 6 opm, Pa	8	13	11	6
	Avlesning ved 3 opm, Pa	7	12	10	4
	Gel 10"/10', g/100 cm ²	4/6,5	7/12	5,5/7	2,5/2,5
	PV, cP	10	16	15	14
	YP, g/100 cm ²	10,5	14	11	10
30	τ_0 , k, n (Herschel-Burkley modell-parametere)	1,89, 0,77, 0,46	4,31, 0,74, 0,51	4,10, 0,40, 0,58	0,34, 0,84, 0,48
	Filtrat 10 min, ml	-	4,4	-	15

35

Ved sammenligning av formuleringen beskrevet i den foreliggende oppfinnelse og sammenligningsfluidet beskrevet i

eksempel nr. 2, kan det sees at det førstnevnte øker sin viskositet ved lave skjærverdier (avlesning ved 6 og 3 opm) og gelverdier etter varmrulling ved 90°C i 16 timer. Dette indikerer en forbedring i de suspenderings- og fjerningsegenskapene med temperaturen, på grunn av en fullstendig hydratisering av polymerene som er tilstede, mens med fluidet i henhold til sammenligningseksemplet forringes disse egenskapene, hvilket indikerer en forringelse i selve fluidet.

Hva angår filtreringsegenskapene, ble det bestemt et lavere volum av filtrat for fluidet i henhold til eksempel nr. 1 med hensyn til det målt for sammenligningsfluidet nr. 2, inneholdende CaCO₃ som faststoffer for dannelsen av filterkaken. Fra dette resultatet kan det utledes at fluidet nr. 1, selv om det ikke inneholder faststoffer, har en større tendens til å danne en mer impermeabel filterkake idet det således unngås alvorlige tap av filtrat i formasjonen. I tillegg er dannelsen av filterkaken oppnådd med fluid nr. 1 raskere med hensyn til den oppnådd med sammenligningsformuleringen.

Tabell 2

Formasjonsskade-resultater

Eks.	Fluid	Porøst medium	T (°C)	Ki (mD)	Kf (mD)	Kf/Ki %
nr. 1 bis	nr. 1	kalkstein	80	18,4	19,2	100
nr. 2 bis	nr. 2 sammenlign.	kalkstein	80	38	25	66

Fra kjernefiltreringsdataene kan det sees at det faststoff-frie fluid i eksempel nr. 1 i henhold til den foreliggende oppfinnelse ikke forårsaker noen skade på kjernen og returpermeabiliteten Kf/Ki er fullstendig (100%) innenfor målegrensene. Anvendelsen av fluidet beskrevet i sammenligningseksempel nr. 2 (inneholdende CaCO₃ som brodannende faststoffer) skader derimot kjernen, selv om det bare er delvis, med en returpermeabilitet på 66%.

PATENTKRAV

1. Vannbasert borefluid,

k a r a k t e r i s e r t v e d at det omfatter:

- 5 (a) vann,
(b) minst en biopolymer av scleroglukan-type,
(c) minst en filtratopløser valgt fra tverrbundede stivelser (c1) i nærvær av tverrbundede bakterielle cellulose-mikrofibre (c2).

10

2. Vannbasert borefluid som angitt i krav 1, som også omfatter et vannoppløselig polymert overflateaktivt middel som har en HLB i området fra 10 til 16.

- 15 3. Vannbasert borefluid som angitt i krav 2, hvori HLB'en er i området fra 11 til 14.

4. Borefluid som angitt i krav 1, hvori biopolymeren (b) er tilstede i borefluidet i en konsentrasjon fra 2 til 10 g/l,
20 den tverrbundede stivelse (c1) i en konsentrasjon fra 10 til 30 g/l, de tverrbundede bakterielle cellulose-mikrofibre (c2) i en konsentrasjon fra 10 til 30 g/l.

5. Borefluid som angitt i krav 4, hvori biopolymeren (b) er
25 tilstede i borefluidet i en konsentrasjon i området fra 4 til 7 g/l, den tverrbundede stivelse (c1) i en konsentrasjon i området fra 12 til 20 g/l, de tverrbundede bakterielle cellulose-mikrofibre (c2) i en konsentrasjon i området fra 12 til 20 g/l.

30

6. Fremgangsmåte for boring av olje- og/eller gassbrønner ved hjelp av vannbaserte borefluider,

k a r a k t e r i s e r t v e d at borefluidet omfatter:

- (a) vann,
35 (b) minst en biopolymer av scleroglukan-type,
(c) minst en filtratopløser valgt fra tverrbundede stivelser (c1) i nærvær av tverrbundede bakterielle cellulose-mikrofibre (c2).

7. Fremgangsmåte som angitt i krav 6, hvori borefluidet også omfatter et vannoppløselig polymert overflateaktivt middel som har en HLB i området fra 10 til 16.

5 8. Fremgangsmåte som angitt i krav 7, hvori HLB'en er i området fra 11 til 14.

9. Fremgangsmåte som angitt i krav 6, hvori biopolymeren (b) er tilstede i borefluidet i en konsentrasjon fra 2 til 10
10 g/l, den tverbundede stivelse (c1) i en konsentrasjon fra 10 til 30 g/l, de tverrbundede bakterielle cellulose-mikrofibre (c2) i en konsentrasjon fra 10 til 30 g/l.

10. Fremgangsmåte som angitt i krav 9,
15 hvori biopolymeren (b) er tilstede i borefluidet i en konsentrasjon i området fra 4 til 7 g/l, den tverbundede stivelse (c1) i en konsentrasjon i området fra 12 til 20 g/l, de tverrbundede bakterielle cellulose-mikrofibre (c2) i en konsentrasjon i området fra 12 til 20 g/l.