



NORGE

[NO]

**STYRET
FOR DET INDUSTRIELLE
RETTSVERN**

[B] (11) UTLEGNINGSSKRIFT

Nr. 150896

**[C] (45) PATENT MEDDELT
16. JAN. 1985**

(51) Int. Cl.³ E 21 B 43/24

(21) Patentsøknad nr. 791513

(22) Inngitt 07.05.79

(24) Løpedag 07.05.79

(41) Alment tilgjengelig fra 09.11.79

(44) Søknaden utlagt, utlegningsskrift utgitt 24.09.84

(30) Prioritet begjært 08.05.78, USA, nr 903469

(54) Oppfinnelsens benevnelse Fremgangsmåte ved utvinning av hydrocarbonfluider fra en underjordisk formasjon innenholdende viskøs olje.

(71)(73) Søker/Patenthaver SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ B.V.,
Carel van Bylandtlaan 30,
NL- Haag,
Nederland.

(72) Oppfinner RICHARD EVARTS DILGREN,
Houston, TX,
KENNETH BRUCE OWENS,
Spring, TX,
USA.

(74) Fullmektig Tandbergs Patentkontor A-S, Oslo.

(56) Anførte publikasjoner USA (US) patent nr 4086964 (166/272).

Foreliggende oppfinnelse angår en fremgangsmåte for utvinning av hydrocarbonfluider fra en underjordisk formasjon inneholdende viskøs olje, og nærmere bestemt en fremgangsmåte for utvinning av hydrocarboner fra en underjordisk formasjon som inneholder viskøs olje, ved å injisere et gass-i-væskeskum i formasjonen.

En skum-hjulpet driveprosess av denne type er angitt i US patent 4 086 964. Ved den kjente prosess blir et volum av ikke-viskøst fluidum, som damp, injisert via minst én injeksjonsbrønn for å oppvarme formasjonen og for å fortrenge oljen til minst én produksjonsbrønn, og derved danne en varm, permeabel kanal mellom brønnene. Den effektive permeabilitet av denne såkalte gjennombruddskanal er selvsagt lavere enn den effektive permeabilitet for formasjonen. Derpå blir et dampskum bestående i det vesentlige av damp, ukondenserbar gass, vandig væske og overflateaktivt middel injisert via injeksjonsbrønnen. Mobiliteten av dampskummet reguleres ved å regulere sammensetningen av dette slik at uten plugging av kanalen eller oppbrytning av formasjonen økes trykkgradienten i kanalen til en verdi ved hvilken olje fortrenses til produksjonsbrønnen.

En ulempe ved denne kjente fremgangsmåte er at anvendelsen av dampskum er begrenset til et trykk av størrelsesorden 120 kg/cm^2 , og således til et reservoar ved en dybde på mindre enn ca. 1200 m.

Målet ved foreliggende oppfinnelse er å avhjelpe denne ulempe. Ved foreliggende fremgangsmåte oppnåes dette mål ved å anvende et varmtvannsskum bestående i det vesentlige av vandig væske, gass og overflateaktivt middel, og fremgangsmåten er særegnet ved at det som gass anvendes en ukondenserbar gass som ifølge krav 1.

En fordel ved foreliggende fremgangsmåte over den kjente dampskumfremgangsmåte er at det oppnåes en mere effektiv utvinning av olje, da på grunn av at varmeinnholdet av et skum av ukondenserbar gass og varmt vann er mindre enn den av dampskum, nedsettes den varmemengde som tilføres til gjennombruddskanalen. Denne kanal er allerede blitt oppvarmet ved dampen som drives gjennom den, og da olje ikke lenger er tilstede i kanalen, er det intet behov for en forlenget varmetilførsel som forekommer ved tidligere kjente metoder.

