



(12) **PATENT**

(11) **344585**

(13) **B1**

NORGE

(19) **NO**

(51) **Int Cl.**

C09K 8/12 (2006.01)

C09K 8/24 (2006.01)

C09K 8/508 (2006.01)

Patentstyret

(21)	Søknadsnr	20060217	(86)	Int.inng.dag og søknadsnr	2004.08.02 PCT/US2004/24804
(22)	Inng.dag	2006.01.16	(85)	Videreføringsdag	2006.01.16
(24)	Løpedag	2004.08.02	(30)	Prioritet	2003.07.31, US, 60/491,685 2003.08.04, US, 10/634,334
(41)	Alm.tilgj	2006.01.16			
(45)	Meddelt	2020.02.03			
(73)	Innehaver	Baker Hughes, a GE company, LLC, P.O. Box 1407, TX77073-5114 HOUSTON, USA			
(72)	Oppfinner	Dennis K Clapper, 10315 Millshaw Drive, TX77070 HOUSTON, USA Calvin J Stowe II, 4002 Marquette, West University Place, TX77005 HOUSTON, USA Ronald G Bland, 1808 Marshall, TX77098 HOUSTON, USA Tao Xiang, 19123 Prospect Ridge Lane, TX77094 HOUSTON, USA Saddok Benaissa, 1922 Cheyenne River Circle, TX77478 SUGAR LAND, USA			
(74)	Fullmektig	ACAPO AS, Postboks 1880 Nordnes, 5817 BERGEN, Norge			

(54)	Benevnelse	Fremgangsmåte for å hemme borehullsvegginvasjon under boring med et vannbasert borefluid		
(56)	Anførte publikasjoner	US 2002/0160919 A1		
(57)	Sammendrag			

Det er beskrevet et vannbasert borefluid med en polymerlateks som er i stand til å tilveiebringe en deformerbar lateksfilm på i det minste en del av en undergrunnsformasjon for å tilveiebringe redusert borefluidtrykkinvasjon under bruk til å bore i skiferformasjoner for hydrokarbonutvinningsoperasjoner. Et fellingsmiddel slik som et silikat eller et aluminiumskompleks (f.eks. natriumaluminat) blir fortrinnsvis brukt i forbindelse med polymeren. Det vannet som er til stede, inneholder vanligvis et salt for å danne et saltvann, ofte til metning, selv om oppfinnelsen kan praktiseres med ferskvann. Hvis et salt blir anvendt, er det ofte nyttig å anvende i tillegg et overflateaktivt middel slik som f.eks. betain.

Området for oppfinnelsen

Den foreliggende oppfinnelse vedrører en fremgangsmåte for å hemme borehullsvegginvasjon under boring med et vannbasert borefluid i en undergrunnsformasjon omfattende utarmet sand.

Bakgrunn for oppfinnelsen

Borefluider som brukes ved boring av olje- og gassundergrunnsbrønner er velkjente så vel som andre borefluidanvendelser og boreprosedyrer. Ved rotasjonsboring er det en rekke funksjoner og karakteristikker som forventes av borefluider, også kjent som boreslam, eller ganske enkelt "slam". Borefluid er forventet å føre borkaks opp fra under borkronen, transportere dem opp gjennom ringrommet og gjøre det mulig å separere dem ved overflaten mens den roterende borkronen samtidig blir avkjølt og rensset. Et boreslam er også ment for å redusere friksjon mellom borestrengen og sidene i borehullet mens stabiliteten til uforede seksjoner av borehullet opprettholdes. Borefluidet er sammensatt for å forhindre uønskede innstrømninger av formasjonsfluider fra permeable bergarter som gjennomtrenges av borehullet, og ofte også for å danne en tynn filterkake med lav permeabilitet som midlertidig tetter porer, andre åpninger og formasjoner som gjennomtrenges av borkronen. Borefluidet kan også brukes til å samle inn og tolke informasjon som er tilgjengelig fra borkaks, kjerneprøver og elektriske logger. Man vil forstå at innenfor rammen av oppfinnelsen slik den er angitt i patentkravene, omfatter uttrykket "borefluid" også "innboringsfluider".

Borefluider blir vanligvis klassifisert i henhold til deres grunnmateriale. I vannbaserte slam er faststoffpartikler suspendert i vann eller saltvann. Olje kan være emulgert i vannet eller saltvannet. Likevel er vannet den kontinuerlige fasen. Oljebaserte slam er det motsatte. Faststoffpartikler er suspendert i olje og vann eller saltvann er emulgert i oljen, og derfor er oljen den

kontinuerlige fasen. Oljebaserte slam som er emulsjoner av vann i olje blir også kalt omvendte emulsjoner. Saltvannsbaserte borefluider er selvsagt et vannbasert slam i hvilket den vandige komponenten er saltvann.

5 Optimalisering av vannbasert slamutforming med høy ytelse er vanlig i forkant av mange borefluid service- og oljeoperasjonsselskapers behov på grunn av de forskjellige begrensninger ved omvendte emulsjonsfluider. Omvendte emulsjonsfluider formulert med tradisjonell dieseloilje, mineralolje eller nyere syntetiske oljer er de borefluidene som har den høyeste ytelsen med hensyn til skiferhemming, borehullsstabilitet og smøreevne. Forskjellige begrensninger ved disse fluidene slik som miljømessige betraktninger, økonomi, tendenser til tapt sirkulasjon, brønnsparkeleksjon og geologiske evalueringstraktninger gjør imidlertid at det fremdeles er et stort marked for vannbaserte fluider med høy ytelse. Økte miljømessige bekymringer og forpliktelser fortsetter å skape et behov på området for vannbaserte borefluider for å supplere eller erstatte den ytelsen som fører til omvendt emulsjonsslamytelse.

15 Et spesielt problem ved boring i skiferformasjoner med vannbaserte fluider, er poretrykkøkningen og svellingen fra inntrengning i skiferen av fluidet. Skiferstabilisatorer blir vanligvis tilsatt slammet for å hindre disse fenomenene og for å stabilisere skiferen fra å bli påvirket av slammet.

25 Reduksjon av borefluidtrykkinnvasjon inn i veggen til et borehull er en av de viktigste faktorene for å opprettholde brønnhullsstabiliteten. Det er innsett at tilstrekkelig borehullstrykk vil stabilisere skifere for å opprettholde integriteten til borehullet. Når slam eller væske invaderer skiferen, stiger trykket i porene og trykkforskjellen mellom slamsøylen og skiferen faller. Med fallet i differensialtrykk blir skiferen ikke lenger understøttet og kan lett brette og falle inn i brønnhullet. Invasjonen av vann inn i skifer- matriksen øker likeledes hydreringen eller vætingen av den delvis dehydrerte skifermassen slik at den mykner og mister

sin strukturelle styrke. Kjemisk reaktivitet kan også føre til ustabilitet. Det er alltid et behov for en bedre sammensetning og en fremgangsmåte for å stabilisere skiferformasjonene.

5 Ved boring i utarmet sand er det også behov for å hindre inntrengning av borefluid gjennom borehullet og inn i formasjonen. Istedenfor å ta hensyn til formasjonsstabilitet er tapet av borefluid og resulterende høyere produksjonskostnader den vanligste hovedbekymringen. Det vil være ønskelig å kunne redusere tapet av borefluid inn i utarmet sand.

10 Det er opplagt for de som velger eller bruker et borefluid til olje- og/eller gassleting at en hovedkomponent ved et valgt fluid er at det er riktig balansert for å oppnå alle de nødvendige karakteristikkene for den spesielle sluttanvendelsen. Fordi borefluider må utføre et antall oppgaver samtidig, er denne ønskede balansen vanskelig å oppnå.

15 US2002/01609191 beskriver en metode for å redusere borefluidtrykkinvasjon.

20 Det vil være ønskelig om sammensetninger og fremgangsmåter kan frembringes for å bidra til å forbedre borefluiders evne til samtidig å gjennomføre disse oppgavene.

Oppsummering av oppfinnelsen

25 Følgelig er det et formål med foreliggende oppfinnelse å tilveiebringe fremgangsmåter for å stabilisere skiferformasjoner og unngå tap av fluider inn i utarmede sandformasjoner ved boring med vannbaserte borefluider.

30 Det er et annet formål å tilveiebringe vannbaserte borefluider som reduserer hastigheten av borefluidtrykkinvasjon inn i borehullsveggen.

Nok et annet formål med oppfinnelsen er å tilveiebringe en sammensetning og en fremgangsmåte som øker trykkblokkeringen, påliteligheten, størrelsen og porestørrelsen som kan blokkeres med vannbaserte fluider for stabilisering av skiferformasjoner.

35 For å gjennomføre disse og andre formål med oppfinnel-

sen, så vedrører foreliggende oppfinnelsen en fremgangsmåte for å hemme borehullsvegginvasjon under boring med et vannbasert borefluid i en undergrunnsformasjon omfattende utarmet sand, kjennetegnet ved følgende trinn:

- 5 - å tilveiebringe vannbasert borefluid omfattende vann med et tetningsmiddel bestående hovedsakelig av polymerlateks (latekspolymer); og
- å sirkulere det vannbaserte borefluidet omfattende tetningsmiddelet i kontakt med en borehullsvegg som omfatter utarmet sand, hvor tetningsmiddelet frembringer en deformerbar latekstetning på i det minste en del av undergrunnsformasjonen som omfatter utarmet sand, idet den deformerbare latekstetningen minsker formasjonstrykk over tid,
- 10 omfattende trinnet med å tilveiebringe en tilstrekkelig mengde med tetningsmiddelet for å frembringe vannbasert borefluid omfattende fra omkring 0,1 til omkring 10 volum% av sulfonert styren/butadien-kopolymer.
- 15

Ytterligere utførelser er angitt i underkravene 2-6. Kort beskrivelse av tegningene

- 20 Fig. 1 viser et diagram over formasjonstrykket som en funksjon av tid for en trykkinvasjonstest ved bruk av forskjellige mellom liggende testformuleringer;
- Fig. 2 er et diagram over den overflateaktive effekten på GENCAL 7463 partikkelstørrelse i 20% NaCl/1 lb/bbl (2,86 g/l) NEWDRILL PLUS/1 lb/bbl (2,86 g/l) XAN- PLEX D/0,5 lb/bbl (1,43 g/l) natriumglukonat/3 lb/bbl (8,58 g/l) NaAlO₂/5 volum% GENCAL 7463;
- 25 Fig. 3 er et diagram over innvirkningen av polymerharpikser (3 lb/bbl, 8,58 g/l) på GENCAL 7463 partikkelstørrelsesfordelinger etter 16 timer, 150°F (66°C) varmevalset i 20% NaCl/0,75 lb/bbl (2,15 g/l) XAN- PLEX D/0,5 lb/bbl (1,43 g/l) natrium D-glukonat/0,4 lb/bbl (1,14 g/l) NEW-DRILL PLUS/2 lb/bbl (5,72 g/l) BIO-PAQ/3 lb/bbl (8,58 g/l)
- 30 NaAlO₂/3% GENCAL 7463/1 lb/bbl (2,86 g/l) EXP-152;
- 35 Fig. 4 er en grafisk sammenligning av virkningen på slam-

egenskaper for EXP-154 i forhold til ALPLEX i 12 lb/gal (1,44 kg/l) slam; basisslammet var 20% NaCl/0,5 lb/bbl (1,43 g/l) XAN-PLEX D/2 lb/bbl (5,72 g/l) BIO-LOSE/1 lb/bbl (2,86 g/l) NEW-DRILL PLUS/3% EXP-155/150 lb/bbl (429 g/l) MIL-BAR/27 lb/bbl (77,2 g/l) Rev Dust;

