

①9 RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
—
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
—
PARIS
—

①1 N° de publication :
(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)

2 543 214

②1 N° d'enregistrement national : **84 04430**

⑤1 Int Cl³ : E 21 B 43/26 // C 09 K 7/04.

⑫

DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

②2 Date de dépôt : 22 mars 1984.

③0 Priorité : US, 25 mars 1983, n° 478,933.

④3 Date de la mise à disposition du public de la
demande : BOPI « Brevets » n° 39 du 28 septembre 1984.

⑥0 Références à d'autres documents nationaux appa-
rentés :

⑦1 Demandeur(s) : Société dite : THE DOW CHEMICAL
COMPANY. — US.

⑦2 Inventeur(s) : Robert B. Earl, David B. Larson et Nuy X.
Nguyen.

⑦3 Titulaire(s) :

⑦4 Mandataire(s) : Jacques Peuscet.

⑤4 Fluides de fracturation contenant un agent inorganique flottant de déviation et procédé d'utilisation pour la
fracturation hydraulique de couches souterraines.

⑤7 La croissance de fractures verticales vers le haut pendant
un procédé de fracturation hydraulique est inhibée ou empê-
chée 1 en amorçant la fracture avec un premier fluide qui est
un fluide tampon et 2 en étendant la fracture avec un second
fluide comprenant un fluide porteur et un agent flottant inorga-
nique de déviation. Le second fluide est, de préférence, pompé
à un débit minimum pour étendre la fracture et entraîner
l'agent de déviation sans criblage. Après mise en place de
l'agent de déviation, un fluide tampon visqueux et un fluide de
fracture sont subséquentement pompés aux débits et pressions
de traitement pour réaliser le procédé de fracturation.

FR 2 543 214 - A1

FLUIDES DE FRACTURATION CONTENANT UN AGENT INORGANIQUE
FLOTTANT DE DEVIATION ET PROCEDE D'UTILISATION POUR LA
FRACTURATION HYDRAULIQUE DE COUCHES SOUTERRAINES

La présente invention se rapporte à certaines
5 compositions de matière et à l'utilisation de telles compositions pour la fracture ou fracturation hydraulique de couches souterraines traversées par un trou de sondage (puits de forage). Plus particulièrement, la présente invention se rapporte à des compositions de matière ainsi qu'à une
10 méthode pour contrôler la direction de la croissance des fractures créées pendant la fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique est une technique bien connue de stimulation utilisée pour récupérer les fluides de formation (comme l'huile et le gaz) des couches souterraines. Dans la fracturation hydraulique, un fluide de
15 fracturation est injecté à travers un puits de forage vers la couche à traiter à un débit et une pression au moins suffisants pour amorcer et/ou étendre une fracture dans la couche. En général, un "fluide tampon" est injecté initialement pour établir une rupture de la couche (c'est-à-dire
20 pour amorcer la fracture) et assurer la possibilité d'injection. Le fluide de fracturation entraîne usuellement un agent de soutènement dans la fracture pour maintenir la fracture ouverte après détente de la pression externe de pompage. Les
25 caractéristiques physiques requises pour le fluide tampon et le fluide subséquent de fracturation sont différentes dans de nombreux cas et les fluides sont choisis de manière qu'ils remplissent de façon optimale la fonction que l'on attend d'eux.

30 La ou les fractures créées pendant la fracturation hydraulique peuvent prendre différentes configurations et orientations, par rapport aux puits de forage. Même si l'ingénieur chargé de concevoir l'opération de fracturation à partir de diagraphe du puits de forage, d'expérience sur
35 le terrain et d'analyse des carottes, dispose d'une infor-

mation considérable, la plupart des tentatives pour contrôler la fracture se sont bornées à sélectionner la zone à fracturer, le point d'injection dans cette zone, et le choix du fluide de traitement ainsi que les débits des pompes. Cela
5 a pour résultat une géométrie de la fracture qui est déterminée principalement par les tensions géologiques qui règnent dans la couche traitée, et de plus par la force de résistance inhérente à la couche et par la composition de cette couche. Si l'opérateur a de la chance, la fracture avance horizonta-
10 lement dans la zone productive. Cependant, dans de nombreux cas, la fracture progresse verticalement.

Il est souhaitable de limiter et de contrôler l'étendue des fractures verticales. A moins que les fractures verticales ne soient limitées et contrôlées, il est possible
15 de fracturer en dehors de la zone productive dans une zone stérile ou dans une zone contenant des fluides non souhaitables (comme de l'eau ou de la saumure) susceptibles d'endommager la couche et de contaminer les fluides dans chaque zone. De plus, les fluides de fracturation consommés
20 pour amorcer et/ou étendre de telles fractures verticales non voulues sont perdus.