Uttrykket "absolutt" permeabilitet anvendt her betegner permeabiliteten for damp, varmt vann eller annen væske for en masse av jordformasjonsmaterialer som dem som omfatter en underjordisk formasjon eller en kjerne eller sandpakning som simulerer en slik formasjon, når disse materialer er i det vesentlige fri for olje. Uttrykket "effektiv" permeabilitet er anvendt for å betegne evnen av en slik masse av jordformasjonsmaterialer til å overføre et spesielt fluidum under et spesielt sett av betingelser, som nærværet av en reservoarolje ved reservoartemperaturen. I alminnelighet er, hvis et underjordisk oljereservoar inneholder en betraktelig mengde av en viskøs olje (f.eks. en oljemetning på minst ca. 20%) og har en effektiv permeabilitet for damp, som er betraktelig (f.eks. minst ca. 50 milliDarcy), er den absolutte permeabilitet av reservoaret betraktelig (f.eks. minst ca. 500 milliDarcy).

I alminnelighet dannes, når et intervall av en underjordisk formasjon inneholder et potensial permeabelt viskøst oljelag, en preferensielt permeabel kanal i reservoarintervallet ved foreliggende fremgangsmåte, hvilken kanal skaffer en strømningsbane som strekker seg mellom de i horisontal avstand fra hverandre beliggende injeksjons- og produksjonsbrønner. Kanalen dannes ved å

injisere et ikke-viskøst fluidum. Fluiduminjeksjonen kan forutgåes av en oppbrytningsoperasjon. Det ikke-viskøse fluidum kan være et varmt fluidum som damp. Om ønskes, kan et kaldt fluidum anvendes forut for det varme fluidum. Dette kolde fluidum kan være et oppløsningsmiddel.

Det har nu vist seg at ved først å etablere en varmpermeabel kanal som er beliggende i eller nær et potensielt permeabelt oljelag, fulgt av injeksjon av viskøst varmtvannsskum som er tilbøyelig til å bli økende motstandsdyktig mot strømming gjennom delene av den permeable kanal, kan sammensetningen av det innstrømmende varmtvannsskum avpasses slik at det tvinger en betraktelig del av det varme fluidum til å strømme gjennom økende større deler som er utenfor den permeable kanal i formasjonen. En betraktelig mengde olje vil derved produseres mens den effektive permeabilitet av det potensielt permeable oljelag økes ved oppvarming og fjernelse av oljen som det inneholder. Praktisk talt den eneste måling eller overvåkning som trenges for betraktelig å øke hastigheten og utstrekningen ved hvilken olje utvinnes, er en diskontinuerlig eller kontinuerlig bestemmelse av temperaturen av det produserte fluidum og størrelsen av injeksjonstrykket (og/eller trykkgradienten) som kreves for å opprettholde en valgt strømningshastighet gjennom reservoarintervallet av det viskøse varmtvannsskum.

I alminnelighet bør, ved utførelse av foreliggende fremgangsmåte, injeksjonstrykket som er nødvendig for å opprettholde en valgt strømningshastighet av det viskøse varmtvannsskum gjennom reservoarområdet, være betraktelig større enn det som kreves for å opprettholde en lignende strømningshastighet av et relativt ikke-viskøst varmt fluidum (som damp) gjennom reservoarområdet (etter dannelsen og oppvarming av en preferensielt permeabel kanal som strekker seg mellom injeksjons- og produksjonsbeliggenhetene og inneholder en betraktelig gjenværende oljemetning med hensyn på det relativt ikke-viskøse varme fluidum) mens injeksjonstrykket er mindre enn det reservoaroppbrytende eller belastningsbærende trykk. En rekke metoder er tilgjengelige for å innstille størrelsen av injeksjonstrykket. Eksempelvis kan injeksjonstrykket økes ved å opprettholde en i det vesentlige konstant strømningshastighet mens man øker enten kvaliteten eller styrken av varmtvannsskummet (og således reduserer dets mobilitet) og/eller økning av tiden i hvilken skummet forblir stabilt ved å inkludere et

