

A1

**DEMANDE
DE BREVET D'INVENTION**

(21)

N° 82 14578

(54) Procédé de préparation et d'utilisation de fluides aqueux, lourds, et non détériorants de traitement de puits.

(51) Classification internationale (Int. Cl.³). C 09 K 7/02; F 21 B 41/00, 43/00.

(22) Date de dépôt..... 25 août 1982.

(33) (32) (31) Priorité revendiquée : US, 25 août 1981, n° 295,977.

(41) Date de la mise à la disposition du
public de la demande..... B.O.P.I. — « Listes » n° 28 du 18-7-1983.

(71) Déposant : Société dite : HALLIBURTON CO. — US.

(72) Invention de : Felix Pangilinan Enriquez, Jr.

(73) Titulaire : *Idem* (71)

(74) Mandataire : Cabinet Lavoix,
2, pl. d'Estienne-d'Orves, 75441 Paris Cedex 09.

I

Pour le forage, le conditionnement et le reconditionnement des puits de pétrole et de gaz, on a mis au point et on utilise actuellement divers types de fluides lourds de traitement, qui comprennent des solutions salines aqueuses lourdes. Ces solutions salines lourdes comprennent des sels monovalents tels que le chlorure de sodium, le bromure de sodium, le bromure de lithium et le chlorure de potassium ainsi que des sels "lourds" tels que le chlorure de calcium, le chlorure de magnésium, le chlorure de zinc, le bromure de calcium et le bromure de zinc. Ces fluides lourds de traitement sont utilisés dans un certain nombre d'opérations de forage, de conditionnement et de reconditionnement dans lesquelles il est souhaitable ou nécessaire que la pression hydrostatique exercée par le fluide de traitement soit supérieure à la pression des fluides contenus dans des formations souterraines à travers lesquelles le puits est foré ou dans lesquelles on effectue l'opération de conditionnement ou de reconditionnement.

Une fonction importante de ces fluides lourds de traitement est d'obturer ou de boucher temporairement les faces des formations souterraines perméables pénétrées ou traversées par le puits de forage pour éviter que de grandes quantités du fluide de traitement ne se perdent dans la formation. Les matières formant le joint étanche sur les faces des formations doivent pouvoir être facilement éliminées, de manière que les hydrocarbures contenus dans les formations ne soient pas empêchés de s'écouler des formations dans le puits de forage.

Pour donner aux fluides lourds de traitement de faibles propriétés de perte de fluide lorsqu'ils sont en contact avec des formations souterraines perméables, jusqu'à présent on combinait à ces fluides des agents de support solides solubles dans le pétrole ou dans les acides, de telle sorte que les agents de support, colmatent temporairement les pores de la formation et étaient éliminés des faces des formations par leur dissolution ultérieure dans le pétrole, ou dans l'acide c'est-à-dire

que l'on injectait du pétrole ou un acide dans le puits de forage pour le mettre en contact avec les faces des formations contenant l'enduit d'agents de support, de sorte que cet agent de support était dissout et éliminé de ces 5 faces. Les fluides lourds de traitement de ce type, qui contiennent des agents de support solides, éliminables, ont été qualifiés de non détériorants en ce sens que leur utilisation n'entraîne qu'un minimum d'obturation permanente des pores des formations.

10 Jusqu'à présent, les solutions salines aqueuses lourdes comprennent également des particules de sels solides qui jouent le rôle d'agent de support et sont éliminées ultérieurement par dissolution des particules de sels solides dans l'eau, ce qu'on effectue en introduisant de l'eau jusqu'à 15 son contact avec la formation et/ou en laissant les particules se dissoudre dans l'eau produite par la formation. Par exemple, le brevet des E.U.A. n° 4 186 803 décrit un fluide de reconditionnement et de conditionnement non détériorant constitué par une solution saline saturée contenant 20 en suspension des particules de sels solubles dans l'eau qui se comportent comme des agents de support. La dimension des particules de sels en suspension dans la solution de saumure saturée est comprise dans une plage particulière et on utilise un renforçateur de viscosité et un additif de suspension 25 dans le fluide lourd pour lui conférer la viscosité désirée et maintenir le sel solide d'agent de support en suspension. Bien qu'un tel fluide lourd de traitement contenant des particules de sel soit efficace pour réduire la perte du fluide par infiltration dans les formations 30 perméables avec lesquelles le fluide entre en contact, il se produit encore une certaine perte de fluide et, dans les fluides lourds de traitement ayant des poids spécifiques supérieurs à environ 1,2 c'est-à-dire des densités supérieures à environ 12 kg/litre, la perte de fluide est 35 encore appréciable.

