



(12) **PATENT**

(19) NO

(11) **328681**

(13) **B1**

NORGE

(51) Int Cl.

C09K 8/08 (2006.01)

C09K 8/20 (2006.01)

C09K 8/62 (2006.01)

C09K 8/04 (2006.01)

E21B 43/25 (2006.01)

E21B 33/138 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20016190	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	2000.06.13 PCT/EP00/05513
(22)	Inng.dag	2001.12.18	(85)	Videreføringsdag	2001.12.18
(24)	Løpedag	2000.06.13	(30)	Prioritet	1999.06.18, GB, 9914351
(41)	Alm.tilgj	2002.02.15			
(45)	Meddelt	2010.04.26			
(73)	Innehaver	M-I LLC, 5950 North Course Drive, US-TX77072 HOUSTON, USA			
(72)	Oppfinner	Fabien J Brand, Paris, FR-, Frankrike			
		Andrew Bradbury, 1 Blachall Forest, GB-AP316PS BANCHORY, KINCARDINESHIRE, Storbritannia			
(74)	Fullmektig	Bryn Aarflot AS, Postboks 449 Sentrum, 0104 OSLO, Norge			
(54)	Benevnelse	Vannbaserte borefluider			
(56)	Anførte publikasjoner	NO 20001476 (PL § 2 annet ledd annet punktum), US 3979304 A, US 3302719 A, GB 2120302 A, US 3878141 A, US 3785438 A, US 5646093 A, US 5669456 A			
(57)	Sammendrag				

Oppfinnelsen vedrører vannbaserte borehullfluider anvendt under en hydro-karbonutvinningsprosess, som boring, frakturering, gruspakking og borehulloverhaling. Ifølge den foreliggende oppfinnelse omfatter det nevnte borehullfluid et tilsetningsstoff mot filtreringstap og et brodannende materiale som er hydrofobt av natur, hydrofobt modifisert eller oljefuktbart. Brønnhullfluidet genererer en aktiv filterkake når den først er dannet, er ikke-gjennomtrengelig for en vandig fase og reduserer således filtreringstap og sikrer redusert skade på formasjonen, men er likevel permeabel overfor tilbakestrømning av hydrokarboner under en hydrokarbon-utvinningsprosess.

Oppfinnelsen vedrører borehullfluid er anvendt under en hydrokarbon utvinningsprosess, som boring, frakturering, gruspakking og borehulloverhaling. Mer bestemt vedrører den foreliggende oppfinnelsen vannbaserte fluid er.

Brønnborefluid er anvendt i de hydrokarbonholdige underjordiske soner må i tillegg til de vanlige funksjoner av et borefluid også tilfredsstille mer spesifikke krav for å sikre minimum skade på formasjonen. De nå tilgjengelige vannbaserte borefluid er i stand til å sikre minimum skade på formasjonen og komplettering pga seleksjonen av den riktige partikkelstørrelsesfordeling av de brodannende faststoffer, valget av tilsetningsstoff mot filtreringstap og andre komponenter i fluidet.

Med standard borefluid basert på gradert kalsiumkarbonat og den etterfølgende filterkake som dette frembringer kan den initiale returpermeabilitet være høy. Nærværet av borefaststoffer kan imidlertid være nok til signifikant å påvirke filterkakeoppførselen slik at den effektive permeabilitet av reservoaret reduseres og som sådan ville en stimulasjonsbehandling bli anbefalt for i vesentlig grad å fjerne filterkaken.

En økende praksis er videre boringen av ukonsoliderte sandreservoarer hvor der er et krav for sandkontrollmetode. En vanlig praksis er å anvende gruspakker. Uheldigvis vil gruspakken ha tendens til å forverre endringen i filterkakeoppførselen, formasjonsskadenivået og således den effektive permeabilitet, selv med leirefritt borehullfluid. Dette forverres ytterligere med det borefaststoff-forurensede borehullfluid hvor returpermeabiliteten kan være fra null opp til differensialtrykk på 400 kPa.

Alle forsøk på å fjerne borefaststoff fra slammet med den teknikk som vanlig anvendes på overflaten (f.eks sikter, hydrosykloner, sentrifuger) ville uunngåelig fjerne i det minste delvis de brodannende faststoffer og således påvirke ikke bare deres konsentrasjon, men også deres partikkelstørrelsesfordeling i slammet. Fluidpotensialet for minimal formasjonsskade oppnådd ved den rette brodannende faststoffkonsentrasjon og spesielt partikkelstørrelsesfordeling ville derfor bli skadelig påvirket.

Oppsummert kan den endelige produktivitet av en brønn bli sterkt påvirket ved det skadende potensial av borehullfluidet, den skadelige virkning av borefaststoffer på filterkakeytteevnen og komplikasjonen av forlikeligheten av borehull fluidkomponenter med sandkontrollmetodene. Dette betyr at det i mange tilfeller kan foreligge et krav om stimulasjon av filterkaken, hvor stimulasjonsprosessen i seg selv kan endelig skade kompletteringen eller reservoaret. Det er følgelig et behov for et

borehullfluid som vil være ikke-skadende på hydrokarbonformasjonen og sand-kontrollmetodene og heller ikke krever noen ekstern stimulasjonsprosess for å la hydrokarbonene strømme.