5

Fig. 5 er et diagram av PPT-testresultater for ALPLEX, EXP-154/EXP-155 og ISO-TEQ-fluider;

Fig. 6 er et diagram som viser virkningen på sirkulasjon av EXP-154/EXP-155-slamytelse;

10

Fig. 7 er et diagram som viser virkningen av lateks på slamegenskaper i 9,6 lb/gal (1,15 kg/l) 20% NaCl-fluid etter 16 timer, 250°F (121°C) varmevalsing; hvor basisfluidet var 20% NaCl/1 lb/bbl (2,86 g/l) XAN-PLEX D/0,4 lb/bbl (1,14 g/l) NEW-DRILL-PLUS/2 lb/bbl (5,72 g/l) BIO-PAQ/5 lb/bbl (14,3 g/l) EXP-154/10 lb/bbl (28,6 g/l) MIL-CARB/27 lb/bbl (77,2 g/l) Rev Dust;

15

Fig. 8 er et diagram som viser virkningen av lateks på slamegenskaper i 12 lb/gal (1,44 kg/l) etter varmvalsing i 16 timer ved 250°F (121°C); hvor basisfluidet var 20% NaCl/0,75 lb/bbl (2,15 g/l) XAN-PLEX D/0,4 lb/bbl (1,14 g/l) NEW-DRILL PLUS/3 lb/bbl (8,58 g/l) BIO-PAQ/5 lb/bbl (14,3 g/l) EXP-154/150 lb/bbl (429 g/l) MIL-CARB/27 lb/bbl (77,2 g/l) Rev Dust;

20

25

Fig. 9 er et diagram for 96 timers *Mysidopsis bahia* avstandssøkerresultater for eksperimentelle produkter i 12 lb/gal (1,44 kg/l) fluider hvor basisfluidet er 20% NaCl/0,5 lb/bbl (1,43 g/l) XAN-PLEX D/0,4-1 lb/bbl (1,14-2,86 g/l) NEW-DRILL PLUS/2 lb/bbl (5,72 g/l) MIL-PAC LV (eller BIO-PAQ)/150 lb/bbl (4,29 g/l) MIL-BAR;

30

Fig. 10 er en kurve over fluidtapshastigheten ved høye temperaturer og høye trykk (HTHP) på en 50 mD sementskive for det slammet som inneholder 3%

35

latekspolymer etter å ha blitt varmekallandrert ved 250°F (121°C) i 16 timer; og

Fig. 11 er et foto av en intern filterkake dannet ved å bruke fremgangsmåten ifølge foreliggende oppfinnelse.

5

Detaljert beskrivelse av oppfinnelsen

Det er blitt oppdaget at en latekspolymer tilsatt et vannbasert borefluid kan redusere den hastigheten som borefluidtrykk invaderer borehullsveggen med i en undergrunnsformasjon under boring. Latekspolymeren er fortrinnsvis i stand til å tilveiebringe en deformerbar lateksfilm eller tetning på i det minste en del av en undergrunnsformasjon. Innenfor rammen av foreliggende oppfinnelse er uttrykkene "film" eller "tetning" ikke ment å bety et fullstendig ugjennomtrengelig lag. Tetningen anses å være halvgjennomtrengelig, men likevel blokkerer den i det minste delvis fluidoverføring tilstrekkelig til å redusere i en sterk forbedring av osmotisk effektivitet. I en spesiell, ikke-begrensende utførelsesform blir en submikronpolymer-lateks tilsatt et høyt saltvannsbasert slam som inneholder et valgfritt, men foretrukket kombinerings/utfellings-middel slik som et aluminiumskompleks som vil redusere hastigheten til slamtrykkinntrengning i slamformasjoner betydelig. Trykkblokkering, påliteligheten, størrelsen og porestørrelsen som kan blokkeres, blir alle øket ved hjelp av lateks-tilsetningen. Hemming av borefluidtrykkinnvasjon inn i veggen i et borehull er en av de viktigste faktorene for å opprettholde brønnhullsstabiliteten.

10

15

20

25

30

Hovedkomponentene i de vannbaserte borefluidene ifølge oppfinnelsen er latekspolymeren og vann som utgjør hovedmassen til fluidet. Et antall andre vanlige borefluidtilsetninger kan selvsagt anvendes for å bidra til å balansere egenskapene og fluidets oppgaver.

35

Latekspolymeren er fortrinnsvis, men ikke begrenset til, en karboksylert styren/butadien-kopolymer eller en sulfonert

styren/butadien-kopolymer. En spesiell, ikke-begrensende karboksylert styren/butadien kopolymer er GENCAL 7463 tilgjengelig fra Omnova Solution Inc. En spesiell ikke-begrensende sulfonert styren/butadien-kopolymer er GENCEAL 8100 som også er tilgjengelig fra Omnova Solution Inc. Andre egnede latekspolymerer innbefatter, men er ikke begrenset til, polymetylmetakrylat, polyetylen, polyvinylacetat-kopolymer, polyvinylacetat/vinylklorid/etylen-kopolymer, polyvinylacetat/etylen-kopolymer, naturlig lateks, polyisopren, polydemetylsiloksan og blandinger av disse. En noe mindre foretrukket latekspolymer er polyvinylacetat-kopolymer-lateks, mer spesielt en etylenvinylkloridvinylacetat-kopolymer. Selv om polyvinylacetat-lateks-kopolymerer vil virke innenfor fremgangsmåten ifølge oppfinnelsen, virker de vanligvis ikke så bra som de karboksylerte styren/butadien-kopolymerene. Den gjennomsnittlige partikkelstørrelsen til latekspolymeren er fortrinnsvis mindre enn 1 mikrometer eller submikron, og helst med en diameter på omkring 0,2 mikron eller 0,2 mikron eller mindre. Andre polymerer i dispergert fase kan vise seg å virke. Det er forutsatt at mer enn en type latekspolymer kan brukes samtidig. Andelen av latekspolymeren i boreslammet, basert på den totale mengden av fluidet, kan ligge i området fra omkring 0,1 til omkring 10 volum%, fortrinnsvis fra omkring 1 til omkring 8 volum%, og helst fra omkring 2 til omkring 5 volum%.

De sulfonerte lateksene som beskrives har en ytterligere fordel ved at de ofte kan brukes i fravær av et overflateaktivt middel. Dette kan forenkle sammensetningen og transporten av borefluidtilsetningene til produksjonssteder. Dette kan også redusere kostnader i forbindelse med visse anvendelser. I anvendelser ved boring i utarmet sand, er det ofte ikke behov for et fellingsmiddel. I den utarmede sanden er det ofte heller ikke behov for et overflateaktivt middel for karboksylerte styren/butadien-kopolymerer for ferskvannsanvendelser.

Det valgfrie saltet kan være et hvilket som helst vandig

salt som brukes i saltvannsbaserte borefluider, omfattende, men ikke nødvendigvis begrenset til kalsiumklorid, natriumklorid, kaliumklorid, magnesiumklorid, kalsiumbromid, natriumbromid, kaliumbromid, kalsiumnitrat, natriumformat, kaliumformat, cesiumformat og blandinger av disse. Med "høyt saltinnhold" er ment minst 20 vekt%, og mettede saltvannsløsninger blir foretrukket i en ikke-begrensede utførelsesform. Man vil forstå at det er umulig å forutsi på forhånd hva saltinnholdet til en spesiell mettet saltvannsløsning vil være siden metningspunktet er avhengig av et antall faktorer som omfatter, men ikke er begrenset til, typene og andelene av de forskjellige komponentene i det vannbaserte fluidet. Saltet er valgfritt fordi oppfinnelsen vil virke uten dette, dvs. ved bruk av ferskvann.

En annen valgfri komponent er fellingsmiddel. Egnede fellingsmidler innbefatter, men er ikke begrenset til, silikater, aluminiumskomplekser og blandinger av disse. Egnede aluminiumskomplekser innbefatter, men er ikke begrenset til natriumaluminat, NaAl_2O_2 , noen ganger skrevet som $\text{Na}_2\text{OAl}_2\text{O}_3$, aluminiumhydroksid, aluminiumsulfat, aluminiumacetat, aluminiumnitrat, kaliumaluminat og lignende, samt blandinger av disse (spesielt $\text{pH} > 9$ for at disse forbindelsene skal være løselige i vann). Andelen av fellingsmiddel i boreslammet basert på den totale mengde fluid, kan ligge i området fra omkring 0,25 til omkring 20 lb/bbl (omkring 0,71 til omkring 57,2 g/l), fortrinnsvis fra omkring 1 til omkring 10 lb/bbl (fra omkring 2,86 til omkring 28,6 g/l) og helst fra omkring 2 til omkring 7 lb/bbl (fra omkring 5,72 til omkring 20 g/l). Uten å være begrenset til en spesiell teori, antas fellingsmiddelet å binde seg kjemisk til overflaten til leiren i borehullet og tilveiebringe en meget aktiv polar overflate.

En annen valgfri komponent i sammensetningen ifølge oppfinnelsen er et overflateaktivt middel. Hvis det overflateaktive middelet er til stede, fuktet lateks som er behandlet med det overflateaktive middelet, overflaten sterkt og

akkumulerer for å danne en film eller et belegg som tetter sprekker og defekter i skiferen. Egnede vætende, overflateaktive midler innbefatter, men er ikke begrenset til, betainer, alkalimetallalkylenacetater, sultainer, eterkarboksylater og blandinger av disse. Det er blitt bestemt at overflateaktive midler er spesielt gunstige når salter et til stede i borefluidet, og ikke er så foretrukket i fluidsystemer med ferskvann.

Andelene av disse komponentene basert på det totale vannbaserte borefluidet er fra omkring 0,1 til 10 volum% med latekspolymer, minst en vekt% salt (hvis dette er til stede), fra omkring 0,25 til 20 lb/bbl (omkring 0,71 til omkring 57,2 g/l) med fellingsmiddel (hvis et slikt er til stede), fra omkring 0,005 til omkring 2 volum% overflateaktivt middel (hvis slikt er til stede), idet resten er vann. I en mer foretrukket utførelsesform er andelene i området fra omkring 1 til 8 volum% med latekspolymer minst 1 vekt% (hvis dette er til stede) fra omkring 1 til 10 lb/bbl (omkring 2,86 til omkring 28,6 g/l) med fellingsmiddel (hvis slikt er til stede), fra omkring 0,01 til omkring 1,75 volum% med overflateaktivt vætemiddel (hvis slikt er til stede), idet resten er vann.

Det er ønsket at natriumaluminat eller et annet fellingsmiddel er i en metastabil form i slammet, som betyr at det er i suspensjon eller løsning, men felles ut på borehullsveggen. Aluminiumsforbindelser har typisk blitt tilsatt slammet på stedet. Hvis det er tilsatt slamsammensetningene tidligere, har de en tendens til å være ustabile og felles ut for tidlig.

Siden utviklingen av poretrykkoverføringstesting (PPT-testing) har virkningene av forskjellige kjemiske tilsetninger på poretrykkoverføringshastigheter blitt evaluert. Testing har fokusert hovedsakelig på ytelsen til salter, glykoler og fellingsmidler slik som silikater og aluminiumskomplekser. Forbedringer i PPT-testutstyr og fremgangsmåter har fulgt den generelle interessen og søkt etter stadig mer

effektive, vannbaserte slamsystemer som nærmer seg PPT-testytelsen til omvendte emulsjonsfluider. Selv om andre forskere har vist at silikatfluider er spesielt effektive for reduserte poretrykksoverføringshastigheter, er silikatfluider ikke kommet i utstrakt bruk på grunn av disse fluidenes begrensninger. Selv om lavere poretrykksoverføringshastigheter er blitt demonstrert for salter, glykoler og aluminiumskomplekksmidler, nærmer disse produktene seg likevel ikke ytelsen til omvendte emulsjonsfluider.