viskositetsøkende middel. Hastigheten ved oppvarmingen og produksjonen av oljen i et potensielt permeabelt, viskøst oljelag beliggende utenfor den preferensielle permeable kanal, kan økes ved å øke temperaturen og/eller strømningshastigheten av fluidum gjennom reservoarområdet. Motstanden mot strømmen av fluidum gjennom reservoarområdet kan reduseres og/eller omfordes ved med mellomrom å substituere injeksjonen av det viskøse varmtvannsskum med injeksjon av damp, for å øke inntrengnings- og oppvarmingshastigheten i den øvre del av området, eller ved å erstatte injeksjonen av det viskøse varmtvannsskum med injeksjonen av varmt vann, for å øke inntrengnings- og oppvarmingshastigheten i den lavere del av området, eller ved kontinuerlig eller diskontinuerlig å variere enten kvaliteten og/eller styrken av varmtvannsskummet. Kvaliteten av strømmen kan varieres ved å variere dens gassinnhold. Skumstyrken kan varieres ved å variere typen eller mengden av det overflateaktive middel og/eller elektrolytt som den inneholder, etc.

Oppfinnelsen vil nu bli beskrevet mere detaljert ved eksempler under henvisning til tegningene, hvor:

fig. 1 er en skjematisk illustrasjon av et sandpakkeapparat for å simulere en strøm av væske gjennom en permeabel jordformasjon;

fig. 2 viser forholdet mellom oljemetningen (S_o langs Y-aksen) av en sandpakke og antallet porevolumer av flytende vann injisert deri (i P.V. langs X-aksen);

fig. 3 viser forholdet mellom trykket (i kg/cm^2 langs Y-aksen) på forskjellige punkter av en sandpakke og antallet av porevolum av flytende vann injisert deri (i P.V. langs X-aksen);

fig. 4 og 5 er skjematiske illustrasjoner av et tidlig, hhv. et senere stadium, av en anvendelse av foreliggende fremgangsmåte i en oljebærende formasjon; og

fig. 6 og 7 er skjematiske illustrasjoner av et tidlig, og hhv. et senere trinn, av en anvendelse av foreliggende fremgangsmåte i en formasjon hvori et oljebærende lag ligger over et vannbærende lag.

Forsøk ble utført i et sandpakkeapparat av typen vist i fig. 1 for å måle oljeproduksjonsegenskapene av et viskøst varmt-

vannsskum. Sandpakkeapparatet hadde et innløp 2, målepunkter 3-A og 3-B for å måle trykket på disse steder, og et utløp 4. Sandpakker som var ca. 30 cm lange og 2,5 cm i diameter, ble montert horisontalt og fremstilt av Ottawa-sand slik at de hadde en gjennomsnittlig absolutt permeabilitet på ca. 3,5 Darcy. Forsøkene ble utført med sandpakninger som hadde en temperatur på 82°C og inneholdt en begynnelsesoljemetning S_o på 0,9 av en reservoar-råolje med en viskositet på ca. 180 cP ved forsøks temperaturen. Hvor vann ble injisert, var det destillert vann ved 82°C, og hvor skum ble injisert, var dets temperatur den samme. Skummet ble fremstilt som følger: 3,5 ml/min nitrogen ble blandet med 1,5 ml/min. av en vannopløsning inneholdende 0,25 vekt% "Siponate DS-10" sulfonat-overflateaktivt middel og 0,5 vekt% natriumklorid for å danne et varmtvannsskum med en kvalitet på 70% ved standardbetingelser (760 mm Hg og 0°C). Da skum-"kvaliteten" refererer seg til volumprosenten av gassfasekomponenten, varierer kvaliteten med trykk og temperatur, og i forsøkene varierte skumkvaliteten når skummet gikk inn i og beveget seg gjennom en sandpakning.