Il y a eu certaines tentatives antérieures pour contrôler la géométrie des fractures et/ou limiter les fractures verticales. Par exemple, Hanson et autres (brevet
25 des Etats-Unis d'Amérique n° 3.151.678) décrivent un procédé de fracturation où divers débits d'injection ont été utilisés et où l'agent de soutènement dans le fluide agissait à la fois comme agent de soutènement pour empêcher la fermeture et comme bouchon semi-perméable obturant les trajets de
30 moindre résistance. Hanson (brevet des Etats-Unis d'Amérique n° 3.159.217) a également tenté d'obtenir des fractures plus efficaces en incorporant, dans le fluide de fracturation, certaines charges ou bouchons solides douées de plasticité ayant une densité égale ou différente de celle du fluide
35 de traitement. Hanson indique que la densité de telles

charges pourrait être accrue en ajoutant des matériaux pesant plus lourd (comme BaSO_4 et Fe_2O_3) ou diminuée en ajoutant des matériaux de moindre poids (comme de la cellulose ou des petits corps creux tels que des perles de verre).

5 Dans une tentative pour contrôler, vers le haut ou vers le bas, la direction de la fracture verticale, Prater (brevet des Etats-Unis d'Amérique n° 3.372.752) a simultanément injecté deux ou plus de deux fluides de fracturation de densités différentes en même temps qu'un agent
10 de soutènement dont la densité correspond à la densité de l'un des fluides, tel que l'eau, et une huile légère contenant des perles de verre renfermant des bulles d'air de densité environ 0,7 (colonne 3, ligne 319).

Des céramiques ayant des vides internes ont été
15 décrites par Harold L. Graham et Othar M. Kiel (brevet des Etats-Unis d'Amérique n° 3.399.727) en tant qu'agent de soutènement approprié à un soutènement partiel en monocouche dans le traitement de fracturation. Le terme céramique comprend des particules de verre, de porcelaine ou d'alumine
20 contenant des bulles de gaz.

Braunlich (brevet des Etats-Unis d'Amérique n° 3.335.797) a enseigné une méthode pour contrôler la croissance vers le bas d'une fracture verticale par un procédé de fracturation à plusieurs étapes qui consiste à
25 placer sélectivement un agent lourd de soutènement à la partie inférieure d'une fracture et à dévier les fluides subséquents vers le haut et horizontalement. Le concept d'empêcher "de manière analogue" une croissance des fractures verticales vers le haut en utilisant une matière
30 flottante au lieu de l'agent lourd de soutènement a été un sujet d'étude d'une importance académique primordiale. Voir par exemple SPE 9260 (1980) ; SPE/DOE 11637 (1983) et SPE/DOE 11606 (1983) concernant le compte-rendu de l'intervention de McLennan et collab. dans un séminaire.

35 La présente invention réside dans un perfection-

nement apporté au procédé de fracturation hydraulique d'une couche souterraine, comprenant les étapes consistant à :

(1) amorcer la fracture avec un premier fluide, et (2) étendre la fracture avec un second fluide comprenant un

5 fluide porteur et un agent de déviation inerte, flottant, inorganique en une quantité suffisante pour inhiber ou empêcher la croissance d'une fracture verticale vers le haut. Le second fluide, qui est une nouvelle composition de matière, est injecté à travers le puits de forage et

10 dans la couche à un débit et une pression suffisamment élevés pour étendre la fracture et entraîner l'agent de déviation dans la fracture sans criblage, mais suffisamment faibles pour permettre à l'agent de déviation de s'accumuler à la partie supérieure de la fracture et de former une zone

15 compacte formant barrière, capable de dévier subséquentement vers le bas et horizontalement les fluides injectés. L'agent de déviation a une densité plus faible que le fluide porteur et il flotte dans le second fluide ; grâce à cette propriété, il forme en très peu de temps la zone-barrière compacte.