En kombinasjon av en ny formuleringsløsning så vel som modifikasjon av PPT-testprosedyren ble brukt til å demonstrere effektiviteten til en alternativ løsning for å forbedre ytelsen vannbaserte slamsystemer. Vanddispergerbare polymerer ble valgt for å tilveiebringe kilder for små, deformerbare partikler for å fremskaffe en tetnings- og blokkeringseffekt på skiferen. Den første av disse polymerene ble testet med PPT-testen i et fluid med andre produkter.

Oppfinnelsen vil bli nærmere illustrert med hensyn til de følgende eksempler, som bare er ment å belyse oppfinnelsen ytterligere og ikke å begrense den på noen måte.

EKSEMPEL 1

Mellom liggende fluidpreparering

Det følgende eksempel er den første prepareringen av de mellom liggende sammensetningene som beskrives. Med mindre annet er bemerket, er lateksen i eksemplene 728 Latex, en polyvinylacetat-lateks.

<u>Bestanddel</u>	<u>Gram per fat</u> <u>(per 159 l)</u>	<u>Gram per 7 fat</u> <u>(per 1113 l)</u>
Kranvann	310	2170
Natriumaluminat	2	14
LIGCO	2	14
AIRFLEX 728	10,5	73,5 (75 cm ³)

Blandingen ble varmebehandlet i en valse. Etter 6 dager var pH-verdien 11,51. Bunnen av karet var omkring 75% dekket med 1/32" (0,79 mm) fint stoff. Følgende komponenter ble så tilsatt, igjen angitt i gramandeler for henholdsvis et eneste

fat og 7 fat:

<u>Bestanddel</u>	<u>Gram per fat</u> <u>(per 159 l)</u>	<u>Gram per 7 fat</u> <u>(per 1113 l)</u>
NEWDRILL PLUS	0,4	2,8
NaCl (20%)	77,5	540
MILPAC LV	2	14

5 Fluidet med lateksen og NEWDRILL+ hadde en svak brun farge. LD8 ble tilsatt for å regulere skumdannelse. Den resulterende blandingen ble varmebehandlet i en valse i 4 timer ved 150°F (66°C). Den endelige pH-verdien var 10,75.

EKSEMPEL 2

10 Bestemmelse av skifertrykkinntrengning

Poretrykkinntrengningsanordningen (PPT) er basert på en Hassler-celle på 1500 psi (10.300 kPa) utformet for kjerneprøveplugger med diameter 2,5 cm fra 2,5 cm til 7,5 cm i lengde. En Hassler-celle er en sylinder med et stempel innsatt i hver ende. Kjerneprøven blir holdt mellom de to stemplene. En gummihylse blir plassert omkring kjerneprøven og stemplene for å tette omkring kjernen og hindre strømning omkring kjernen. Utsiden av hylsen blir trykksatt for å danne en god tetning. Disse testene benytter en kjerne med diameter 20 25 mm og en lengde på 25 mm.

Lavtrykkssiden til kjerneprøven (formasjonssiden) er utstyrt med en akkumulator av rustfritt stål som tar 1 liter og et trykk på 2000 psi (13.800 kPa) for å tilveiebringe tilbaketrykk. Høytrykkssiden til kjerneprøven er forbundet 25 med to like akkumulatører, en for borefluid og en for testfluidet. Trykket i hver akkumulator blir regulert med en manuell regulatormating med en 2200 psi (15.200 kPa) nitrogenflaske.

Alle trykk blir overvåket med Heise-transdusere. 30 Transdusertrykkene blir automatisk datamaskinlogget med forutbestemte mellomrom.

Cellen er innesluttet i et isolert kammer og temperaturen opprettholdes med et varmeelement på 200 watt.

Varmeelementet blir regulert med en Dwyer-temperaturregulator som driver en Control Concepts SCR-fasevinkelstyringsenhet. Temperaturregulering er nøyaktig inntil +/-0,05°C.

Et trykk blir påført en ende av kjerneprøven, og strømmingen gjennom kjerneprøven blir målt. Stempelet på lavtrykkssiden er fylt med væske, og blokkert, slik at en økning i væsketrykk blir målt istedenfor en strømming. En meget liten væskestrømning gjennom kjerneprøven vil forårsake en stor økning i trykket, noe som gjør cellen følsom nok til å måle strømming gjennom skifer. Skifer har meget lav permeabilitet slik at strømming av fluid gjennom denne er meget liten. Trykk blir plottet som funksjon av tid. Resultater blir uttrykt som formasjonstrykk (FP). Hvis FP øker over tid, er det trykkinntrengning; hvis formasjonstrykket avtar over tid, er dette ikke tilfellet, og det sistnevnte er det som er ønskelig. Fluidet i eksempel 1 ble brukt. Tre 50% forskyvninger av 50 cm³ hver ble utført under og like etter oppvarming av testcellen. En gjennomkjøring ble startet med 100% forskyvning, og temperaturen var vanskelig å regulere slik at det var bedre å starte ved 50%.

Temperatur = 155°F (68,3°C)

Borehullssidetrykk = 250 psi (1.720 kPa)

Sperretrykk = 370 psi (2.550 kPa)

25

<u>Tid, timer:minutter</u>	<u>Formasjonstrykk</u>	
	<u>psi</u>	<u>kPa</u>
0	48,1	332
1:30	47,9	330
2:00	47,6	328
7:15	50,9	359

Til slutt ble 50 cm³ med fluid fordrevet opp til 50% innenfor 2°F (1,1°C) temperaturvariasjon. Trykket steg til 52,7 psi (363 kPa). Formasjonsvarmen ble slått av, og temperaturen var 147°F (64°C). Forskyvningen trakk formasjonstrykket ned til 36 psi (248 kPa), og steg så til 80,2 (553 kPa) over de neste to dagene. Den innledende formasjonstrykk-

30

minskningen demonstrerte at formuleringen ifølge oppfinnelsen hemmet trykkinntrengning.

EKSEMPEL 3

- 5 Mellom liggende fluidpreparering - proporsjoner i gram med mindre annet er angitt

<u>Bestanddel</u>	<u>Per fat (per 159 l)</u>	<u>Per 7 fat (per 1.113 l)</u>
Kranvann	310	2170 cc
Natriumaluminat	2	14
LIGCO	2	14
AIRFLEX 728 Latex	10,5	75 cc
NEWDRIILL PLUS	0,4	2,8
NaCl (20%)	77,5	540
MILPAC LV	2	14

- 10 Natriumaluminat og AIRFLEX 728 lateks ble blandet sammen og tillatt å stå over helgen. Blandingen ble så varmebehandlet ved 150°F (66°C) i 2 timer. Saltet og polymerene ble så tilsatt. Sekvensen for tilsetning til natrium-
- 15 aluminat/lateks-blandingen var: PHPA (partielt hydrolysert polyakrylamid; NEWDRILL PLUS), fulgt av blanding; så halvparten av saltet fulgt av MILPAC LV, fulgt av den andre halvparten av saltet. Blandingen ble varmetromlet over natten.

EKSEMPEL 4

Bestemmelse av skifertrykkinntrengning

- 20 Borehullssidetrykk = 250 psi (1.720 kPa)
Begrensningstrykk = 370 psi (2.550 kPa)

<u>Tid, timer:minutter</u>	<u>Formasjonstrykk</u>	
	<u>psi</u>	<u>kPa</u>
0	46,3	319
5:49	2,3	16
7:36	0,6*	4,1
50:00	65,0	448

- 25 * Begrensningstrykket ble hevet til 410 psi (2.830 kPa) og borehullstrykket ble hevet til 300 psi (2.070 kPa) ved dette punktet.

EKSEMPEL 5 OG 6, SAMMENLIGNINGSEKSEMPLER A-F

To andre formuleringer i henhold til oppfinnelsen (eksemplene 5 og 6) og seks sammenligningseksempler (A-F) ble preparert og testet. Resultatene er vist på fig. 1. Som
5 antydnet ga eksemplene 5 og 6 i henhold til oppfinnelsen begge de ønskede resultater for minskning av formasjonstrykk over tid. Sammenligningseksemplene ga uønsket økning av formasjonstrykkene over tid. Sammensetningsidentitetene er gitt på fig. 1. Betegnelsen "KJERNEPRØVE: P2 PARALLELL" refererer til
10 at kjerneprøven er Pierre-skifer i parallell orientering.

Disse resultatene verifiserer nødvendigheten av å ha alle tre komponentene: saltet, lateksen og natriumaluminatet (eksemplene 5 og 6). Bruk av lateks alene (sammenligningseksempel A), bare bruk av salt (sammenligningseksempel B),
15 bruk av lateks sammen med bare salt (sammenligningseksempel C), bruk av bare natriumaluminat og salt (sammenligningseksempel D), bruk av bare natriumaluminat og salt (sammenligningseksempel E) og bruk av bare natriumaluminat med salt (sammenligningseksempel F) ble alle funnet å være ineffektive, eller i det minste ikke så effektive som sammen-
20 setningen ifølge oppfinnelsen.

Ytterligere eksperimentelle bevis indikerer at noen lateksprodukter oppviser en synergistisk effekt med aluminiumskomplekser som resulterer i forbedrede poretrykk-
25 overføringskarakteristikker. Stabile borefluidsystemer er blitt formulert med lateks som forble dispergert og fleksibelt i meget saline (med høyt saltinnhold) fluider. Borefluider i henhold til oppfinnelsen tilveiebringer poretrykk-
overføringsytelse nærmere oljebaserte fluider enn hva som
30 oppvises av nåværende aluminiumsbaserte borefluider. To trekk ved dette systemet antas å være hovedbidragene til skiferstabilisering. For det første forsegler de ultrafine, deformerbare latekspartiklene (som har en foretrukket diameter på omkring 0,2 mikron) mekanisk skifermikrosprekker og hindrer
35 fysisk ytterligere inntrengning av borefluider inn i de følsomme skifersonene. Latekssamutfelling med utfellings-

midler, hvis slike er til stede, slik som aluminiums-komplekser, frembringer for det annet en semipermeabel membran på skiferoverflater som kjemisk forbedrer den osmotiske effekten mellom fluidet og borehullet.

5 Tre eksperimentelle tilsetninger ble oppdaget for fluider ifølge oppfinnelsen: EXP-153, EXP-154 og EXP-155. EXP-153 er en sulfonert polymerharpiks brukt til å regulere HTHP-fluidtap i dette systemet. EXP-154 er betraktet som et alternativ til aluminiumskompleksproduktet ALPLEX. Sammen-
10 lignet med ALPLEX oppviser EXP-154 meget bedre kompatibilitet med lateksfluider. EXP-155 er et modifisert lateksprodukt. Sammenlignet med andre kommersielt tilgjengelige latekser oppviser EXP-155 mindre følsomhet for elektrolytter og flokkulerer ikke i 20% natriumklorid-fluider ved temperaturer
15 opp til 300°F (149°C). På grunn av det brede temperaturområdet mellom dens glassovergangstemperatur (T_g) og smeltepunktet (T_m), forblir partiklene i EXP-155 deformerbare og i stand til å plugge mikrosprekker i skifer ved de fleste anvendelsestemperaturer. Toksitetene til alle disse
20 produktene oppfyller kravet til fluidutslipp i Mexicogulfen.