Fig. 2 viser forholdet mellom restoljemetningen (S_o langs Y-aksen), og antallet av porevolum flytende vann injisert i en sandpakning fra fig. 1 (i P.V. langs X-aksen) er vist. På diagrammet kan resultatene sammenlignes for forsøk A, hvor ca. 7 porevolum varmt vann ble injisert fulgt av en injeksjon av et varmtvannsskum, og forsøk B i hvilket bare varmtvannsskum ble injisert.

I forsøk A ble en varmtvannsskuminjeksjon begynt ved punktet A-1 etter at ca. 7 porevolum varmtvann var blitt injisert og sandpakningen var blitt lignende ved en permeabel kanal i hvilken et potensielt permeabelt, viskøst oljelag i hvilket oljemetningen hadde avtatt til nesten en varmtvannsrest. Innstrømmingen av varmtvannsskummet bevirket en økning i både injeksjonstrykket som var nødvendig for å opprettholde strømmingen (holdt ved en i det vesentlige konstant hastighet i hvert av forsøkene) og i hastigheten og graden av oljeproduksjon. I forsøk B var den opprinnelige effektive permeabilitet for vann ved 82°C 3,3 Darcy. Bare varmtvannsskum ble injisert, og ved slutten av forsøket var den effektive permeabilitet til det varme fluidum som da ble injisert, bare ca. 0,005 Darcy. Det er åpenbart at hastigheten av oljeproduksjon ved varmtvannsskum, var betraktelig hurtigere enn den

ved varmtvannsflømmning.

Fig. 3 viser forholdet mellom trykket i kg/cm^2 (langs Y-aksen) og mengden av flytende vann injisert i porevolum P.V. langs X-aksen, målt under varmtvannsskuminjeksjonen i forsøk B. Ved begynnelsen av dette forsøk var sandpakningen i likhet med et potensielt permeabelt, viskøst oljelag som var blitt oppvarmet til 82°C , f.eks. ved varme overført ved ledning fra en nærliggende permeabel kanal hvorigjennom et varmt fluidum strømmet. Kurvene merket C, D og E angår trykkene målt ved inngangen 2, og målepunktene 3-A, hhv. 3-B, av sandpakkeapparatet 1 vist på fig. 1. Det bør merkes at ved slutten av varmtvannsskuminjeksjonen var trykkfallet over sandpakningen $6,3 \text{ kg/cm}^2$ og steg fremdeles. Dette utgjør en betraktelig høyere trykkgradient enn den som frembringes av varmtvann. Eksempelvis var ved slutten av vanninjeksjonsfasen i forsøk A, trykkfallet over sandpakningen bare 2 kg/cm^2 .

Fig. 4 og 5 er skjematiske illustrasjoner av et tidlig, hhv. senere trinn, av en anvendelse av foreliggende oppfinnelse på en relativt tykk og ikke lagdelt viskøs oljebeærende formasjon 5. En slik oljesand kan ha en tykkelse på ca. 15 m og en gjennomsnittlig porøsitet på ca. 30-35%, med permeabiliteter i området 1-10 Darcy og kan inneholde en i det vesentlige ikke-bevegelig olje med en viskositet av størrelsesorden 6.000 cP ved reservoar-temperatur. I situasjonen vist på fig. 4, injiseres damp i formasjonen 5 via injeksjonsbrønnen 6 mens fluidum produseres via produksjonsbrønnen 7. Dampen er tilbøyelig til å override reservoarfluidene og danne en dampkanal 8 hvorigjennom i det vesentlige all damp strømmer i respons på en avtagende relativt lav trykkgradient som resulterer i en avtagende oljeproduksjonshastighet.