20 Cependant, pour être totalement sûr que l'on a laissé un temps suffisant à l'agent de déviation pour émigrer vers le haut dans la fracture et pour former la zone-barrière compacte, un troisième fluide compatible est, de préférence, injecté immédiatement après le second fluide dans le procédé

25 de fracturation à un débit et une pression permettant d'obtenir le résultat souhaité. De façon usuelle, le débit et la pression d'injection sont choisis pour être essentiellement les mêmes pour les second et troisième fluides pour des raisons de commodités opératoires. Le procédé de frac-

30 turation est alors continué en injectant subséquentement un fluide formant tampon visqueux et un fluide contenant l'agent de soutènement ou un fluide de fracturation acide à des débits et pression de fracture pour étendre la fracture.

Le nouveau procédé est notamment très efficace

35 pour fracturer les zones productives délimitées par des

couches ayant des tensions in situ plus faibles ou sensiblement les mêmes que celles de la zone productive. Une méthode de détermination de ces contrastes de tensions consiste à créer une ou plusieurs fractures microhydrauliques dans la zone productive et dans les couches limitrophes. Pour créer ces fractures microhydrauliques, on injecte une quantité minimale (par exemple environ 190 litres (50 gallons) de fluide hydraulique à de faibles débits jusqu'à rupture de la couche et légère extension de la fracture, on ferme le puits puis on détermine la pression d'obturation ; la pression d'obturation est une indication des tensions in-situ sur le terrain. Ce procédé peut être répété un certain nombre de fois jusqu'à ce que la pression d'obturation se stabilise et qu'une meilleure valeur (statistiquement) soit déterminée. Cette technique connue est décrite par J.D. McLennan et J.C. Roegiers dans SPE 11064 (1982). Tandis que les tensions in situ jouent probablement le rôle dominant dans la géométrie de la fracture, le module de Young et autres caractéristiques mécaniques in situ de la couche jouent un rôle important mais généralement moindre. De tels facteurs peuvent être déterminés, si on le souhaite, par des essais effectués en laboratoire sur des carottes selon des procédés connus.

Le premier fluide est un fluide tampon. On l'utilise pour amorcer la fracture. Les fluides tampons sont bien connus. Des fluides tampons aqueux sont de préférence utilisés dans l'invention. De tels fluides aqueux sont usuellement de l'eau, des saumures légères, des acides dilués ou de l'eau additionnée d'un agent polymère épaississant pour augmenter la viscosité (comme la gomme guar, l'hydroxypropylguar, la gomme xanthanne, le polyacrylamide, l'hydroxyéthylcellulose et analogues) ou une émulsion huile dans l'eau contenant jusqu'à environ 5 % (volume/volume) d'un hydrocarbure léger (comme du kérosène, du gazole, etc...). Le fluide tampon est choisi pour être compatible

avec le second fluide. Par exemple, un fluide tampon aqueux sera usuellement choisi de préférence à un fluide tampon à base d'hydrocarbure lorsqu'un second fluide aqueux doit être utilisé.

5 Le second fluide est une nouvelle composition de matière. Il comprend un fluide porteur et un agent inorganique flottant de déviation. Le second fluide peut également
10 contenir des additifs conventionnels si on le souhaite, comme des bactéricides, des agents de contrôle de l'argile (comme des polymères cationiques solubles dans l'eau), des additifs de perte de fluide (comme de la poudre de silice), et analogues.

 Le fluide porteur peut être un fluide à base d'hydrocarbure, mais c'est de préférence un fluide de base
15 aqueuse. De tels fluides aqueux sont usuellement l'eau, les saumures légères, les acides dilués ou de l'eau additionnée à un agent polymère épaississant pour augmenter la viscosité (comme de la gomme guar, de l'hydroxypropylguar, de la
20 gomme xanthanne, du polyacrylamide, de l'hydroxyéthylcellulose, et analogues) ou une émulsion huile dans l'eau contenant jusqu'à environ 5 % (volume/volume) d'un hydrocarbure léger (comme du kérosène, du gazole, et autres). Le fluide porteur a, de préférence, une viscosité de moins d'environ
25 20 centipoises à 20°C ; en général, plus le fluide porteur est visqueux, plus il faut de temps pour que l'agent de déviation émigre hors du second fluide après mise en place dans la fracture (par exemple de quelques minutes à quelques heures), mais ce facteur est facile à déterminer par une
30 observation visuelle dans de simples expériences en laboratoire. Des exemples de tels fluides porteurs comprennent : l'eau ; des solutions aqueuses à 5 % (%) en poids de gomme guar ou d'hydroxypropylguar, NaCl, KCl ou NH_4Cl ; HCl aqueux à 1 %, 5 % ou 15 % ; et analogues.