Anvendelse av borehullfluider for å gjennomføre forskjellige operasjoner i olje- og gassbrønner i kontakt med en produserende formasjon er vel kjent. Fluider for boring i en produksjonssone anvendes når det initialt bores inn i produserende formasjoner. Kompletteringsfluider kan anvendes når det gjennomføres forskjellige kompletteringsoperasjoner i de produserende formasjoner. Overhalingsfluidet anvendes når det gjennomføres hjelpeoperasjoner for borehullet og utstyr.

En av de viktigste funksjoner av disse fluider er å tette overflaten i borehullet slik at for mye fluid går tapt til formasjonen slik at potensialet for formasjonsskade reduseres og det derved sikres en bedre reservoarproduktivitet.

Mange konsepter er blitt foreslått for kontakt med den produserende sone i olje- og gassbrønner.

Disse fluider inneholder generelt polymere viskositetssøkende midler som polysakkarider, polymere tilsetningsstoffer for filtreringstapkontroll som ligno-sulfonater eller polysakkarider og brodannende faststoffer.

Noen tilveiebringer bedre egenskaper for å redusere filtreringstap ved å tilveiebringe nye modifikasjoner til tilsetningsstoffer mot fluidtap (f.eks US4652384, US5851959), ved å anvende poreblokkerende vannsvellbar gel (f.eks WO7902330, US4526240), ved å erstatte de brodannende faststoffer (f.eks US5228524, US5504062, EP0691454, US3878141, US3785438, GB2120302, US3788406, GB570329) eller ved å anvende en tettingsmiddelblanding (f.eks EP0899317, US5529123). GB2120302 inkluderer anvendelsen av hydrofobt belagte glass-partikler for å forbedre filtreringstapegenskapene. Det har også vært foreslått å anvende et brønnboresystem som genererer en lett fjernbar filterkake eller en behandling for å fjerne filterkaken (f.eks EP0672740, US5783527, WO9805734).

I de fleste av de ovennevnte dokumenter inkluderer hydrokarbonutvinningsprosessen en forutgående filterkakebehandling eller fjernelse for å oppnå en bedre produktivitet. Noen av de nevnte oppfinnelser inkluderer anvendelse av oljefuktbar, hydrofobe eller hydrofobt modifisert brodannende faststoffer eller komponenter. Deres intensjon er imidlertid å forbedre filtreringstapegenskaper eller å skape en ny type av gruspakking.

Et hovedformål for den foreliggende oppfinnelse er et vannbasert borehullfluid omfattende et tilsetningsstoff mot filtreringstap og et brodannende materiale som er av hydrofobisk karakter, hydrofobt modifisert eller oljefuktbart. Borehullfluid er referert til som slam, borefluid, fluid for boring i en produksjonssone, kompletteringsfluid, overhalingsfluid eller brønndrepingsfluid.

Foreliggende oppfinnelse tilveiebringer et vannbasert borehullfluid som omfatter et tilsetningsstoff mot filtreringstap og et brodannende materiale som begge er hydrofobe av natur, er hydrofobt modifisert eller oljefuktbart, slik at kombinasjonen av materialer danner en filterkake som både kan være ikke-permeabel for en vandig fase, mens samtidig er hovedsakelig permeabel for tilbakestrømningen av hydrokarboner.

Den aktive filterkake når den først er dannet er ikke-permeabel for en vandig fase slik at filtreringstap reduseres og det sikres redusert skade på formasjonen, mens samtidig er den permeabel for tilbakestrømningen av hydrokarboner under en hydrokarbon utvinningsprosess.

Permeabiliteten av filterkaken til hydrokarboner er ikke avhengig av nærværet av oljeoppløselig materiale som bestanddel, men av nærværet av bestanddeler som reduserer grenseflatespenningen til hydrokarboner og som muliggjør skapingen av baner for hydrokarboner til å strømme gjennom filterkaken. På denne måte vil filterkaken ikke brytes i stykker eller dispergere slik at mulig skade på kompletteringen fra filterkakefragmenter elimineres.

Anvendelsen av oljeoppløselig materiale er en måte for å bygge opp en aktiv filterkake. I den her foretrukne utførelsesform anvendes imidlertid et forskjellig prinsipp hvori egenskapene av den aktive filterkake oppnås uten desegregasjon av filterkaken under en hydrokarbon utvinningsprosess. Dette frembyr fordelen med å holde intakt begge egenskaper av den aktive filterkake (permeabilitet til hydrokarboner og ikke-permeabilitet for en vandig fase).

Ikke desto mindre kan den foretrukne utførelsesform kombineres med bruken av oljeoppløselig materiale. Dette frembyr fordelen med å skape baner for hydrokarboner gjennom kaken og å forbedre tilgjengeligheten av oljen til det oljeoppløselige materiale inne i filterkaken.

Filterkaken er foretrukket forlikelig med formasjonen og kompletteringsutstyret og metodene dvs permeabiliteten av filterkaken til hydrokarboner blir ikke signifikant

påvirket ved å variere typen av formasjon eller ved å anvende forskjellige typer av komplettering.

Borefluidsystemet ifølge den foreliggende oppfinnelse genererer foretrukket en aktiv filterkake uten behov for en påfølgende ekstern stimulasjon (kjemisk eller mekanisk behandling). Kaken kan lett fjernes eller forbli i brønnen under en hydrokarbon utvinningsprosess. Pga nærværet av nye hydrofobe komponenter eller hydrofobe modifikasjoner utført på konvensjonelle komponenter i brønnfluider genererer disse fluider filterkaker med de hydrofobiske seter organisert og strukturert på en slik måte at hydrokarbonene kan strømme lett gjennom filterkaken under en hydrokarbon utvinningsprosess.