Formuleringer og fluidegenskaper

Alle fluider ble blandet i henhold til fastslåtte Baker Hughes INTEQ-blandingsprosedyrer. De innledende og
25 avsluttende Binghamplast-reologiske egenskapene til plastisk viskositet, flytegrense, 10 sekunders geler, og 10 minutters geler ble målt ved hjelp av Fann 35 viskometer ved 120°F (49°C). De innledende og avsluttende pH-verdiene og API-filtrat ble registrert. HTHP-fluidtap ved 250°F (121°C) ble
30 målt etter statisk og dynamisk eldring i 16 timer ved 250°F (121°C).

Lateksstabilitet

Stabiliteten til lateksprøvene ble først evaluert i 20%
35 og 26% NaCl-løsninger ved hjelp av følgende prosedyre:

1. Tilsett 332 ml 20% (eller 26%) NaCl-vannløsning i et blandebeleg og start blanding.
2. Tilsett langsomt 18 ml testet lateksprøve i løsningen og juster Prince Castle-blanderen til 4000 rpm med variak og takkometer.
3. Etter omrøring i 5 minutter, tilsett langsomt 3 g NaAlO₂ i ovennevnte løsning og bland i totalt 20 minutter. Under blandingsperioden kan det være nødvendig å tilsette omkring 5 dråper antiskummiddel (LD-8) hvis skumdannelse observeres.
4. Tøm dette fluidet i en krukke og la den aldres statisk i 16 timer ved 150°F (66°C).
5. Fjern krukken fra ovnen og avkjøl til romtemperatur. Observer fluidet med hensynet til flokkulering og separasjon.
6. Hvis det ikke er noen separasjon eller flokkulering, sil fluidet med en 100 mesh sikt (0,150 mm sikt). Observer sikten for eventuelt å finne mengden med tilbakeholdte latekspartikler.

Ytterligere evalueringer ble utført bare for disse prøvene som har passert den ovennevnte utsilingstesten. En Malvern Mastersizer Particle Size Analyzer ble brukt til å måle partikkelstørrelsesfordelingen for lateks i formulerte fluider. Den lille prøvedispergeringsenheten og den standard brytningsindeksen 50 HD (partikkel R.I.= 1,5295, 0,1000 og dispergeringsmiddel R.I.= 1,3300) ble brukt i alle partikkelstørrelsesfordelingstestene. 20% NaCl-vannløsning med pH-verdi justert til 11,5.

Skiferhemmingstest

Skiferhemmingskarakteristikkene ble bestemt ved hjelp av skiferdispergeringstester som innbefattet statisk vanntest og poretrykktester (PPT). I PPT-testen ble en bevart Pierre II skiferkjerneprøve med diameter 1 tomme og lengde 0,9 tommer (2,54 cm x 2,29 cm) plassert mellom to stempler, som beskrevet tidligere i eksempel 2. Omkretsen til skiferen og

stemplene er forseglet med en gummihylse. Pluggen blir orientert med lagdelingsplanene i de parallelle retningene eller retningene med høy permeabilitet. Borefluid ved 300 psi (2.070 kPa) blir fordrevet gjennom oppstrømsstempelet (borehullssiden) og sjøvann ved 50 psi (345 kPa) blir forskjøvet gjennom nedstrømsstempelet (formasjonssiden). Sjøvannet i nedstrømsstempelet blir tilbakeholdt med en ventil. Når slamfiltrat kommer inn ved borehullsenden av pluggen, blir formasjonsvann i skiferen fordrevet inn i formasjonsstempelet.

Lateksstabilitet

Som bemerket ovenfor indikerte innledende eksperimenter at noen lateksprodukter (emulsjonspolymerer) frembrakte synergistiske effekter med et aluminiumskompleks, noe som resulterte i forbedrede poretrykkoverføringskarakteristikker for fluidene. Dette resultatet avdekket en ny løsning på utformingen av meget hemmende, vannbaserte fluider. Lateks blir imidlertid vanligvis betraktet som et metastabilt system. Den store overflaten til partiklene er termodynamisk ustabil og enhver forstyrrelse som påvirker de balanserende kreftene som stabiliserer polymerdispersjonen resulterer i en endring i kinetikken til partikkelagglomerering. De fleste kommersielle lateksene som er utformet for produksjon av syntetisk gummi eller anvendelse til maling/belegg, er følsomme for økende elektrolyttisk konsentrasjon og temperatur.

Som vist i tabell I, er blant 16 lateksprøver testet i 26% og 20% NaCl-løsninger er ingen av dem stabile i 26% NaCl, og bare AIRFLEX 728 og GENCAL 7463 er forholdsvis stabile i 20% NaCl. For vellykket anvendelse av lateks i borefluider er det klart at lateksstabilitet i omgivelser med høy saltholdighet og høye temperaturer må forbedres. En vanlig teknikk som anvendes for å øke lateksstabiliteten i elektrolyttløsninger, er tilsetning av noen overflateaktive midler. Fig. 2 sammenligner effekten av EXP-152 på partikkelstørrelsesfordelingene til AIRFLEX 728 med den samme for

GENCAL 7463. Disse resultatene indikerer at en blanding av GENCAL 7463 og EXP-152 kan være et stabilt produkt for borefluidanvendelser.

5

TABELL I

Stabilitetstest for lateksprodukter i NaCl-løsning

Eks.	Lateks- prøver	T _g (°C)	<u>Stabilitet etter 16 timers statistisk eldring</u>	
			<u>26% NaCl/3 lb/bbl (8,58 g/l) NaAlO₂</u>	<u>20% NaCl/3 lb/bbl (8,58 g/l) NaAlO₂</u>
<u>Vinylacetat/etylenvinylklorid</u>				
7	AIRFLEX 728	0	Flokkulering, men passerer 100 mesh	Flokkulering/koagu- lering
<u>Vinylacetat/etylen</u>				
8	AIRFLEX 426	0	Flokkulering/koagu- lering	Flokkulering/koagu- lering
9	AIRFLEX 7200	0	Flokkulering/koagu- lering	Flokkulering/koagu- lering
10	VINAC XX- 211	N/A	Flokkulering/koagu- lering	Flokkulering/koagu- lering
11	ELVACE 40722-00	N/A	Flokkulering/koagu- lering	Flokkulering/koagu- lering
<u>Karboksyliert styren/butadien</u>				
12	GENCAL 7463	13	Flokkulering, men passerer 100 mesh	Flokkulering ved 150°F (66°C), men stabil ved 75°F (24°C)
13	GENCAL 7470	N/A	Flokkulering/koagu- lering	-
14	GENFLO 576	N/A	Flokkulering/koagu- lering	-
15	TYLAC 68219	N/A	Flokkulering, men passerer 100 mesh	Flokkulering, men passerer 100 mesh
16	TYLAC CPS 812	N/A	Flokkulering/koagu- lering	-
17	TYCHEM 68710	N/A	Flokkulering/koagu- lering	-
18	ROVENE 9419	-56	Koagulering	Koagulering
19	ROVENE 6140	-27	Koagulering	Koagulering

Karboksyliert akrylkopolymer

20	SYNTHEMUL CPS 401	N/A	Flokkulering/koagu- lering	-
21	SYNTHEMUL 97982	N/A	Flokkulering/koagu- lering	-

Styren/butadien

22	ROVENE 4823L	-51	Koagulering	Koagulering
----	-----------------	-----	-------------	-------------

Aluminiumskompleks

Selv om en synergistisk effekt for ALPLEX med lateks på stabiliserende skifere ble bekreftet av PPT-testresultater, er dette systemet skjørt og meget følsomt for økende saltkonsentrasjon og temperatur. Det ble funnet at i 20% NaCl-løsning, ble 3% AIRFLEX 728 eller 3% GENCAL 7463 flokkulert på noen få minutter ved å tilsette 4 lb/bbl (11,4 g/l) ALPLEX. Prehydrering av ALPLEX i ferskvann eller tilsetning av et overflateaktivt middel (f.eks. EXP-152) forbedret stabiliteten til dette systemet ved lave temperaturer, men latekspartikkelstørrelsen var fremdeles sterkt påvirket av ALPLEX. De partiklene som var større enn 100 mikrometer i det fluidet som inneholdt ALPLEX, kan delvis være et resultat av uløselig lignitt (en komponent i ALPLEX). En lignende effekt ble også observert med GENCAL 7463. Dårlig løselighet og langsom oppløsningshastighet for lignitt i høye saltkonsentrasjoner er sannsynligvis hovedfaktoren som bidrar til den minskede lateksstabiliteten.

For å finne en polymerharpiks som var kompatibel med et latekssystem, ble ytterligere tester utført. Fig. 3 viser virkningene av forskjellige polymerharpikser på partikkelstørrelsesfordelingene til EXP-155. Blant de testede prøvene oppviste EXP-153 den beste kompatibiliteten med dette latekssystemet.

Et nytt aluminiumskompleksprodukt, EXP-154 (en blanding av 45% NaAlO₂, 45% EXP-153 og 10% natrium-D-glukonat) ble funnet for latekssystemet. Fig. 4 sammenligner virkningene på slamegenskapene for EXP-154 med ALPLEX i 12 lg/gal (1,44

kg/l) 20% NaCl/NEW-DRILL/EXP-155-fluider. Det eksperimentelle aluminiumskomplekset oppviser forbedret kompatibilitet med lateks og biopolymerer. EXP-154 ble i tillegg funnet å regulere filtrering, både API og HTHP, bedre enn ALPLEX.

5

Testing av poretrykkoverføring

Borehullsstabilitetseffekter for det eksperimentelle latekssystemet ble evaluert med den testanordningen for poretrykktransmisjon (PPT) som tidligere er beskrevet. En preservert Pierre II-skiferplugg med diameter 1 tomme ganger lengde 0,9 tommer (2,54 cm x 2,29 cm), blir plassert mellom to stempler som beskrevet foran i eksempel 2. Omkretsen til skiferen og stemplene blir forseglet med en gummihylse. Pluggen blir orientert med lagdelingsplanene i den parallelle eller meget permeable retningen. Borefluid ved 300 psi (2070 kPa) blir forskjøvet gjennom oppstrømsstempelet (borehullssiden) og sjøvann ved 50 psi (345 kPa) blir forskjøvet gjennom nedstrømsstempelet (formasjonssiden). Sjøvannet i nedstrømsstempelet blir beholdt med en ventil. Når slamfiltrat kommer inn i borehullsenden av pluggen, blir formasjonsvann i skiferen fordrevet inn i formasjonstempelet. Dette ytterligere vannet komprimerer vannet inne i stempelet og forårsaker at trykket stiger. Trykkøkningen i formasjonstempelet blir målt som formasjonstrykkstigning (FP-stigning).

10

15

20

25

EXP-154/EXP-155-fluidet produserer de beste PPT-resultatene til nå som vist på fig. 5. Den øvre kurven er en standard salt/polymer. Den neste nedover er ALPLEX, den neste kurven er en EXP-154/AIRFLEX 728-formulering, under denne er EXP-154/EXP-155-formuleringen og til slutt ved bunnen er en 80/20 ISOTEQ-fluid, 25% CaCl₂, 6 ppb (17,2 g/l) CARBO-GEL, og 10 ppb (28,6 g/l) OMNI-MUL. Uten nødvendigvis å være begrenset til en forklaring, antas den overlegne ytelsen til EXP-154/EXP-155-fluidet ovenfor å skyldes, i det minste delvis, den lille partikkelstørrelsen. Som diskutert tidligere var GENCAL 7463 mer effektivt dispergert ved hjelp

30

35

av EXP-152, noe som resulterer i en meget større prosentandel med partikler som er mindre enn 1 mikron.