La présente invention a pour objet un fluide salin, aqueux, lourd non détériorant et amélioré de traitement de puits qui possède de meilleures propriétés de pertes de

fluide, c'est-à-dire une faible perte de fluide par infiltration dans les formations perméables mises en contact avec ce fluide, ce fluide contenant en suspension un agent de support précipité constitué par un sel monovalent. L'agent
5 de support peut facilement être éliminé de la face de la formation par l'eau produite par cette formation et/ou par de l'eau introduite dans le puits de forage et il est plus efficace pour la prévention des pertes de fluide qu'un sel particulaire dispersé dans une solution saline
10 saturée.

La présente invention a pour objet un procédé selon lequel on prépare tout d'abord une solution saline aqueuse à peu près saturée, contenant un ou plusieurs sels monovalents. La solution saline peut être saturée ou pres-
15 que saturée de sels exclusivement monovalents tels que le chlorure de sodium, le bromure de sodium, le bromure de lithium et le chlorure de potassium, ou encore la solution saline peut contenir des sels monovalents de cette nature ou d'autres sels lourds tels que le chlorure de calcium,
20 le chlorure de magnésium, le chlorure de zinc, le bromure de calcium, le bromure de zinc et des mélanges de tels sels lourds. Ainsi que le comprendra l'homme de l'art, les sels lourds ont une plus grande affinité pour l'eau que les sels monovalents et, lorsqu'ils sont dissous dans l'eau,
25 les sels lourds se dissolvent préférentiellement aux sels monovalents. Lorsqu'on dissout des sels lourds dans une solution saturée ou presque saturée qui contient des sels monovalents, les sels monovalents précipitent. Suivant l'invention, la solution saline à peu près saturée contient
30 une quantité de sel ou de sels monovalents telle qu'une quantité désirée peut précipiter dans la solution ainsi qu'on le décrira plus complètement plus bas.

Lors de la formation de la solution de sel saturée ou presque saturée contenant un ou plusieurs sels mono-
35 valents, on combine de préférence un renforçateur de viscosité à la solution de sel pour accroître la viscosité apparente de cette solution et la porter à une valeur de l'ordre d'environ 10 à environ 100 centipoises. Suivant

l'invention, on peut utiliser une grande diversité de renforteur de viscosité susceptibles d'accroître efficacement la viscosité des solutions salines. Par exemple, on peut utiliser des polysaccharides hydratables, des bio-
5 polysaccharites hydratables, des polyacrylates hydratables, des polyacrylamides hydratables et des mélanges de polymères de cette sorte. On peut utiliser des polymères polysaccharides hydratables tels que la gomme de guar et des dérivés de cette gomme, ainsi que des dérivés de la cellulose, la gomme de
10 xanthane, qui est un biopolysaccharide étant la substance préférée.

En supplément du renforteur de viscosité on combine également de préférence un ou plusieurs agents de perte de fluide à la solution de sel saturée ou presque saturée.
15 L'agent de perte de fluide peut également être constitué par un polysaccharide hydratable, un biopolysaccharide hydratable, un polyacrylate hydratable, une polyacrylamide hydratable ou un mélange de polymères de ce type. L'hydroxyéthylcellulose est l'agent préféré pour l'utilisation suivant l'invention.
20 L'agent de perte de fluide agit en combinaison avec l'agent de support précipité et facilite l'action de cet agent pour la formation d'un joint étanche sur la face de la formation.

Ainsi qu'on l'a mentionné plus haut, le renforteur de viscosité ou mélange de renforteurs de viscosité utilisé
25 est ajouté à la solution saline saturée ou presque saturée en une quantité suffisante pour accroître la viscosité de la solution jusqu'à la porter à une viscosité apparente de l'ordre d'environ 10 à environ 100 centipoises, de telle sorte que les solides contenus dans la solution sont maintenus dans la
30 suspension mais que la solution peut encore être pompée. En général, cette viscosité apparente peut être obtenue en combinant le renforteur de viscosité à la solution saline en une quantité de l'ordre d'environ 2,85 à environ 8,55 kg par m³ de solution.