 L'agent de déviation utilisé ici est de même
35 choisi dans une classe connue de matières particulières,

dont une quelconque (ou plusieurs en mélange) peut être utilisée ici. Les matières préférées sont des sphères ou perles de verre ou de céramique ayant une densité inférieure à environ 1,0. On préfère les sphères de verre ou de céramique ayant une densité de 0,6 à 0,7. Il est également préférable que l'agent de déviation ait une dimension de particule correspondant à un tamis de 70 à 120 mailles pour 2,54 cm (70-120 mesh). L'agent de déviation est soumis à un cisaillement pendant le procédé lors de son passage à travers la pompe ou les pompes et les tuyauteries et l'injection dans la couche. Il est également soumis aux températures de la couche et à une pression élevée pendant sa mise en place et pendant le traitement subséquent de fracturation. Pour que l'agent de déviation fonctionne efficacement, il doit être essentiellement inerte au fluide porteur et relativement stable pendant le mélange et l'injection dans la formation ou la couche et il doit rester flottant pendant tout le procédé d'injection dans la couche. Cela signifie que l'agent de déviation doit avoir une résistance à l'écrasement supérieure à la pression appliquée pendant l'injection. Par exemple, les sphères de verre et de céramique utilisées ici sont des types de "ballons" inorganiques que l'on peut écraser, mais elles représentent généralement environ 90-95 pour cent des particules flottantes d'origine dans une masse donnée de l'agent de déviation dans le fluide porteur aux conditions atmosphériques et il reste un fort pourcentage (c'est-à-dire 80-85 pour cent ou plus) de particules flottantes d'origine après qu'elles aient été soumises à une pression hydrostatique d'environ 140 bars.

La quantité de l'agent de déviation présent dans le second fluide peut être modifiée de manière appropriée. Du fait de la faible densité apparente de ce matériau, on a trouvé qu'il était satisfaisant de mélanger le second fluide pour qu'il contienne de 30 à 120 kg d'agent de déviation par m³ de fluide (sur la base du volume total),

mais des taux supérieurs de charge peuvent être utilisés. Le second fluide nécessite des quantités accrues de puissance hydraulique pour pomper le fluide à un débit quelconque donné quand la quantité d'agent de déviation augmente.

5 L'agent de déviation constitué de particules appropriées peut être mélangé au fluide porteur en utilisant des techniques conventionnelles de mélanges. Par exemple, l'agent de déviation peut être placé dans une trémie et introduit dans le courant de fluide porteur par l'intermédiaire d'un système apte à mesurer des solides (comme un
10 dispositif d'alimentation comportant une roue en étoile) et pompé à travers une pompe de pression dans et à travers le conduit de traitement ; la turbulence du fluide en écoulement est généralement suffisante pour maintenir l'agent
15 de déviation en suspension pendant le processus d'injection.

La quantité totale du second fluide injecté peut être modifiée selon le besoin, dans la mesure où la quantité d'agent de déviation mis en place est suffisante pour dévier les fluides subséquentement injectés vers le bas et horizontalement et pour inhiber ou empêcher par ce moyen la croissance d'une fracture verticale vers le haut. Des quantités d'environ 2,54 cm ou plus de l'agent de déviation forment
20 généralement une zone de barrière efficace.

Le troisième fluide est facultatif dans le procédé.
25 Si on l'utilise, il est choisi pour être compatible avec le second fluide et il est normalement injecté sensiblement au même débit et à la même pression que le second fluide pour la facilité d'utilisation. L'utilisation du troisième fluide a pour but de donner un temps supplémentaire à l'agent
30 de déviation pour émigrer vers le haut et former la zone-barrière. La composition de ce troisième fluide est variable mais, comme on l'a noté ci-dessus, elle doit être compatible avec le second fluide. Par exemple, si le second fluide est un fluide à base aqueuse, alors le troisième fluide est
35 avantageusement un fluide à base aqueuse. Pour la facilité

d'utilisation, le troisième fluide a généralement la même composition que le second fluide sauf qu'il ne contient pas l'agent de déviation.