En synergistisk effekt mellom lateks og aluminiums-kompleks er også blitt observert i disse testene. Slike
5 resultater kan være relatert til samutfellingsoppførselen til EXP-155 og EXP-154. Det ble funnet at EXP-154 blir uløselig ved $\text{pH} < 10$. Ved denne betingelsen utfelles ikke EXP-155 alene. Når imidlertid EXP-154 eksisterer i dette systemet, vil EXP-155 samutfelles med EXP-154. På grunn av deres samutfellings-
10 oppførsel består avsatte partikler på skiferoverflaten av lipofile og hydrofile komponenter. Dette flerfasesystemet er i stand til å frembringe en semipermeabel membran, noe som resulterer i en sterk forbedring i osmotisk effekt. En annen karakteristikk ved EXP-155 er at dens ultrafine partikler er
15 elastomerlignende over et bredt temperaturområde. Når de utsettes for hydraulisk differensialtrykk, vil disse ultrafine partiklene ikke deles eller brette, men deformeres og trenges inn i hårfine sprekker og danne en ugjennom-trengelig tetning. Ved temperaturer mellom T_g (glassovergangstemperaturen) og T_m (smeltepunktet), vil de fleste
20 polymerer oppvise gummilignende elastisitet. Glassovergangstemperaturen til EXP-155 er 52°F (11°C). Fra forholdet mellom T_g og T_m plottet av Boyer, 1963, reproduisert i Billmeyer, Textbook of Polymer Science, annen utgave, Wiley-Interscience,
25 New York, 1971, p. 230, kan vi estimere at T_m for EXP-155 er omkring 300°F ($422\text{ K} / 149^\circ\text{C}$). Dette temperaturområdet dekker de fleste anvendelser i borefluider.

Sirkulasjon av fluidet ble funnet å være et viktig element i latekspluggingsmekanismen. Dette ble undersøkt i
30 tester med EXP-155. Når formuleringen var bare 1,5% latekspartikler etter volum (EXP-155 er 50% aktiv), var utilstrekkelig lateks en variabel i slammet for å tilveiebringe plugging under statiske forhold. Med sirkulasjon akkumulerte imidlertid lateksen på overflaten og dannet en sperrefilm.
35 Standardprosedyre er å sirkulere slammet omkring 7 timer fulgt av statisk eksponering over natten. 4 eller 5 timer

uten sirkulasjon går før testen blir startet om morgenen. Denne statiske perioden eliminerer trykkdriften på grunn av temperatureffekter ved å tillate temperaturvariasjon fra sirkulasjon til likevekt.

5 Da testen startet, falt formasjonstrykket fra 50 psi (345 kPa) til 0 og økte differensialtrykket fra 250 til 300 psi (1720 til 2070 kPa), som vist på fig. 6. I løpet av omkring 30 timer begynte pluggen å lekke, og formasjonstrykket steg. Ytterligere sirkulasjon forseglet imidlertid lekkasjen på 1 time, og trykket falt igjen til 0. I tidligere tester ble sirkulasjonen stoppet etter 1 time, og pluggen begynte å lekke igjen etter nye 30 timer. I denne testen ble sirkulasjonen startet på nytt etter at trykket steg til 60 psi (414 kPa) i løpet av 70 timer (fig. 6). Sirkulasjon ble imidlertid opprettholdt i 5 timer istedenfor 1 som før. Med 15 noen få timers fortsatt sirkulasjon etter at den største trykkdifferensialen var opprettet, var tetningen mer stabil. Trykket steg bare noen få psi på 45 timer.

20 Fotomikrografer av pluggoverflaten viste lateksakkumulering langs mikrosprekker i skiferen. Etersom volumet av og hastigheten til filtreringsstrømning inn i disse sprekkene er meget liten, kan filtrering alene ikke forklare lateksakkumuleringen ved sprekkens munning. Inne i disse sprekkene er forholdet mellom leireoverflatearealet og filtratvolumet 25 meget stort, noe som resulterer i kraftig EXP-154-utfelling. Grunnen kan angå samutfellingsoppførselen til EXP-154 og EXP-155 som diskutert tidligere, uten å være begrenset til noen spesiell forklaring. Utfellingen av aluminiumskomplekset ved pH<19 forsterker tilsynelatende lateksakkumulering ved 30 sprekkens munning. Når tilstrekkelig lateks blir avsatt for å tette sprekkåpningen, blir sprekken forseglet og differensialtrykk blir opprettet over lateksen. Differensialtrykket konsoliderer lateksavsetningen til en fast pakning. Ved å øke differensialtrykket deformeres tilsynelatende denne pakningen 35 over tid (omkring 30 timer i tilfellet med resultatene på fig. 6) og/eller dyrker ytterligere sprekker i skiferen, og

skiferen begynner å lekke, selv om oppfinnerne ikke nødvendigvis ønsker å være begrenset av denne forklaringen. Ytterligere sirkulasjon forseglet imidlertid raskt lekkasjene og gjenopprettet tetningen. Sirkulering etter at det fullstendige differensialtrykket ble nådd, dannet en stabil tetning med bare en liten trykkøkning.

Effekt av lateks på slamegenskaper

De foregående resultater og diskusjoner handler om lateksstabilitet i borefluider og dens synergi med aluminiumskompleks når det gjelder å forbedre slamutfellingen til skiferformasjoner. Forebedrede ytelsesparametere oppnådd ved hjelp av lateksproduktene, ble dessuten også funnet. To lateksprøver, lateks A (8:1 blandet AIRFLEX 728 og EXP-152) og EXP-155 (8:1 blandet GENCAL 7463 og EXP-152) ble evaluert i 9,6 lb/gal (1,15 kg/l) 20% NaCl og 12 lb/gal (1,44 kg/l) 20% NaCl-fluider. Effektene av tilsetning av 3 volum% av disse lateksproduktene, er illustrert på figurene 7 og 8. Uten opplagt effekt på fluidreologien, avtok HTHP-fluidtap ved 250°F (121°C) så meget som 45% og 52% i 9,6 lb/gal (1,15 kg/l) slam og 35% og 40% i 12 lb/gal (1,44 kg/l) slam med henholdsvis lateks A og EXP-155. Igjen viser EXP-155 bedre resultater enn AIRFLEX 728. Ytterligere tester med EXP-155 er angitt i tabell II.

TABELL II

Typiske ytelsesparametere for fluider med 12 lb/gal 20%
NaCl/EXP-155

<u>Formuleringseksempel #</u>	<u>23</u>			<u>24</u>		
Vann, bbl (l)	0,89			0,89 (141)		
XAN-PLEX D, lb/bbl (g/l)	0,5 (1,43 g/l)			0,5 (1,43 g/l)		
BIO-PAQ, lb/bbl (g/l)	4 (11,4)			-		
BIO-LOSE, lb/bbl (g/l)	-			4 (11,4)		
NEW DRILL PLUS lb/bbl (g/l)	1 (2,86)			1 (2,86)		
EXP-154, lb/bbl (g/l)	5			5 (14,3)		
NaCl, lb/bbl (g/l)	77,5 (222)			77,5 (222)		
EXP-155, volum%	3			3		
MIL-BAR lb/uveid bbl (g/l)	150 (429)			150 (429)		
Rev-Dust, lb/bbl (g/l)	27 (77,2)			27 (77,2)		
Innledende egenskaper						
PV, cP	22			21		
YP, lb/100 ft ²	26 (179)			20 (138)		
10 sek. gel, lb/100 ft ² (kPa)	5 (34)			4 (28)		
10 min gel, lb/100 ft ² (kPa)	10 (69)			8 (56)		
API, cm ³ /30 min	2,5			1,4		
pH	10,6			10,7		
Densitet, lb/gal	12,2			12,2		
etter 16 timers opphold	150°F/ 66°C	250°F/ 121°C	-	150°F/ 66°C	250°F/ 121°C	-
etter statistisk aldringsopphold på 16 timer	-	-	300°F/ 149°C	-	-	300°F/ 149°C
PV, cP	20	21	22	26	24	23
YP, lb/100ft ² (kPa)	24 (165)	29 (200)	34 (234)	17 (117)	21 (145)	22 (152)
10 sek. gel lb/100 ft ² (kPa)	6 (41)	7 (48)	10 (69)	4 (28)	5 (34)	5 (34)
10 min gel lb/100 ft ² (kPa)	9 (62)	10 (69)	13 (90)	7 (48)	7 (48)	7 (48)
API, ml	2,8	3,7	2,8	2,2	2,6	1,8

pH	10,4	9,7	9,7	10,5	9,7	10,1
HTHP-fluidtap cm ³ /30 min	9,4	16,4	12	8,4	13	10,8

Toksisitetstest

Bioprøveresultatene med den 96 timers områdefinneren for AIRFLEX 728, GENCAL 7463, EXP-152, EXP-154 og EXP-155 i 12
 5 lb/gal (1,44 kg/l) 20% NaCl/NEW-DRILL-fluider er presentert på fig. 9. Alle produkter oppfyller kravene til fluidutslipp i Mexicogulfen (30.000 ppm) og blir mindre toksiske etter faststofforurensning.

10 EKSEMPEL 7

Fordi latekspolymerer inneholder deformerbare, kolloidale partikler, kan de tilveiebringe utmerket brobygging og tetningsevne for å redusere permeabiliteten til en formasjon hvor tapt sirkulasjon av borefluider kan påtreffes.
 15 Tabell III viser en typisk formulering for testing av tetningsevnen til latekspolymerer på en permeabel formasjon. Uten latekspolymer er fluidtapet for dette slammet ute av kontroll. En tilsetning på 3% av en vinylacetat/etylen/vinylklorid-latekspolymer, tilgjengelig under varebetegnelsen
 20 AIRFLEX 728, i dette slammet, resulterer imidlertid i at fluidtapet avtar skarpt med tiden som vist på fig. 10. Tabellene IV-VI viser data for fig. 10.

Fig. 11 viser snittbilde for en brutt 50 milleDarcy (mD) skive etter testing i 4 timer ved 300°F (149°C) med fluid som
 25 inneholder 3% latekspolymer. DFE-245 er en blanding av GENCAL 7463 og Mirataine BET-O30 ved et volumforhold på omkring 9:1. Det kan tydelig observeres at den interne filterkake ble dannet på innsiden av 50 mD-skiven.