Fig. 5 viser den samme formasjon som i fig. 4, men på et senere tidspunkt (etter dampgjennombrytning i brønn 7) på hvilket et varmtvannsskum bestående av en ikke-kondenserbar gass og varmtvannsvæskeskum injiseres i formasjonen. Dette er tilbøyelig til å bevirke en økende oljeproduksjonshastighet og kanaleksponsjon, på grunn av at en betraktelig høyere trykkgradient opprettes i kanalen 8 og en større del av det injiserte varme fluidum tvinges inn i delen av formasjonen utenfor kanalen 8. Etter som varmtvannsskummet går inn i formasjonen, bør bunnhulls-injeksjonstrykket i injeksjonsbrønnen 6 økes etter behov for å opprettholde en valgt

hastighet for injeksjon av vandig fluidum i reservoarområdet (f.eks. ved en hastighet svarende til minst ca. flere hundre fat vann pr. dag) mens man sikrer seg at bunnhullsinjeksjonstrykket forblir betraktelig under reservoar-oppbrytningstrykket (f.eks. ikke mere enn ca. 80% av dette trykk). Sammensetningen av varmtvannsskummet avpasses til den grad som trenges for å muliggjøre opprettholdelsen av en slik injeksjonshastighet i respons på et bunnhulls-injeksjonstrykk som er betraktelig høyere enn det som kreves for å oppnå en slik dampstrømningshastighet, men er mindre enn reservoarets oppbrytningstrykk. I alminnelighet kan, ved hjelp av relativt enkle laboratorieforsøk på sandpakninger eller kjerner fra reservoaret, prøver av reservoarolje og saltlake, skumsammensetningen som er nødvendig for å oppnå en passende injeksjonshastighet ved en passende gradient, forutsies relativt nøyaktig før feltoperasjonen påbegynnes. Avpasninger kan imidlertid lett gjøres under feltoperasjonene. I alminnelighet kan oljen produsert ved prosessen utvinnes fra det produserte fluidum ved hjelp av metoder og utstyr som er vanlig tilgjengelig.

Fig. 6 og 7 illustrerer lignende trinn som fig. 4, hhv. 5, ved anvendelse av foreliggende fremgangsmåte på et reservoarområde av en type inneholdende en olje med en viskositet på ca. 1000 cP ved reservoartemperatur. Oljen inneholdes i det øvre lag 9 i hvilket oljemetningen er ca. 60 til 85%, og den effektive permeabilitet for damp er bare ca. 0,3 Darcy, like over et vannskilt 10 i hvilket oljemetningen gjennomsnittlig er ca. 35%, og den effektive permeabilitet for damp er ca. 1,7 Darcy. Selv når damp injiseres via brønnen 11 i hele reservoarområdet, vil i det vesentlige all dampen danne en dampkanal 12 i det vesentlige gjennom vannlaget 10, og oljeproduksjonshastigheten i brønnen 13 avtar snart til en uønsket lav hastighet. Fig. 7 viser at injeksjonen av et viskøst, varmt, vandig skum bestående av et varmtvannsskum, reduserer mobiliteten i kanalen 12 betraktelig. Som en følge derav vil ytterligere mengder av varmt fluidum passere inn i den overliggende oljesand 9. I et slikt reservoar kan injeksjoner med mellomrom av damp anvendes da den overveiende tendens av dampen og den økede oppvarmningseffektivitet av den samvirker til å øke oljeproduksjonshastigheten og permeabilitetsøkningen i den overliggende oljesand.

I alminnelighet kan foreliggende fremgangsmåte anvendes på

i det vesentlige et hvilket som helst underjordisk reservoar inn i hvilket brønnledninger kan føres ved horisontalt i avstand fra hverandre liggende beliggenheter i et område som (a) inneholder minst ett lag i hvilket en olje som er relativt viskøs (som har en viskositet ikke under 100 cP ved reservoartemperaturen) er tilstede i et formasjonslag med en absolutt permeabilitet på ikke mindre enn 0,5 Darcy, og (b) hvori en permeabel kanal kan dannes som strekker seg mellom injeksjons- og produksjonsområdene, og er beliggende i eller nær det oljebærende lag. Spesielt vil der fåes god fortrenningsvirkning i reservoarer som er for dype til at dampinjeksjon er brukbar. Dessuten er foreliggende oppfinnelse anvendbar på relativt sterkt lagdelte reservoarområder (i hvilke et injisert ikke-viskøst fluidum som damp, er tilbøyelig til å holdes i ett eller flere lag av preferensielt høyt absolutt trykk) så lenge som de relativt permeable lag er tilstrekkelig nær de oljebærende lag til å gi en økonomisk brukbar varmeoverførings-hastighet til de oljebærende lag. Slike reservoarområder kan være konsolidert eller ukonsolidert og kan inneholde oljer som varierer fra moderat viskøse olje til i det vesentlige ubevegelige tjærer.