35 Lorsqu'on combine le ou les renforteurs de viscosité et/ou le ou les agents de perte de fluide à la solution saline saturée ou presque saturée, de telle sorte que la viscosité de la solution de sel s'accroît, un ou plusieurs sels lourds qui

possèdent une plus grande affinité pour l'eau que le ou les sels monovalents contenus dans la solution, se dissolvent dans cette solution. Ainsi que déjà indiqué plus haut, les sels lourds se dissolvent préférentiellement au sel ou aux
5 sels monovalents et, de cette façon ils provoquent la précipitation du ou des sels monovalents dans la solution. En outre, la dissolution des sels lourds dans la solution confère à cette dernière un supplément de poids, c'est à dire qu'elle accroît la densité de la solution. Les sels
10 lourds préférés sont des sels choisis dans le groupe composé du chlorure de calcium, du chlorure de magnésium, du chlorure de zinc, du bromure de calcium, du bromure de zinc et de mélanges de ces sels.

On dissout le ou les sels lourds dans la solution
15 saline visqueuse en une quantité étudiée pour précipiter ou mettre en suspension dans la solution une quantité désirée de sels monovalents. On dissout de préférence dans la solution saline une quantité de sel ou de sels lourds telle qu'à une température de 22,2 °C, le ou les sels monovalents
20 contenus dans la solution précipitent en une quantité comprise entre environ 0,85 et environ 214 kg par m³ de solution. Ainsi qu'indiqué plus haut, la viscosité conférée à la solution par la présence d'un ou de plusieurs renforceurs de viscosité dans cette solution facilite le maintien du
25 précipité en suspension. En outre, l'accroissement de la viscosité de la solution contribue à une obturation ou à un colmatage efficace des faces des formations avec lesquelles la solution entre en contact.

Ainsi qu'il sera facile de le comprendre, on peut
30 modifier suivant le besoin le rapport quantitatif entre le sel monovalent resté en dissolution et le sel lourd dissous dans la solution aqueuse, lourde de traitement de puits contenant un précipité de sel monovalent qui est préparée suivant l'invention, pour faire varier la densité de la solution
35 de traitement dans l'intervalle d'environ 1,2 à environ 2,2 kg/litre. En outre, si la température de la ou des formations avec lesquelles la solution de traitement entre en contact est telle que cette solution de traitement s'échauffe

une partie du sel monovalent précipité se redissout, ce dont on doit nécessairement tenir compte lors de la formation de la solution de traitement.

Les fluides aqueux et lourds de traitement de puits
5 préférés qui sont formés conformément à l'invention contiennent du chlorure de sodium précipité et en solution du chlorure de sodium et des sels lourds choisis dans le groupe comprenant les chlorures de calcium, du bromure de calcium, bromure de zinc et des mélanges de ces substances. Ces fluides de trai-
10 tement contiennent de préférence du chlorure de sodium précipité en des quantités mesurées à 22,2°C, de l'ordre d'environ 5,7 à environ 214 kg par m³ de fluide de traitement et un renforteur de viscosité polymère du type xanthane en des quantités comprises entre environ 1,4 et environ
15 2,85 kg par m³ de fluide de traitement, de sorte que les fluides possèdent une viscosité apparente de l'ordre d'environ 10 à environ 100 centipoises.

En se référant maintenant aux dessins, une installation de préparation du fluide de traitement de puits aqueux, lourd
20 non détériorant et contenant un agent de support précipité constitué par un sel monovalent pour le traitement des puits est désignée dans son ensemble par la référence 10. L'installation 10 est composée d'une cuve de mélange 12 dans laquelle est disposé un agitateur ou mélangeur classique 14.
25 De l'eau douce et du chlorure de sodium et/ou un autre sel monovalent sont introduits dans la cuve de mélange 12 et la solution est agitée de sorte que le ou les sels monovalents se dissolvent dans cette solution. La solution saline formée dans la cuve de mélange 12 peut également contenir une certaine
30 quantité de sel ou de sels lourds et, lorsqu'il est souhaitable ou nécessaire que le fluide aqueux, et lourd de traitement de puits résultant possède une densité supérieure à environ 1,2 on inclut de préférence une certaine quantité de sel lourd dans la solution de sel préparée dans la cuve de
35 mélange 12. La quantité de sels dissoute dans la solution préparée dans la cuve de mélange 12 est telle que la solution saline résultante est saturée ou presque saturée et contient une quantité suffisante de sel monovalent pour que, lorsqu'on

dissout un ou plusieurs sels lourds additionnels dans la solution, une quantité désirée de sel ou de sels monovalents puisse précipiter.