Après le second fluide (ou le troisième fluide facultatif), un fluide tampon visqueux et un fluide de fracturation sont injectés à des débits et des pressions de fracture. Les compositions du fluide tampon et du fluide de fracture sont classiques. Le fluide tampon est usuellement un fluide clair (c'est-à-dire sans agent de soutènement) et c'est de préférence un fluide de base aqueuse sous la forme d'un gel liquide ou d'une mousse. Le fluide de fracture est également de préférence un fluide de base aqueuse. Pour les fluides de fracture contenant un agent de soutènement, le fluide est usuellement sous la forme d'un gel liquide ou d'une mousse. Les gels liquides contiennent généralement un agent polymère gélifiant (comme gomme guar, hydroxypropylguar, hydroxyéthylcellulose et autres) sous forme réticulée ou non réticulée. Le pH de ces fluides peut être acide, neutre ou basique. Pour des traitements d'acidification de la fracture, qui font partie de l'invention, le fluide de fracture est, de façon usuelle, un liquide clair (sans agent de soutènement) sous forme ou non de gel; de façon usuelle, il est constitué par une solution aqueuse d'acide chlorhydrique (HCl) contenant jusqu'à 28 % d'HCl.

Le choix des volumes, des débits d'injection et des pressions pour le fluide tampon et le fluide de fracture relève de la compétence de l'ingénieur qui conçoit le traitement de fracture. Cependant, on a trouvé qu'il était avantageux d'injecter le fluide tampon visqueux à des débits et pressions croissant graduellement (par rapport au second ou troisième fluide précédents) jusqu'à ce que les débits et pressions de fracture soient atteints. Cette dernière technique semble protéger la zone-barrière de l'agent de déviation.

Expérience

Un puits dans la couche Mancos a été traité par :

1. Injection de 11.355 litres d'un fluide tampon consistant en eau épaissie avec 5 % en poids d'un agent polymère épaississant (comme de l'hydroxypropylguar) appelé ci-après WF5, à un débit de 1,1 m³/mn pour provoquer une rupture et établir la possibilité d'injection.
2. L'injection d'un second fluide consistant en WF5 avec diverses quantités de certaines microsphères de silicate d'alumine. Les microsphères avaient une densité de 0,6 à 0,7, une densité apparente d'environ 448 kg/m³ ; 95 pour cent de ce matériau avaient une dimension correspondant à un tamis de 70 à 120 mailles pour 2,54 cm (70-120 mesh), et au moins 95 % du matériau étaient classés comme "particules flottantes d'origine" dans le WF5 aux conditions atmosphériques. Cet agent de déviation avait également passé l'essai de contrainte hydraulique, avec, pour une pression hydraulique de 140 bars, plus de 85 % de microsphères non détruites en tant que particules flottantes d'origine.
Le second fluide a été injecté par étapes : 3785 litres de fluide contenant 112,5 kg d'agent de déviation (30 kg/m³) à 1,1 m³/mn ; 1892,5 litres de fluide contenant 60 kg d'agent de déviation par m³ de fluide à 1,1 m³/mn et 5677,5 litres de fluide contenant 120 kg d'agent de déviation par m³ de fluide à 0,477 m³/mn.
3. Un troisième fluide, 7570 litres de WF5, a été injecté à 0,477 m³/mn.
4. 113,5 m³ de fluide tampon aqueux visqueux et 197 m³ de fluide de fracture ont alors été injectés à 3,18 m³/mn. Le fluide tampon contenait 13.590 kg d'un additif de perte de fluide (sable correspondant à un tamis de 100 mailles pour 2,54 cm (100 mesh)) dans un fluide à base aqueuse commercialisé par la Division Dowell de la Dow Chemical Company sous la désignation Dowell (marque déposée) "YFCO₂" mais il contenait, comme agent de soutienement, 60.750 kg de sable correspondant à des tamis

ayant 20/40 mailles pour 2,54 cm (20/40 mesh). L'agent de soutènement a été ajouté par stades à des concentrations allant de 120 kg/m³ initialement à 480 kg/m³ dans la fraction finale de 56.775 litres du fluide de fracture.

5 Le produit Dowell "YFCO₂" est un fluide à base aqueuse contenant un agent polymère épaississant (comme de la gomme guar ou de l'hydroxypropylguar) en quantités d'environ 4,8 kg/m³ (dans ce traitement) réticulé avec

10 des agents réticulants organométalliques conventionnels, avec des réducteurs de viscosité, des bactéricides et autres et environ 25 % en volume du Dowell "YFCO₂" étaient composés de gaz carbonique (mesuré sous forme

15 liquide). Après le fluide de fracture contenant l'agent de soutènement, le puits a été obturé pendant une certaine période et reflué d'une manière conventionnelle.