Tilsetningsstoffet mot filtreringstap ifølge den foreliggende oppfinnelse er foretrukket valgt fra hydrofobt modifisert stivelse, polyanionisk cellulose, karboksymetylcellulose, hydrofobt modifiserte syntetiske polymerer som f.eks polyhydroksypropylmetakrylat. Det mest foretrukne tilsetningsstoff mot filtreringstap er en polymerisert stivelse eller stivelse modifisert ved hydroksymetylasjon, hydroksypropylasjon, ved andre hydroksyalkylasjoner eller ved tverrbindingsreaksjoner ved bruk av midler som fosforoksyklorid, epiklorhydrin, cyanursyreklorid, formaldehyd eller andre.

Eksempler på hydrofobe brodannende materialer er kjent fra britisk patentsøknad 9907017.9 inngitt 27. mars 1999 som omhandler tilsetningsstoff til borehullfluid og som er et malt krystallinsk materiale med smeltepunkt over 80°C, foretrukket over 100°C og som er lett oppløselig i produserte hydrokarboner som råolje og lettere kondensater og som fremviser en molekylvekt på mindre enn 1000, og foretrukket under 650. Eksempler på krystallinske tilsetningsstoffer med lav molekylvekt er 1-S-endo-Borneol, kamfer eller jod. Andre eksempler inkluderer betakaroten med et smeltepunkt på 184°C og en molekylvekt på 537, lykopen (175;537); kolesterol (150;387), lanosterol (139;426) og agnosterol (165;424).

Det brodannende faststoff ifølge den foreliggende oppfinnelse kan også utgjøres av et hydrofobt belagt substrat. Substratet for det hydrofobe belegg er valgt blant karbonater som kalsiumkarbonater, sinkkarbonater, bariumkarbonater, belagt metalloksid som hematitt, ilmenitt, magnesiumoksid eller andre partikler som baritt, silikapartikler, leirpartikler, mikrokuler.

Det hydrofobe belegg oppnås ved adsorpsjon av substanser på overflaten av en partikkel eller molekyl ved fysisk sorpsjon eller kjemisk reaksjoner med reaktive grupper som er tilstede på overflaten av denne partikkel eller molekyl. Eksempler på slike substanser er valgt blant fettoljer, fettsyrer, fetttestere, karboksylert, sulfonert, sulfatert, fosfonert hydrofobt materiale, overflateaktive midler som ville generere et hydrofobt belegg, organosilan podemidler. Disse substanser inkluderer alkylsilyl-grupper eller hydrokarbongrupper som alkylgrupper, spesielt med lang kjede på overflaten av substratet. Beleggingsprosesser eller eksempler er beskrevet i WO9916834, EP0826414, US5183710, EP0606174.

Disse og andre trekk ved oppfinnelsen vil bli skjønt og forstått av de fagkyndige fra den detaljerte beskrivelse av de følgende eksempler.

Fremstilling og dynamisk aldring (varmvalsing) av slam

Brønnboringsfluidene ble fremstilt ifølge den følgende prosedyre.

1. Saltoppløsningsfasen inklusive vann som basisk fluid, salter, et biocid og et anti-skummiddel ble fremstilt ved bruk av en Heidolph skovlblander.
2. En virvel skapes med en skovlblander for å tilsette polymerene (viskositetsøkende middel, tilsetningsstoff mot filtreringstap...) sakte inn i saltoppløsningsfasen under sikring av at all polymer er blitt fullstendig dispergert. Blanding fortsettes i ytterligere 30 min. Blanderhastigheten innstilles etter hvert etter behov.
3. Andre pulveriserte tilsetningsstoffer (karbonater, leirer, magnesiumoksid for pH-regulering...) tilsettes sakte inn i virvelen og blandes i ytterligere 15 min.
4. Blandingen overføres til en Silverson LR2 blander og blandes ved 6000 rpm i 5 min.
5. Blandingen overføres tilbake til Heidolph skovlblander og blandes i ytterligere 10 min. pH og reologiske egenskaper måles.

Dynamisk aldring ble gjennomført ved varmvalsing av fluidene i celler trykksatt ved 250 psi med nitrogen i en ovn i 16 timer. Etter avkjøling ble slammene homogenisert med en Heidolph skovlblander i 10 min og pH og reologiske egenskaper ble målt. For alle sammensetninger ble det anvendt en pH i området 9-10.

Reologi før varmvalsing (BHR) og etter varmvalsing (AHR)

Målingene ble utført ved 49°C med et 6 hastigheters Fann reometer BHR (før varmvalsing) og etter AHR (etter varmvalsing). De reologiske egenskaper av borefluidene er beskrevet ved den plastiske viskositet i centipoise PV (basert på avlesning ved 600 rpm og 300 rpm) og flytepunktet YP i g/m². Gelstyrker er evaluert ved 10 sek og 10 min gelstyrker i g/m²

HPHT filtreringstap

HPHT spurt tap etter 20 sek og HPHT filtreringstap etter 16 t ble oppnådd under formasjonsskadeundersøkelsen ved å danne en filterkake på en formasjonskjerne (filtreringsareal 5,06 cm² og lengde 3 cm) eller aloksitt keramisk skive (filtreringsareal: 23,8 cm² og lengde 0,6 cm).