Tabell III - Slamformulering for testing av latekseffekt på høytrykksfluidtap

Formulering #	1094-52-1
Vann, bbl	0,89
NEW-DRILL PLUS, lb/bbl	0,4
MIL-PAC LV, lb/bbl	2
MAX-PLEX, lb/bbl	4
NaCl, lb/bbl	77,5
AIRFLEX 728 (latekspolymer), volum%	3
Maritaine BET-030, lb/bbl	1

5 Tabell IV - Fluidtap ved høy temperatur og høyt trykk ved 500 psi og 75°F (24°C) på 50 mD-skive for slam som inneholder 3% AIRFLEX 728

Tidsintervall, min.	HPHT FL, ml	Gjennomsnittshastighet for HPHT-fluidtap, ml/minutter
0-1	4,5	4,50
1-10	2	0,22
10-30	1,5	0,08
30-60	1,5	0,05
60-120	2,5	0,04

10 Tabell V - HTHP-fluidtap ved 500 psi og 250°F (121°C) på 50 mD skive for slam som inneholder 3% AIRFLEX 728

Tidsintervall, min.	HPHT FL, ml	Gjennomsnittshastighet for HPHT-fluidtap, ml/minutter
0-1	6	6,00
1-10	4	0,44
10-30	6	0,30
30-60	4	0,13
60-120	4	0,07

15 Tabell VI - HTHP-fluidtap ved 500 psi og 300°F (149°C) på 50 mD skive for slam som inneholder 3% AIRFLEX 728

Tidsintervall, min.	HPHT FL, ml	Gjennomsnittshastighet for HPHT-fluidtap, ml/minutter
0-1	10	10
1-10	13	1,44
10-30	8	0,4
30-60	6	0,30
60-120	10	0,17
120-180	5	0,08

Ordliste

4025-70	Amfoterisk polymer med lav molekylvekt solgt av Amoco, vist seg å være ineffektiv (også forkortet til 4025).
AIRFLEX 728	Polyvinylacetat-lateks- (mer spesielt en etylenvinylkloridvinylacetat-kopolymer-) dispersjon solgt av Air Products.
AIRFLEX 426	Vinylacetat/etylen-kopolymer tilgjengelig fra Air Products.
AIRFLEX 7200	Vinylacetat/etylen-kopolymer tilgjengelig fra Air Products.
ALPLEX®	Spesielt aluminiumkompleks produkt tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ.
AqS	Forkortelse for AQUACOL-S, en glykol tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ.
BIO-LOSE	Derivatisert stivelse tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ.
BIOPAQ	Derivatisert stivelse som fluidtaptilsetning tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ.
CARBO-GEL	En aminbehandlet leire markedsført av Baker Hughes INTEQ.
CARBO-MUL	Omvendt emulsjonsemulgeringsmiddel markedsført av Baker Hughes INTEQ.
ELVACE 40722-00	Vinylacetat/etylen-kopolymer-lateks tilgjengelig fra Reichhold.
EXP-152	Overflateaktivt middel bestående av oleamidpropylbetain.
EXP-153	Sulfonert polymerharpiks (eller sulfonert huminsyre med harpiks) tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ.
EXP-154	En blanding av 45% NaAlO ₂ , 45% EXP-153 og 10% natrium-D-glukonat
EXP-155	En 8:1 volumblanding av GENCAL 7163 og EXP-152.
FLOWZAN	Biopolymer tilgjengelig fra Drilling Specialities.
FT-1 A	SULFATROL, 90% vannløselig sulfatert asfalt dispergering solgt av Baker Hughes INTEQ.
GENCAL 7463	Karboksyliert styren/butadien tilgjengelig fra Omnova Solution Inc.
GENCAL 7470	Karboksyliert styren/butadien tilgjengelig fra Omnova Solution Inc.
GENFLO 576	Tilgjengelig fra Omnova Solution Inc.
LD8	Et kommersielt antiskummiddel tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ.
LIGCO	Lignitt solgt av Baker Hughes INTEQ.
MIL-BAR	Barittvektmiddel tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ.
MIL-CARB	Kalsiumkarbonat-vektmiddel tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ.
MILPAC LV	Polyanionisk cellulose med lav viskositet tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ (noen ganger forkortet til PacLV).
MAX-PLEX	Et aluminiumskompleks for skiferstabilitet

tilgjengelig fra Baker Hughes INTEQ.
MIRATAINE Overflateaktivt betain-middel fra Rhodia.
BET-O-30
NEWDRILL PLUS Delvis hydrolysert polyakrylamid tilgjengelig
fra Baker Hughes INTEQ.
ROVENE 4823L Styren/butadien-kopolymer tilgjengelig fra
Mallard Creek.
ROVENE 6140 Karboksylert styren/butadien tilgjengelig fra
Mallard Creek.
ROVENE 9410 Karboksylert styren/butadien tilgjengelig fra
Mallard Creek.
SA Forkortelse for natriumalluminat
SYNTHEMUL Karboksylert akrylkopolymer tilgjengelig fra
97982 Reichhold.
SYNTHEMUL Karboksylert akrylkopolymer tilgjengelig fra
CPS 401 Reichhold.
TYCHEM 68710 Karboksylert akrylkopolymer tilgjengelig fra
Reichhold.
TYLAC 68219 Karboksylert akrylkopolymer tilgjengelig fra
Reichhold.
TYLAC CPS 812 Karboksylert akrylkopolymer tilgjengelig fra
Reichhold.
VINAC XX-211 Vinylacetat/etylen-kopolymer tilgjengelig fra
Air Products.
XAN-PLEX D Biopolymer tilgjengelig fra Baker Hughes
INTEQ.

P a t e n t k r a v

1. Fremgangsmåte for å hemme borehullsvegginvasjon under boring med et vannbasert borefluid i en undergrunnsformasjon omfattende utarmet sand, k a r a k t e r i s e r t v e d

5

følgende trinn:

- å tilveiebringe vannbasert borefluid omfattende vann med et tetningsmiddel bestående hovedsakelig av polymerlateks (latekspolymer); og

10

- å sirkulere det vannbaserte borefluidet omfattende tetningsmiddelet i kontakt med en borehullsvegg som omfatter utarmet sand, hvor tetningsmiddelet frembringer en deformerbar latekstetning på i det minste en del av undergrunnsformasjonen som omfatter utarmet sand, idet den deformerbare latekstetningen minsker formasjonstrykk over tid,

15

omfattende trinnet med å tilveiebringe en tilstrekkelig mengde med tetningsmiddelet for å frembringe vannbasert borefluid omfattende fra omkring 0,1 til omkring 10 volum% av sulfonert styren/butadien-kopolymer.

20

2. Fremgangsmåte ifølge krav 1, omfattende trinnet med å tilveiebringe det vannbaserte borefluidet med tetningsmiddelet omfattende annet enn fellingsmiddel valgt fra den gruppe som består av: silikater, aluminiumskomplekser, eterkarboksylater og blandinger av disse.

25

3. Fremgangsmåte ifølge et av kravene 1-2, omfattende trinnet med å tilveiebringe tetningsmiddelet omfattende hovedsakelig annet enn overflateaktive midler.

30

4. Fremgangsmåte ifølge et av kravene 1-3, omfattende trinnet med å tilveiebringe vannbasert borefluid omfattende salt med tetningsmiddelet.

35

5. Fremgangsmåte ifølge et av kravene 1-3, videre omfattende trinnet med å tilveiebringe vannbasert borefluid omfattende mettet saltvann med tetningsmiddelet.

- 5 6. Fremgangsmåte ifølge krav 1, omfattende trinnet med å tilveiebringe tetningsmiddel videre bestående hovedsakelig av et overflateaktivt middel valgt fra den gruppe som består av: betainer, alkalimetallalkylenacetater, sultainer, eterkarboksylater og blandinger av disse, idet det overflateaktive middelet omfatter fra omkring 0,005 til omkring 2 volum%, basert på det totale vannbaserte borefluidet.
- 10

Alplex og Latex

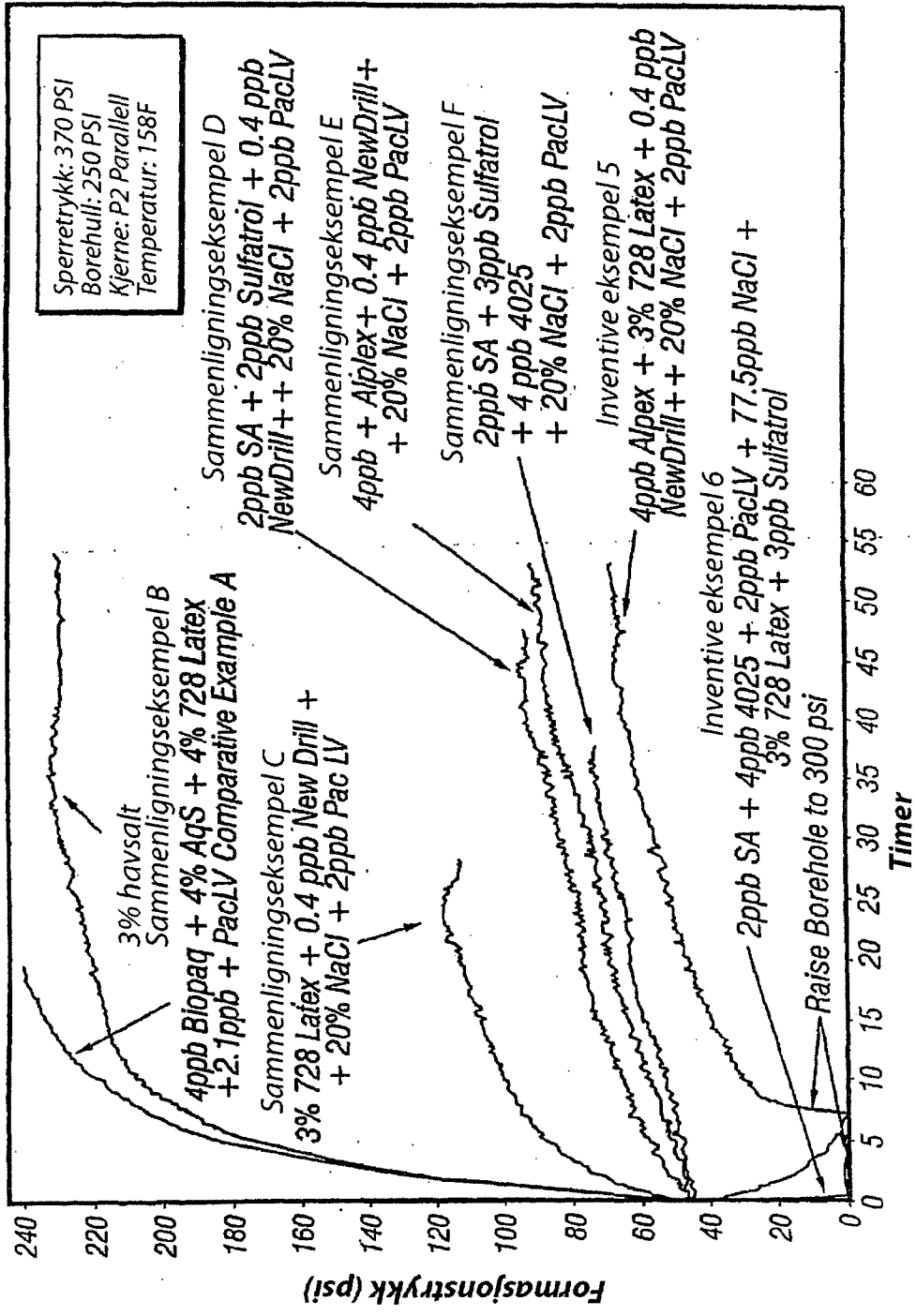
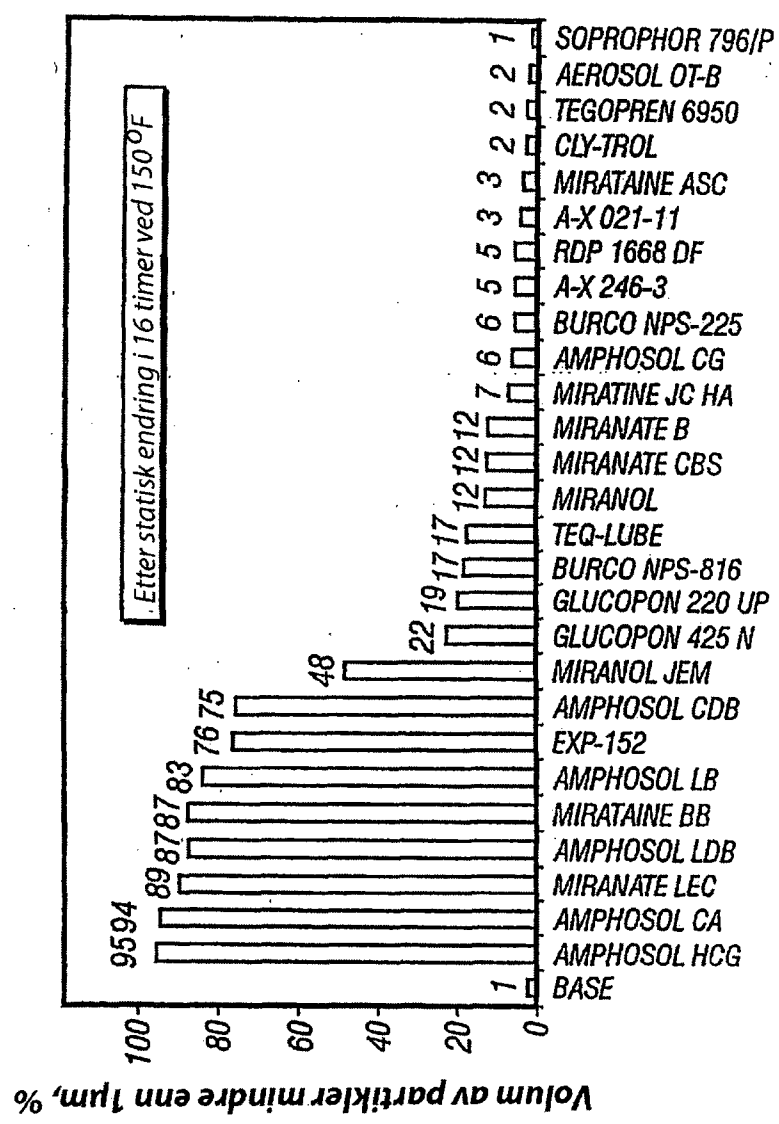