REVENDICATIONS

1 - Procédé de fracturation hydraulique d'une couche souterraine pénétrée par un puits de forage en injectant un fluide de fracturation à travers le puits de forage et contre la couche à un débit et une pression au moins suffisants pour amorcer et/ou étendre une fracture dans la couche, caractérisé par le fait qu'il consiste à : (1) amorcer la fracture avec un premier fluide qui est un fluide tampon ; et (2) étendre la fracture avec un second fluide comprenant un fluide porteur et un agent flottant inorganique de déviation en une quantité suffisante pour inhiber ou empêcher la croissance d'une fracture verticale vers le haut ; ledit second fluide étant injecté à travers le puits de forage et dans la couche à un débit et une pression suffisamment élevés pour étendre la fracture et entraîner l'agent de déviation dans la fracture mais suffisamment faibles pour permettre à l'agent de déviation de s'accumuler à la partie supérieure de la fracture et former une zone-barrière compacte capable de dévier les fluides subséquentement injectés vers le bas et/ou horizontalement.

2 - Procédé selon la revendication 1, caractérisé par le fait qu'il comprend l'étape supplémentaire qui consiste à étendre encore la fracture en injectant subséquentement un troisième fluide compatible avec ledit second fluide dans ladite fracture.

3 - Procédé selon l'une des revendications 1 ou 2, caractérisé par le fait qu'il comprend l'étape supplémentaire qui consiste à étendre encore la fracture en injectant subséquentement un fluide de fracturation contenant un agent de soutènement ou un fluide de fracturation acide dans ladite fracture à des débits de pressions de fracture.

4 - Procédé selon la revendication 1, caractérisé par le fait que ledit second fluide est un fluide à base aqueuse.

5 - Procédé selon la revendication 4, caractérisé

par le fait que ledit second fluide comprend un fluide porteur ayant une viscosité inférieure à environ 20 centipoises à 20°C.

6 - Procédé selon la revendication 1, caractérisé
5 par le fait que l'agent de déviation comprend des sphères de verre ou de céramique ayant une densité inférieure à 7 environ.

7 - Procédé selon la revendication 6, caractérisé
par le fait que lesdites sphères ont une densité comprises
10 entre 0,6 et 0,7.

8 - Procédé selon la revendication 1, caractérisé
par le fait que l'agent de déviation a une dimension de
particules correspondant à un tamis ayant de 70 à 120 mailles
pour 2,54 cm.

15 9 - Procédé selon la revendication 8, caractérisé
par le fait que l'agent de déviation est formé de micro-
sphères de silicate d'alumine.

10 - Procédé de fracturation hydraulique d'une
couche souterraine pénétrée par un puits de forage en
20 injectant un fluide de fracturation à travers le puits et
contre la couche à un débit et une pression au moins
suffisants pour amorcer et/ou étendre une fracture dans la
couche, caractérisé par le fait qu'il consiste à : (1)
amorcer la fracture avec un premier fluide qui est un fluide
25 tampon aqueux, (2) étendre la fracture avec un second fluide
comprenant (a) un fluide porteur aqueux ayant une viscosité
de moins d'environ 20 centipoises à 20°C, et (b) un agent
inorganique flottant de déviation ayant une densité de
moins d'environ 1,0, ledit second fluide étant injecté
30 à travers le puits et dans la couche à un débit et une
pression suffisamment élevés pour étendre la fracture et
entraîner l'agent de déviation dans la couche mais suffi-
samment faibles pour permettre à l'agent de déviation de
s'accumuler à la partie supérieure de la fracture et de
35 former une zone-barrière compacte capable de dévier le fluide

subséquentement injecté vers le bas et/ou horizontalement,
(3) étendre encore la fracture par un troisième fluide
aqueux qui est compatible avec le second fluide et qui est
injecté essentiellement au même débit et à la même pression
5 que ledit second fluide et (4) étendre encore la fracture
en injectant un fluide aqueux contenant un agent de soutè-
nement ou de fracturation acide à des débits et à une
pression de fracture.

11 - Procédé selon la revendication 10, caractérisé
10 par le fait que le fluide porteur est de l'eau ou une
solution aqueuse contenant jusqu'à 5 % en poids d'un agent
polymère épaississant, NaCl, KCl, NH_4Cl et/ou jusqu'à
environ 15 % en poids de HCl et que l'agent de déviation
comprend des sphères de verre ou de céramique ayant une
15 densité inférieure à 1 environ.

12 - Procédé selon la revendication 11, caractérisé
par le fait que l'agent de déviation est formé de micro-
sphères de silicate d'alumine ayant une densité comprise
entre 0,6 et 0,7 et une dimension de particules correspon-
20 dant à un tamis ayant de 70 à 120 mailles pour 2,54 cm.