Formasjonsskadeundersøkelser

Formasjonsskade defineres som en hvilken som helst prosess som nedsetter permeabiliteten av reservoarformasjoner i den grad at hydrokarbonproduksjon i brønner reduseres. Formasjonsskade kan opptre ved alle trinn av brønnkonstruksjon, komplettering, overhaling eller under produksjon.

1. Forsøksopplegg

Basis for å måle formasjonsskade er målingen av permeabiliteten av en kjerne av formasjon (eller en syntetisk keramisk skive som simulerer formasjonen) til strømmen av kerosen (simulering av hydrokarbonene) før og etter at et borefluid er blitt filtrert derigjennom. Målingen av strømningstakten for kerosen er basert på logging av strømningstakten av kerosen (i ml/s) ved likevekt gjennom en kjerne (eller skive) med kjent diameter og lengde. Fra Darcy-ligningen herunder er det mulig å beregne permeabiliteten av kjernen (K) i Darcy : $K = (Q \mu L) / (DP \cdot A)$ hvor Q er takten av kerosenstrømning ml/s, μ er fluidviskositeten av kerosen i centipoise, L er lengden av kjernen eller skiven (cm), DP er trykkfallet over kjernen eller skiven (atmosfærer), A er overflatearealet av kjernen (cm²).

I de beskrevne eksempler ble kerosenstrømningen utført typisk ved 80°C. Kjernen (eller skiven) monteres ved én ende av en dobbelt ende HPHT-celle hvor kerosenet strømmet inn i cellen fylt med kerosen eller pakkingsimuleringen mettet

med saltoppløsning over kjernen (eller skiven). Kerosenet fortrenger hurtig saltoppløsningsfasen og flommer over gjennom en toppventil inn i begeret.

Kerosenet transporteres under trykk fra en sylinder inn i reservoaret.

Kerosenet blir så ført vertikalt oppover gjennom en varmekappe for å forvarme den før den går inn i cellen som også er oppvarmet. Trykket reguleres for stabil kerosenstrømning gjennom kjernen (eller skiven).

2. Initial permeabilitet

Kjernene av Clashach sandsten (typisk initial permeabilitet 700-1200 mD) ble utkjernet tørt fra en fast prøve av materialet og kuttet med en diamantsag til standard lengde 3,00 cm og diameter 2,54 cm. Kjernene ble så anbragt i en vakuum dessikator, holdt under vakuum i 2 timer for å fjerne innesluttet luft fra kjernene før de ble tippet inn i en saltoppløsning, typisk kaliumklorid (3%) eller natriumklorid/-kalsiumklorid saltoppløsning (gjennomsnitt 9,5% og 0,5%) for metning i 24 timer.

Initiale permeabiliteter ble målt med luftfri kerosen under anvendelse av apparatet beskrevet ovenfor med kerosen forvarmeren og HTHP kappen innstilt på forhånd til typisk 80°C. Cellen fikk ekvilibrere seg før forsøkene ble gjennomført ved 0,7, 0,42, 0,28 og 0,14 kg/cm². Kerosen strømningstakten ble målt ved logging av vekten av olje avsatt i begeret hver 10 sek. Kerosen strømmingen ble fortsatt inntil enten et minimum av kerosen hadde strømmet gjennom kjernen eller et minimum av tid hadde medgått (det hurtigste av disse) for å sikre at likevekt var nådd. Datafilen ble omdannet til et regneark og ført inn i Darcy-ligningen som tillot at variablene med kjernelengde, diameter og kerosen viskositet kunne endres.

Analyse av den resulterende graf viser at et platå nås etter en tidsperiode. Ved å identifisere det punkt hvor dette platå blir nådd kan den gjennomsnittlige permeabilitet ved likevektsnivået beregnes. I tillegg kan standardavvik av dette areal beregnes for å gi et mål på nøyaktighetsgraden for gjennomsnittet.

Aluminiumoksidskivene med en permeabilitet på 20D for luft og porøsitet på 60 mikrometer (ifølge produsenten HILTON Instruments) ble tippet inn i en saltoppløsning, typisk kaliumklorid (3%) og anbragt i en vakuum dessikator og holdt under vakuum i 2 timer for å fjerne innesluttet luft.

Initiale permeabiliteter med eller uten en gruspakking ble målt. Resultatene var mer stabile pga den kontrollerte syntese av skivene og de veldefinerte grus-

pakkinger under tildannelsen av filterkaken. Prosentvis returpermeabilitet tatt som referanse ble beregnet ved bruk av en gjennomsnittlig initial permeabilitet for forsøk foretatt ved 0,28, 0,21, 0,14 og 0,07 kg/cm².

3. Slamfjerning

Slamfjerningstrinnet ved prosedyren gjennomføres statisk etter dynamisk aldring av slammene. Hvis tilstede ble kerosenen i cellen erstattet av slammet etter skylling med en 3% kaliumklorid saltoppløsning. Slammet ble så filtrert gjennom kjernen (filtreringsareal 5,06 cm², kjernelengde 3 cm) eller skive (filtreringsareal 23,8 cm², bredde 0,6 cm) i 16 timer typisk ved 80°C og 35,2 kg/cm².

Etter slamfjerningen ble cellen skylt tre ganger med frisk saltoppløsning for å fjerne overskudd av slam. Renseprosessen ble forsiktig gjennomført for ikke å forstyrre filterkaken på toppen av kjernen eller skiven.