Relativt ikke-viskøse fluider egnet for anvendelse ved dannelse av den nødvendige permeable kanal, kan omfatte i det vesentlige en hvilken som helst væske eller gass som til å begynne med er varm eller kald og har en viskositet i det minste i det vesentlige så lav som den for en vandig saltlake. Eksempler på slike fluider innbefatter vandige væsker, damp, ikke-viskøse gassformige eller flytende olje-oppløsningsmidler, CO_2 og røkgass. Om ønskes, kan et slikt relativt ikke-viskøst fluidum injiseres med mellomrom i reservoarområdet ved i det vesentlige den omgivende temperatur slik at det bryter igjennom inn i produksjonsområdet før injeksjonen av et varmt relativt ikke-viskøst fluidum. Sistnevnte fluidum kan være det samme eller forskjellig fra det til å begynne med injiserte fluidum. Særlig egnede fluider omfatter våt og tørr damp eller en lavkvalitetsdamp (hvori den vandige væskefase kan inneholde oppløste salter).

En vandig væske egnet for anvendelse ved dannelse av det viskøse varmtvannsskum kan omfatte vann eller i det vesentlige en hvilken som helst vandig væskeoppløsning eller oppløste stoffer som er forlikelige med de andre bestanddeler av skummet. Særlig

egnete vandige væsker omfatter vann og vannoppløsninger inneholdende de typer og mengder av vannoppløselige salter som øker den skumdannende- og/eller oljefortrengende aktivitet av det overflateaktive middel som skal anvendes.

Det overflateaktive middel anvendt for å danne det viskøse varmtvannsskum, kan være et hvilket som helst anionisk, ikke-ionisk eller kationisk overflateaktivt middel som er stabilt ved temperaturen ved hvilken skummet skal injiseres, og som ved den samme temperatur er i stand til å danne et ikke-kondenserbart gass-i-vandig væskeskum tilstrekkelig stabilt for utførelse av foreliggende fremgangsmåte. Eksempler på egnede overflateaktive midler omfatter blandingene av preferensielt oljeoppløselige og preferensielt vannoppløselige alkylarylsulfonater; vandige oppløsninger eller dispersjoner av syresåper, hvori såpekonsentrasjonen overstiger den kritiske konsentrasjon for micelledannelse, som oppløsninger av et delvis nøytralisert "Acintol-T" talloljebek erholdbart fra Arizona Chemical Company, en delvis nøytralisert blanding av petroleum eller vegetabiliske syrer eller lignende; ett eller flere kationiske overflateaktive midler som acetyltrimethylammoniumbromid, ett eller flere ikke-ionogene overflateaktive midler som "Triton X-100" polyalkoxyalkohol-overflateaktivt middel fra Rohm & Haas, syntetiske eller petroleum sulfonat-overflateaktive midler som er kommersielt tilgjengelige. Videre eksempler er alkyl-benzen-sulfonat-overflateaktive midler tilgjengelige fra American Alcolac Company under varemerket "Siponate DS-10", eller de tilgjengelige fra Continental oil Company under varemerket "Conoco" C-550 oppslemning.