FIG. 1

Effekt av overflateaktivt middel på
 GENCAL 7463 partikkelstørrelsesfordeling i 20% NaCl/1 lb/bbl NEW-DRILL® PLUS/
 1 lb/bbl XAN-PLEX™ D / 0.5 lb/bbl natriumglukonat/3 lb/bbl NaAlO₂ / 5 vol% GencaI 7463



Surfactants (2 lb/bbl)

FIG. 2

3/10

Virkning av polymerharpikser (3 lb/bbl) på GENCAL 7463 partikkelstørrelsesfordeling etter 16t, 150°F varmetromling i 20% NaCl / 0.75 lb/bbl XAN-PLEX® D / 0.5 lb/bbl natrium-D-glukonat / 0.4 lb/bbl NEW-DRILL® PLUS/2 lb/bbl BIO-PAQ® / 3 lb/bbl NaAlO₂ / 3% Gencal 7468 / 1 lb/bbl EXP-152

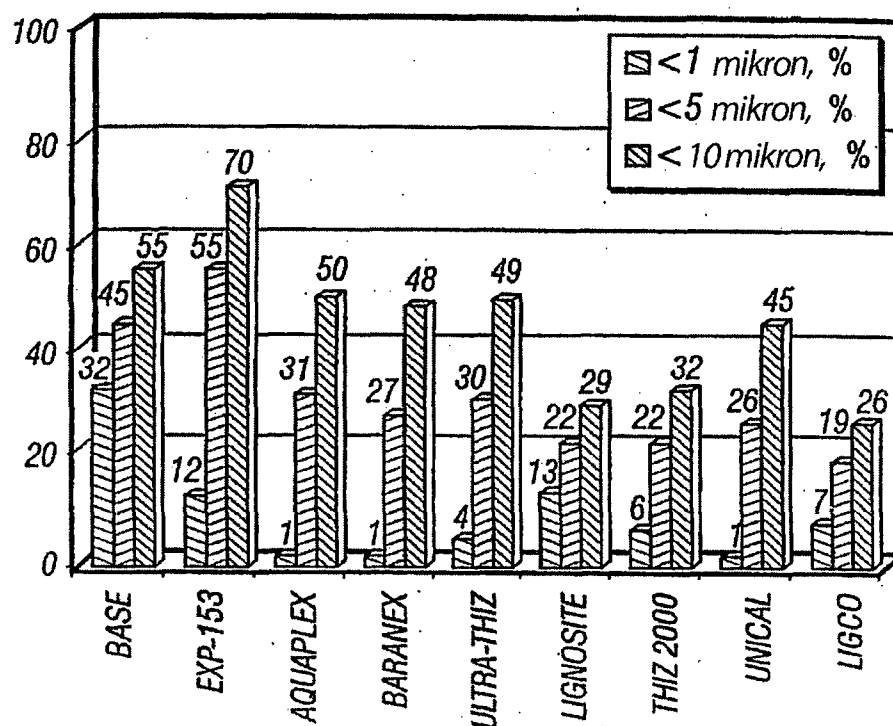


FIG. 3

EXP-154 versus ALPLEX® i 12 lb/gal/slam. Base: 20% NaCl / 0.5 lb/bbl XAN-PLEX® D / 2 lb/bbl BIO-LOSE® / 1 lb/bbl NEW-DRILL® PLUS / 3% EXP-155 / 150 lb/bbl MIL-BAR® / 27 lb/bbl Rev Dust