4. Returpermeabilitet

For å simulere separate kompletteringer i konsoliderte formasjoner (stabile hull), ble cellen fylt med frisk kerosen og formasjonsskadedecellen ble på nytt satt sammen. Returpermeabiliteter ble gjennomført på en identisk måte til prøvene for de initiale permeabilitetsmålinger. Tilbakestrømningen gjennomføres ved konstant differensialtrykk. Differensialtrykket økes trinnvis inntil strømningen initieres. Differensialtrykket hvor strømningen begynner er i den foreliggende oppfinnelse referert til som strømnings initieringstrykk (FIP).

For å simulere gruspakkede brønner ble det anvendt en sandpakking. Et tilstrekkelig volum av en 3% kaliumklorid saltoppløsning anbringes over filterkaken, cellen fylles ved påhelling og sanden pakkes for å fylle cellen (opp til toppen). Om nødvendig tilsettes mer saltoppløsning for å tillate metning og tett pakking av sanden. Cellen monteres deretter på nytt med den 45 mikrometers maske størrelsessikt mellom gruspakking og topplokket av cellen.

Eksempel 1

Den følgende basis sammensetning 1 ble blandet ifølge den generelle prosedyre beskrevet i det foregående og deretter dynamisk varmealdret ved 80°C i

16 timer. Den representerer tilfellet med standard kalsiumkarbonat-reservoarfluid som er tilgjengelig på markedet for de fleste reservoar boreanvendelser.

Sammensetning 1 har en densitet på $1,17 \text{ g/cm}^3$ og omfatter saltoppløsning NaCl 6,9 vekt%, KCl 4 vekt% i ferskvann, biocid $0,00057 \text{ g/cm}^3$; et anti-skummiddel $0,00057 \text{ g/cm}^3$; tilsetningsstoff mot filtreringstap (stivelse) $0,0142 \text{ g/cm}^3$; viskositetsøkende middel (skleroglukan) $0,0037 \text{ g/cm}^3$; brodannende materialer (standard kalsiumkarbonat) $0,1283 \text{ g/cm}^3$; pH-kontroll tilsetningsstoff (magnesiumoksid) $0,000856 \text{ g/cm}^3$.

Sammensetning 2 er identisk til sammensetning 1, men inneholder videre $0,042786 \text{ g/cm}^3$ borefaststoffer (leire).

Eksempel 1 illustrerer bakgrunnen for denne oppfinnelse. Det viser den skadelige virkning av leire tilsatt til den standard kalsiumkarbonat sammensetning på returpermeabiliteten for en separat simulert brønn. En sandsten Clashach kjerne med initial permeabilitet 750 mD anvendes. Filtrering gjennomføres i 16 timer ved 80°C og differensialtrykk $3,447 \text{ MPa}$ ($35,2 \text{ kg/cm}^2$). De følgende reologiske egenskaper AHR ved $48,88^\circ\text{C}$ og prosentvise returpermeabiliteter ved 80°C etter filtrering ble målt.

	Separat simulert brønn	
	Sammensetning 1	Sammensetning 2
Reologi: PV/YP	10/20	20/13
Geler: 10s/10 min	10/12	4/8
HTHT @ 80°C – $35,2 \text{ kg/cm}^2$	6 ml (32 ml)*	7,5 ml (27 ml)*
Returpermeabilitet	96%	64%

(*) for en 60 mikrometer aloksittskive

Eksempel 2

Eksempel 2 illustrerer bakgrunnen for denne oppfinnelse. Den viser virkningen av leire tilsatt til standard kalsiumkarbonat sammensetning på returpermeabilitet for en gruspakket simulert brønn. Nærværet av gruspakken reduserer drastisk tilbakestrømmen av hydrokarboner.

En 60 mikrometer aloksittskive, med 20/40 (sand med partikkelstørrelse 0,425 til 0,85 mm) sandpakke blir anvendt. Filtrering gjennomføres i 16 timer ved 80°C og differensialtrykk på 35,2 kg/cm².

	20/40 gruspakket simulert brønn	
	Sammensetning 1	Sammensetning 2
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	31 ml	28 ml
Returpermeabilitet	10%	0%

Eksempel 3

Eksempel 3 illustrerer bakgrunnen for denne oppfinnelse. Den viser virkningen av temperaturen på returpermeabiliteten for gruspakket simulert brønn og sammensetning 2.

En 60 mikrometers aloksittskive med en 12/20 sandpakking anvendes. En 12/20 sand er mer permeabel enn en 20/40 sand (0,425 til 0,85 mm). Filtrering gjennomføres i 16 timer ved forskjellige temperaturer og differensialtrykk på 35,2 kg/cm². De følgende reologiske egenskaper AHR ved filtreringstemperaturen (når denne er lavere enn 49°C) eller ved 49°C (når denne er høyere enn 49°C) og filtrerings returpermeabiliteter etter filtrering ved denne temperatur ble målt.

	12/20 gruspakket simulert brønn/sammensetning 2		
	80°C	40°C	21°C
Reologi: PV/YP	19/16	20/19	29/28
Geler: 10s/10 min	7/14	7/24	9/28
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	27 ml	24 ml	19 ml
Returpermeabilitet	5%	17%	20%

Eksempel 4

Eksempel 4 viser virkningen av en endring i tilsetningsstoffet mot filtreringstap/viskositetsøkende middel forholdet i sammensetning 2 på returpermeabiliteten for gruspakket simulert brønn. En 60 mikrometers aloksittskive og sandpakking 20/40 anvendes. Filtrering gjennomføres ved 80°C og differensialtrykk 35,2 kg/cm².