Den ukondenserbare gass anvendt ved fremstillingen av de viskøse varmtvannsskum undergår liten eller ingen kondensasjon ved temperaturen og trykket ved hvilke skummet injiseres i eller fortrenges gjennom reservoarområdet og er i det vesentlige inert overfor og forlikelig med de andre bestanddeler av skummet. Nitrogen er en særlig egnet ikke-kondenserbar gass, men en slik gass kan også omfatte blandinger eller individuelle gasser som luft, ethan, metan, røkgass, brennstoffgass og lignende.

P a t e n t k r a v

1. Fremgangsmåte ved utvinning av hydrocarbonfluider fra en underjordisk formasjon inneholdende viskøs olje, omfattende trinnene at det injiseres et volum av ikke-viskøst fluidum gjennom formasjonen via minst én injeksjonsbrønn for å oppvarme formasjonen og for å fortrenge olje til minst én produksjonsbrønn og derved danne en varm, permeabel kanal som strekker seg mellom brønnene, hvilken kanal har en effektiv permeabilitet som er lavere enn den effektive permeabilitet av formasjonen, fulgt av injeksjon av et volum varmtvannsskum via injeksjonsbrønnen, hvilket skum består i det vesentlige av vandig væske, gass og overflateaktivt middel, og at sammensetningen av skummet reguleres for å øke trykkgradienten i kanalen til en verdi ved hvilken olje fortrenses til produksjonsbrønnen, men lavere enn oppbrytningstrykket for formasjonen,
k a r a k t e r i s e r t v e d at det som gass anvendes en ukondenserbar gass.
2. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
k a r a k t e r i s e r t v e d at det som ikke-viskøst fluidum anvendes damp.
3. Fremgangsmåte ifølge krav 1,
k a r a k t e r i s e r t v e d at det som ikke-viskøst fluidum anvendes et oppløsningsmiddel for å oppløse olje, og at volumet av dette oppløsningsmiddel følges av et volum damp før injeksjon av det viskøse varmtvannsskum.
4. Fremgangsmåte ifølge krav 1-3,
k a r a k t e r i s e r t v e d at injeksjonen av varmtvannsskum alterneres ved minst én injeksjon av et volum damp.

FIG.1

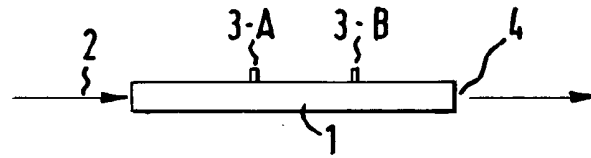
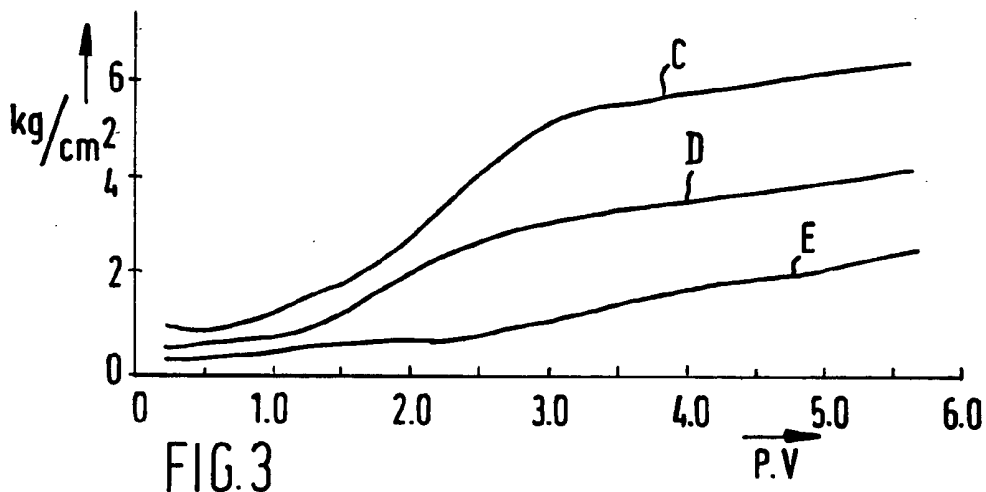
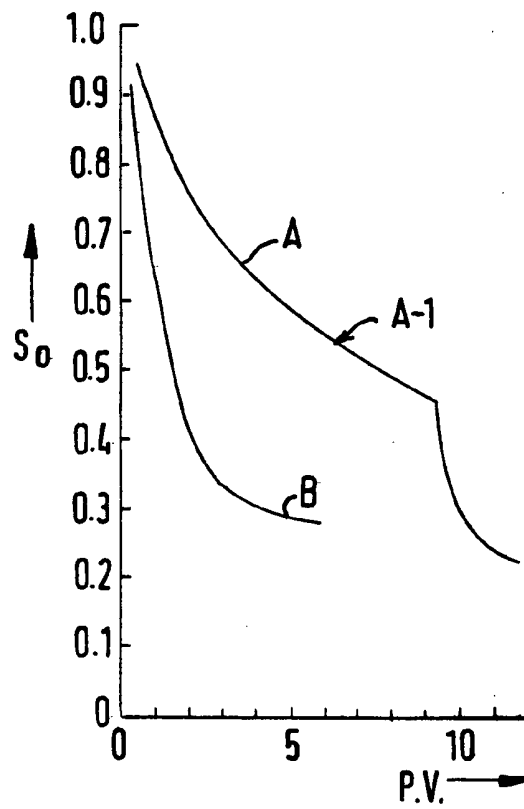