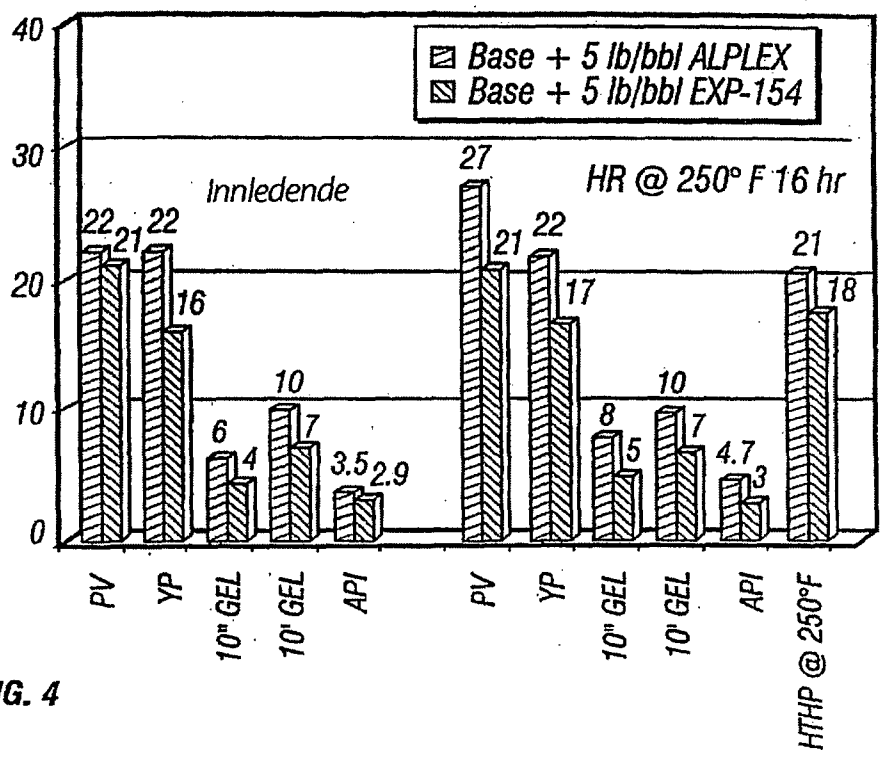


FIG. 4

5/10

PPT-testresultater for ALPLEX®, EXP-154/EXP-155, og ISO-TEQ® fluider

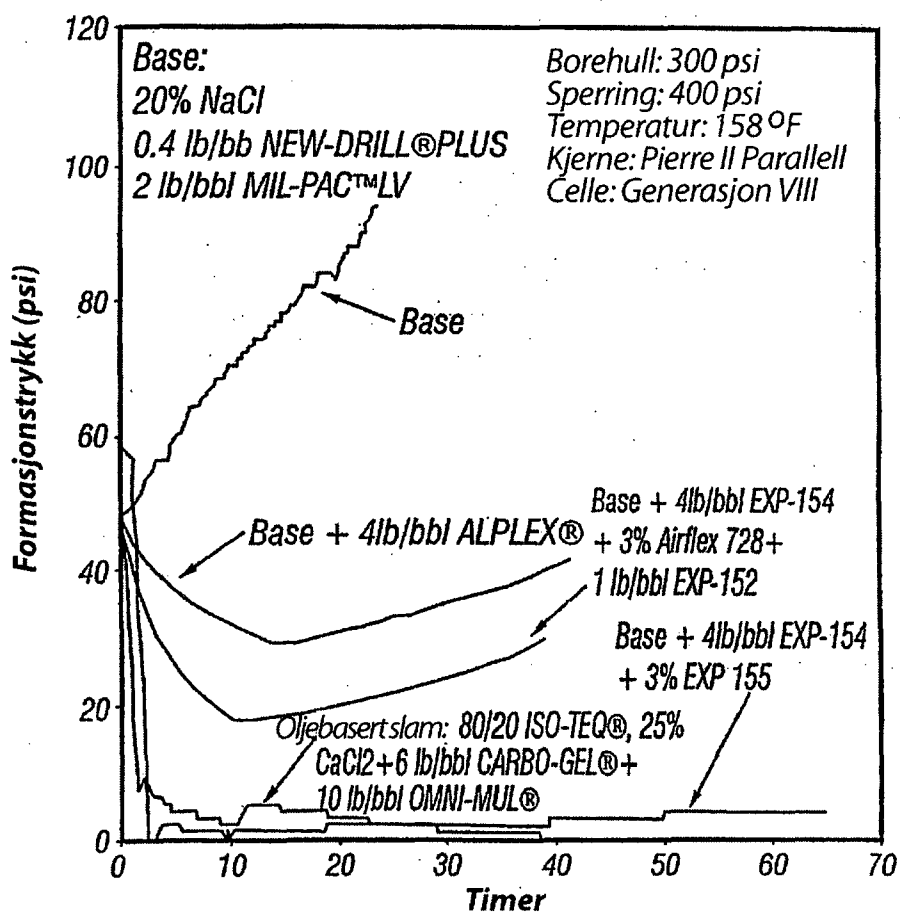


FIG. 5

6/10

Virkinger av sirkulasjon på EXP-154/EXP-155 PPT slam ytelser

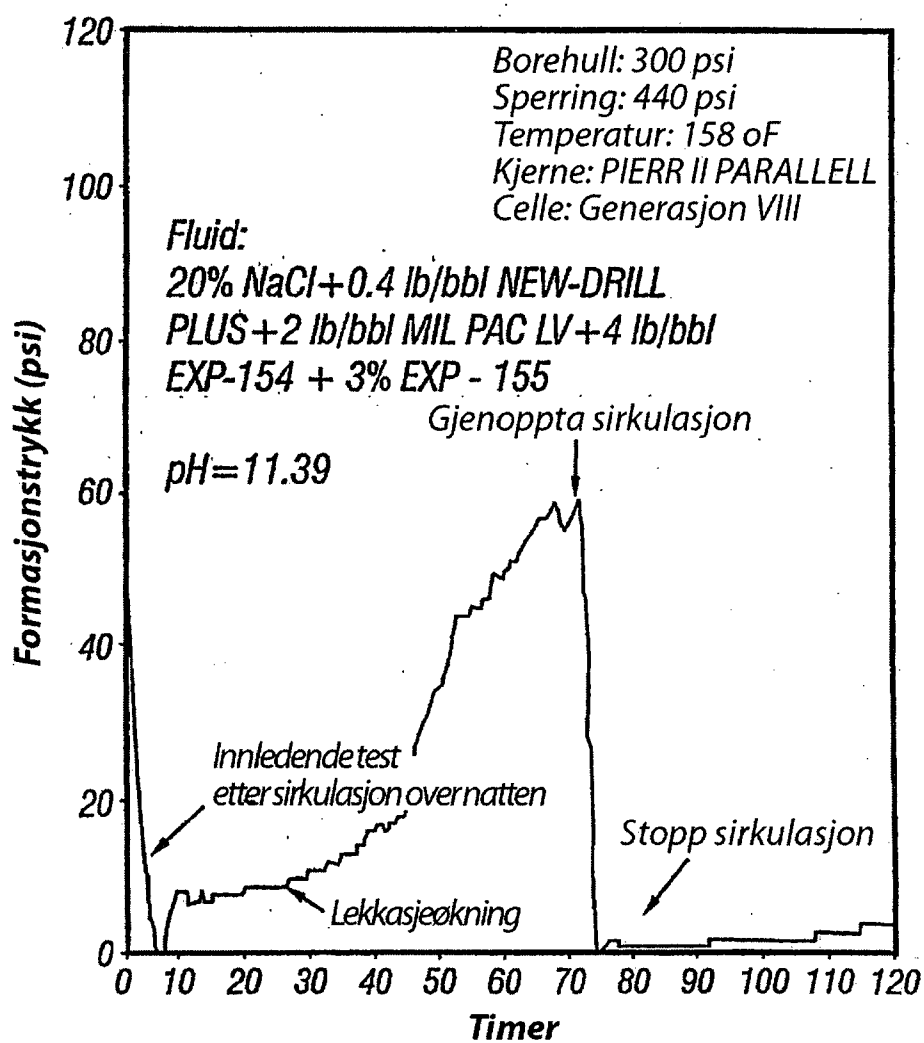


FIG. 6

7/10

Virkninger av lateks på slamegenskaper i 9,6 lb/gal 20% NaCl fluid, 250°F varmetromling. Base: 20% NaCl / 1 lb/bbl XAN-PLEX® D / 0.4 lb/bbl NEW-DRILL® PLUS / 2 lb/bbl BIO-PAQ® / 5 lb/bbl EXP-154 / 10 lb/bbl MIL-CARB® / 27 lb/bbl Rev Dust

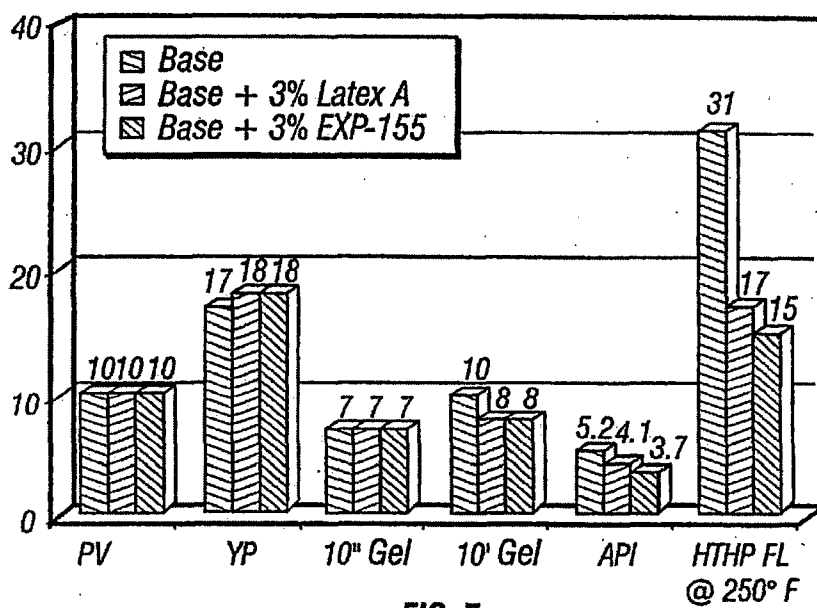
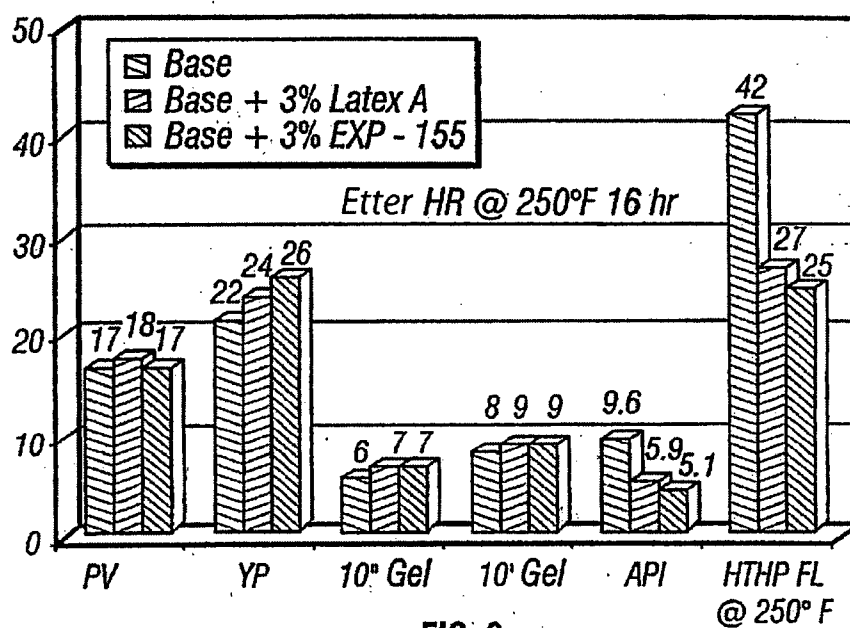


FIG. 7

8/10

Virkninger av lateks på slamegenskaper i 12 lb/gal etter varmetromling i 16 timer ved 250°F. Base: 20% NaCl / 0.75 lb/bbl XAN-PLEX® D/ 0.4 lb/bbl NEW-DRILL® PLUS / 3 lb/bbl BIO-PAQ®/ 5 lb/bbl EXP-154 / 150 lb/bbl MIL-BAR® /27 lb/bbl Rev Dust



9/10

96 timers Mysidopsis bahia Range-Finder-resultater for forsøksprodukter i 12 lb/gal fluidier. Base: 20% NaCl / 0.5 lb/bbl XAN-PLEX® D / 0.4-1 lb/bbl NEW-DRILL® PLUS / 2 lb/bbl MIL-PAC® LV (or BIO-PAQ®) / 150 lb/bbl MIL BAR®.

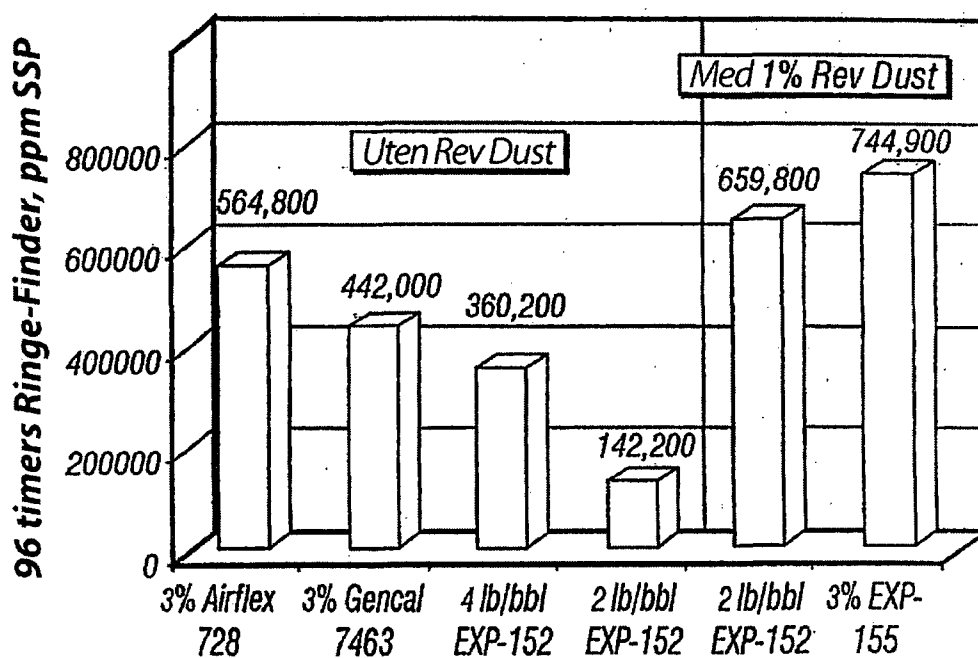


FIG. 9

10/10

HTHP -fluidtapshastighet på 50 mD sementskive for slam som inneholder 3% latekspolymer etter varmetromling ved 250 °F i 16 timer.

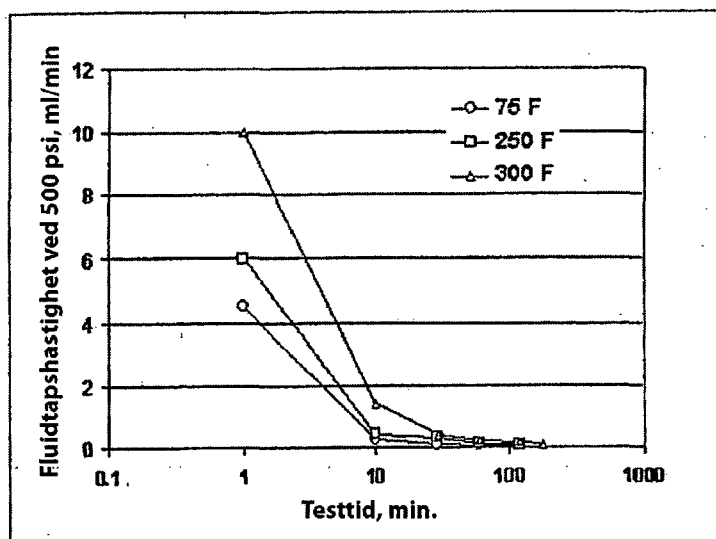


Fig. 10

Indre filterkake dannet inne i 50 md skiver av slam som inneholder 3 % lateks etter HTHP-testing ved 300 °F i 4 timer

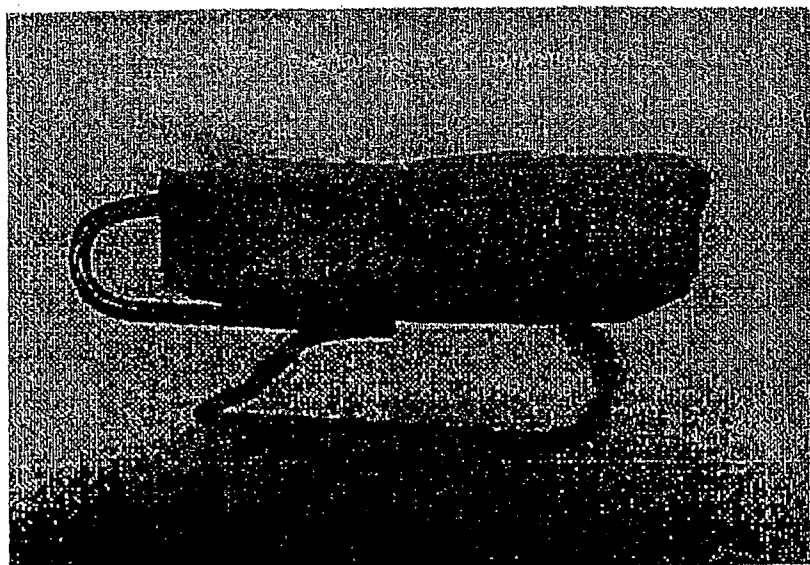


Fig. 11