	Gruspakket 20/40 simulert brønn	
	Sammensetning 2/ FLA/visk. 0,028 g/cm ³ / 0,0037 g/cm ³	Sammensetning 2 FLA/visk. 0,02 kg/cm ³ / 0,0057 kg/cm ³
Reologi: PV/YP	29/26	26/26
Geler: 10s/10 min	6/11	12/19
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	21 ml	24 ml
Returpermeabilitet	0%	0%

Eksempel 5

Eksempel 5 viser virkningen av en endring av saltoppløsningsfasen i sammensetning 2 på returpermeabiliteten for en gruspakket simulert brønn. En 60 mikrometers aloksittskive og sandpakning 20/40 anvendes. Filtrering gjennomføres ved 80°C og differensialtrykk 35,2 kg/cm².

	Gruspakket 20/40 simulert brønn			
	Sammensetning 2/saltoppløsningsfase:			
	CaCl ₂ – 0,0285 g/cm ³	CaCl ₂ – 0,1 kg/cm ³	CaCl ₂ /KCl 0,0285 kg/cm ³ / 0,0285 kg/cm ³	CaCl ₂ /KCl 0,1 kg/cm ³ / 0,0285 kg/cm ³
Reologi: PV/YP	8/41	8/47	15/28	22/28
Geler: 10s/10 min	18/21	17/20	13/20	12/19
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	27 ml	26 ml	31 ml	24 ml
Retur- permeabilitet	0%	0%	0%	0%

Eksempel 6

Eksempel 6 viser virkningen av en endring av typen av viskositetsøkende middel i sammensetning 1 og 2 på returpermeabiliteten for den gruspakkede simulerte brønn. En 60 mikrometers aloksittskive og sandpakning 20/40 anvendes. Filtrering gjennomføres ved 80°C og differensialtrykk 35,2 kg/cm².

	Gruspakket 20/40 simulert brønn	
	Sammensetning 1/ Viskositetsøkende middel: xantan 0,0037 kg/cm ³	Sammensetning 2/ Viskositetsøkende middel: xantan 0,0037 kg/cm ³
Reologi: PV/YP	11/21	13/21
Geler: 10s/10 min	5/6	9/10
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	34 ml	27 ml
Returpermeabilitet	7%	0%

Eksempel 7

Den følgende basis sammensetning 3 ble blandet ifølge den generelle prosedyre beskrevet i det foregående og ble deretter dynamisk varmealdret ved 80°C i 16 timer.

Sammensetning 3 har en densitet på 1,17 g/cm³ og omfatter: Saltoppløsning NaCl 6,9 vekt%, KCl 4 vekt% i ferskvann; biocid 0,00057 g/cm³; et anti-skummiddel 0,00057 g/cm³; tilsetningsstoff mot filtreringstap (stivelse) 0,0142 g/cm³; viskositetsøkende middel (skleroglukan) 0,0057 g/cm³; brodannende materiale (hydrofobisk belagt kalsiumkarbonat/standard kalsiumkarbonat 0,051 g/cm³/0,077 g/cm³) 0,128 g/cm³; borefaststoffer (leire) 0,043 g/cm³; pH-kontroll tilsetningsstoff (magnesium-oksid) 0,00085 g/cm³.

Eksempel 7 viser virkningen ved anvendelse av en blanding av hydrofobt belagt og standard ikke-belagt kalsiumkarbonat som brodannende faststoffer på returpermeabiliteten for den gruspakkede simulerte brønn. En 60 mikrometer aloksittskive og sandpakning 20/40 anvendes. Filtrering gjennomføres ved 80°C og differensialtrykk på 35,2 kg/cm².

	Gruspakket 20/40 simulert brønn	
	Sammensetning 3	
Reologi: PV/YP	24/25	
Geler: 10s/10 min	8/27	
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	26	
Returpermeabilitet	0%	

Eksempel 8

Den følgende basis sammensetning 4 ble blandet ifølge den generelle prosedyre beskrevet i det foregående og deretter dynamisk varmealdret ved 80°C i 16 timer.

Sammensetning 4 har en densitet på 1,18 g/cm³ og omfatter: Saltoppløsning NaCl 6,9 vekt%, KCl 4 vekt% i ferskvann; biocid 0,00057 g/cm³; et anti-skummiddel 0,00057 g/cm³; tilsetningsstoff mot filtreringstap (hydrofobt modifisert stivelse) 0,0228 g/cm³; viskositetsøkende middel (skleroglukan) 0,0057 g/cm³; brodannende materiale (standard kalsiumkarbonat) 0,128 g/cm³; borefaststoffer (leire) 0,0427 g/cm³; pH-kontroll tilsetningsstoff (magnesiumoksid) 0,00086 g/cm³.

Eksempel 8 viser virkningen av anvendelse av en hydrofobt modifisert stivelse som tilsetningsstoff mot filtreringstap på returpermeabiliteten av den gruspakkede simulerte brønn. En 60 mikrometers aloksittskive og sandpakning 20/40 anvendes. Filtrering gjennomføres ved 80°C og differensialtrykk 35,2 kg/cm².