FIG.2



150896

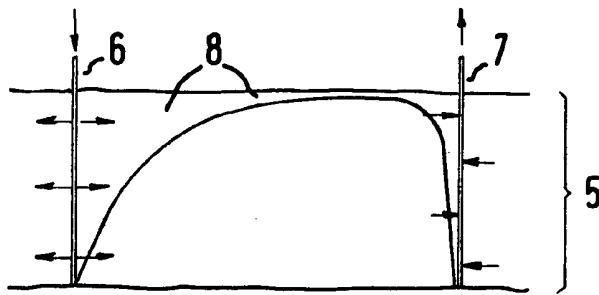


FIG. 4

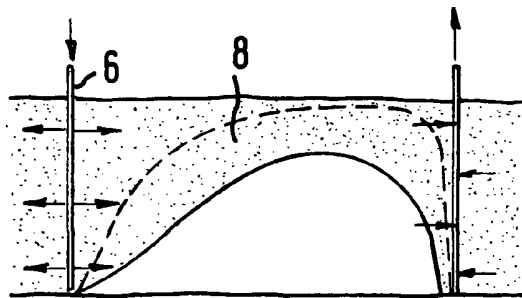


FIG. 5

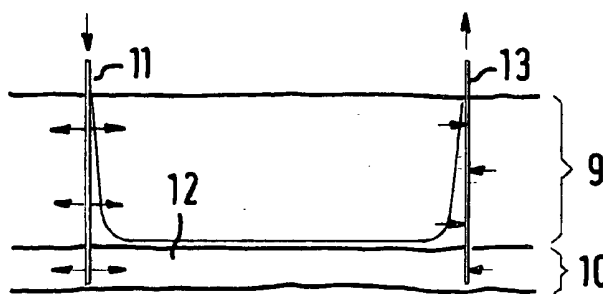


FIG. 6

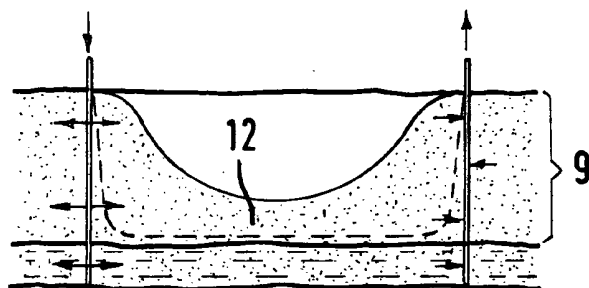


FIG. 7