	Gruspakket 20/40 simulert brønn Sammensetning 4
Reologi: PV/YP	19/16
Geler: 10s/10 min	5/9
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	21 ml
Returpermeabilitet	0%

Eksempel 9

De følgende basis sammensetninger 5 og 6 ble blandet ifølge den generelle prosedyre beskrevet i det foregående og deretter dynamisk varmealdret ved 80°C i 16 timer. Sammensetningene inkluderer kombinasjonen av et belagt kalsiumkarbonat og en hydrofobt modifisert stivelse og borefaststoffer (leire).

Sammensetning 5 har en densitet på 1,18 g/cm³ og omfatter: Saltoppløsning NaCl 6,9 vekt%, KCl 4 vekt% i ferskvann; biocid 0,00057 g/cm³; et anti-skummiddel 0,00057 g/cm³; tilsetningsstoff mot filtreringstap (hydrofobt modifisert stivelse) 0,0228 g/cm³; viskositetsøkende middel (skleroglukan) 0,0057 g/cm³; brodannende materiale (hydrofobt belagt kalsiumkarbonat/standard kalsiumkarbonat) 0,051 g/cm³;

0,077 g/cm³) 0,128 g/cm³; borefaststoffer (leire) 0,0427 g/cm³; pH-kontroll tilsetningsstoff (magnesiumoksid) 0,000855 g/cm³.

Sammensetning 6 er den samme som sammensetning 5 bortsett fra at det brodannende middel omfatter 0,077 g/cm³ av hydrofobt belagt kalsiumkarbonat og 0,051 g/cm³ standard kalsiumkarbonat.

Eksempel 9 viser den gunstige virkning av det belagt kalsiumkarbonat og den hydrofobt modifisert stivelse på returpermeabiliteten i sammensetning 5 for den gruspakkede simulerte brønn. En 60 mikrometers aloksittskive og sandpakning 20/40 anvendes. Filtrering gjennomføres ved 80°C og differensialtrykk 35,2 kg/cm².

De følgende reologiske egenskaper AHR ved 49°C og prosent returpermeabiliteter ved 80°C etter filtrering ble målt.

	Gruspaket 20/40 simulert brønn	
	Sammensetning 5	Sammensetning 6
Reologi: PV/YP	20/20	21/22
Geler. 10s/10 min	5/18	6/12
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	20 ml	24 ml
Returpermeabilitet	33%	15%

Sammensetning 6 viser virkningen av en endring i forholdet for de brodannende faststoffer i sammensetning 3 på returpermeabiliteten for den gruspakkede simulerte brønn.

Eksempel 10

Eksempel 10 eksemplifiserer den foreliggende oppfinnelse. Det viser en minimal virkning av en endring i saltoppløsningsfasen i sammensetning 5 på returpermeabiliteten for den gruspakkede simulerte brønn. En 60 mikrometers aloksittskive og sandpakning 20/40 anvendes. Filtrering gjennomføres ved 80°C og differensialtrykk på 35,2 kg/cm².

	Gruspakket 20/40 simulert brønn	
	Sammensetning 5/salt-oppløsningsfase: CaCl ₂ 10 vekt%	Sammensetning 5/salt-oppløsningsfase: CaCl ₂ 2,9 vekt%, KCl, 2,9 vekt%
Reologi: PV/YP	26/36	28/28
Geler: 10s/10 min	8/10	6/18
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	19 ml	22 ml
Returpermeabilitet	22%	27%

Eksempel 11

Eksempel 11 eksemplifiserer den foreliggende oppfinnelse. Det viser virkningen av en tilsetning av et smøremiddel i sammensetning 5 på returpermeabiliteten for den gruspakkede simulerte brønn. En 60 mikrometers aloksitt-skive og sandpakking 20/40 anvendes. Filtrering gjennomføres ved 80°C og differensialtrykk på 35,2 kg/cm².

	Gruspakking 20/40 simulert brønn Sammensetning 5 + 3% v/v smøremiddel
Reologi: PV/YP	24/22
Geler: 10s/10 min	6/12
HTHT @ 80°C – 35,2 kg/cm ²	14 ml
Returpermeabilitet	37%

Initierings-strømningstrykkene (FIP) mål for eksemplene ifølge den foreliggende oppfinnelse var under 2,11 kg/cm² og i de fleste tilfeller under 0,703 kg/cm². Kanalene av hydrokarboner gjennom filterkakene ble påvist ved nærværet av isolerte punkter i midten av filterkaken etter tilbakestrømning av en kerosen farget med jod eller et kommersielt tilgjengelig UV-synlig fargestoff.

Samtidig med den økte permeabilitet av den aktive filterkake til hydrokarboner kan det sees ved å sammenligne eksemplene 1-8 for konvensjonelle borefluider med eksemplene 9-11 for borefluider ifølge den foreliggende oppfinnelse at den genererte aktive filterkake er i stand til å sikre en mindre skade på formasjonen, ved å redusere

filtreringstap og partikkelinvasjon. De målte filtreringstap i eksemplene 9-11 er faktisk lavere enn i eksemplene 1-3. Ingen uklarhet som indikerer tap av faste partikler iakttas i filtratet.

Eksempel 4 viser at høyere tilsetningsstoff mot filtreringstap konsentrasjoner i et standard kalsiumkarbonat borefluid reduserer filtreringstapet, men forbedrer ikke returpermeabiliteten av en simulert gruspakket brønn. Eksempel 5 og 6 viser at endring av saltoppløsningsfasen eller typen av viskositetsøkende middel i et standard kalsiumkarbonat borefluid ikke har noen virkning på returpermeabiliteten av en simulert gruspakket brønn.

De viste borefluidsystemer oppfyller de vanlige funksjoner av et konvensjonelt borefluid. De reologiske egenskaper av borefluidene ifølge den foreliggende oppfinnelse er fullstendig akseptable.

Eksempler 9-11 beskriver yteevnen ifølge den foreliggende oppfinnelse i ugunstige scenarier hvori brønnen er gruspakket og borefluidet forurensset med en vesentlig mengde av borefaststoffer (leire). Eksempel 9 illustrerer den foreliggende oppfinnelse med kombinasjonen av et hydrofobt belagt kalsiumkarbonat og en hydrofobt modifisert stivelse. Det belagte kalsiumkarbonat anvendes i en blanding med ikke-belagt kalsiumkarbonat. Eksempelet viser virkning av et forskjellig forhold mellom belagt og ikke-belagt kalsiumkarbonat på returpermeabiliteten. Yteevnen av boresystemet til å generere en aktiv filterkake er ikke forbedret i dette eksempel ved en økt mengde av belagt materiale. Når det anvendes en blanding av kalsiumkarbonater beror vellykketheten også på valget av de partikkelstørrelsesfordelinger av både belagte og ikke-belagte komponenter. En endring i forholdet belagt/ikke-belagt kalsiumkarbonat påvirker i dette eksempel også den totale partikkelstørrelsesfordeling.

Eksempel 7 illustrerer at anvendelsen av et oljefuktbart brodannende materiale alene ikke er nok for å oppnå returpermeabilitet. På den annen side illustrerer eksempel 8 at anvendelsen av en hydrofobt modifisert stivelse alene heller ikke er nok for å oppnå returpermeabilitet. Kombinasjonen av både en modifisert stivelse og modifisert kalsiumkarbonat er derfor et krav for å iakttå returpermeabilitet.

Eksempel 10 viser yteevnen ifølge den foreliggende oppfinnelse i kombinasjon med forskjellige saltoppløsningsfaser.

I eksempel 11 økes yteevnen av den aktive filterkake ved tilsetning av 3% v/v av et smøremiddel til en sammensetning ifølge den foreliggende oppfinnelse. Smøremiddelet er en kilde for hydrofobe seter og pga dets emulgerende egenskaper som nedsetter flytstyrken av filterkaken bidrar til yteevnen av den aktive filterkake.

P a t e n t k r a v

1. Vannbasert borehullfluid, k a r a k t e r i s e r t v e d at det omfatter et tilsetningsstoff mot filtreringstap og et brodannende materiale som begge er hydrofobe av natur, er hydrofobt modifisert eller oljefuktbart, slik at kombinasjonen av materialer danner en filterkake som både kan være ikke-permeabel for en vandig fase, mens samtidig er hovedsakelig permeabel for tilbakestrømningen av hydrokarboner.
2. Fluid ifølge krav 1, k a r a k t e r i s e r t v e d at tilsetningsstoffet mot filtreringstap er valgt fra hydrofobt modifisert stivelse, polyanionisk cellulose, karboksymetylcellulose, hydrofobt modifiserte syntetiske polymerer, f.eks polyhydroksypropylmetakrylat.
3. Fluid ifølge krav 2, k a r a k t e r i s e r t v e d at stivelsen er en polymerisert stivelse eller stivelse modifisert ved hydroksymetylasjon, hydroksypropylasjon eller andre hydroksyalkylasjoner eller ved tverrbindingsreaksjoner ved bruk av midler som fosforoksyklorid, epiklorhydrin, cyanursyreklorid, formaldehyd eller andre.
4. Fluid ifølge krav 1, k a r a k t e r i s e r t v e d at det brodannende materiale er valgt fra hydrofobt modifiserte uorganiske salter, hydrofobt eller hydrofobt modifisert uorganisk eller organisk materiale.
5. Fluid ifølge krav 4, k a r a k t e r i s e r t v e d at de uorganiske salter eller det uorganiske materialet er valgt blant hydrofobt belagte kalsiumkarbonater, sinkkarbonater, bariumkarbonater, hematitt, ilmenitt, magnesiumoksid, baritt, silika-partikler, leirepartikler, mikrokuler.
6. Fluid ifølge krav 5, k a r a k t e r i s e r t v e d at det hydrofobe belegg er valgt fra fettoljer, fettsyrer, fettестere, karboksylerte hydrofobt materiale eller hvilke som helst overflateaktive midler som ville generere et hydrofobt belegg.

7. Fluid ifølge krav 1, k a r a k t e r i s e r t v e d at det brodannende materiale er et malt krystallinsk materiale med smeltepunkt over 80°C og som er lett oppløselig i produserte hydrokarboner som råolje og lettere kondensater og som fremviser en molekylvekt på mindre enn 1000 og foretrukket mindre enn 650.
8. Fluid ifølge krav 7, k a r a k t e r i s e r t v e d at brodannende materiale er valgt fra 1-S-endo-Borneol, kamfer, betakaroten, lykopen, kolesterol, lanosterol, agnosterol.
9. Anvendelse av borehullfluid ifølge hvilke som helst av kravene 1 til 8 som borefluider.