Lorsque la solution saline saturée ou presque saturée a été préparée dans la cuve de mélange 12, on combine éventuellement à cette solution un ou plusieurs renforceurs de viscosité, ce qui donne une solution saline saturée ou presque saturée ayant une viscosité de l'ordre d'environ 20 à environ 120 centipoises. Ensuite, la solution saline visqueuse est amenée à une cuve de précipitation 16 par une conduite 18 et par une pompe 20 montée sur cette conduite 18. La cuve de précipitation 16 comprend un ou plusieurs agitateurs ou mélangeurs classiques 22 et la solution saline visqueuse saturée ou presque saturée introduite dans cette cuve est par suite agitée en même temps qu'un ou des sels lourds additionnels lui sont ajoutés et se dissolvent dans elle. Ainsi qu'indiqué plus haut, le ou les sels additionnels qui se dissolvent dans la solution provoquent la précipitation du chlorure de sodium et/ou du ou des autres sels monovalents, et la mise en suspension de ce précipité dans la solution saline. La quantité particulière de sel ou de sels lourds dissous dans la solution de la cuve de précipitation 16 détermine la quantité de sel monovalent précipité formé dans la solution et, comme décrit plus haut, la quantité totale de sel ou de sels lourds dissous dans la solution détermine la densité de la solution.

Pour mettre le procédé suivant l'invention en oeuvre pour traiter un puits utilisant le fluide aqueux lourd et non détériorant formé dans la cuve de précipitation 16, on extrait le fluide de traitement de la cuve 16 au moyen d'une conduite 24 et d'une pompe 26 montée sur cette conduite et on l'envoie à un puits désigné dans son ensemble par la référence 28. Le puits 28 comprend un cuvelage 30 disposé dans le forage de ce puits et, selon le type particulier d'opération à exécuter dans le puits 28, on monte dans ce puits une tige de forage ou un tube de production 32. Le conduit 24 est raccordé à la tige de forage ou au tube de production 32 et le fluide de traitement de puits aqueux et contenant un agent de support précipité du type sel mono-

valent est refoulé de haut en bas le long de la tige de forage ou du tube 32, pour être introduit dans l'espace annulaire entre la tige de forage ou tube 32 et la face de la ou des formations souterraines dans lesquelles
5 pénètre le forage.

Lorsque le fluide aqueux et lourd de traitement de puits entre en contact avec la face de la ou des formations souterraines, le sel monovalent précipité constituant l'agent de support colmate temporairement les pores de la
10 formation ce qui forme une couche obturatrice sur la face de la ou des formations de sorte que, les pertes de fluide par infiltration dans la formation sont réduites à un minimum.

Lors d'une opération de forage, de conditionnement ou de reconditionnement exécutée dans le puits 28, pendant
15 que le fluide aqueux et lourd de traitement est maintenu dans ce puits, ce fluide est mis en circulation dans le puits 28, c'est à dire refoulé de haut en bas dans la tige de forage ou le tube de production 32 puis de bas en haut dans le volume annulaire, jusqu'au sommet du cuvelage 30.
20 Le fluide de traitement est ensuite évacué du puits 28 par une conduite 34 raccordée au cuvelage 30 et par une pompe 36 montée sur cette conduite. Le fluide de traitement évacué du puits 28 est envoyé par la conduite 34 à une cuve 38 d'évacuation des solides de laquelle les solides qui ont
25 été entraînés par le fluide de traitement lors de la circulation de ce dernier dans le puits 28 et qui ne sont pas maintenus en suspension sont évacués. L'effluent de la cuve 38 d'évacuation des solides est renvoyé, par une conduite 40 sur laquelle est montée une pompe 42, à la cuve
30 de précipitation I6 dans laquelle cet effluent est combiné à une quantité additionnelle de solution saline saturée ou presque saturée et visqueuse introduite par la conduite I8 en provenance de la cuve de mélange I2, et une quantité additionnelle de sel ou de sels lourds est dissoute de sorte
35 qu'il s'y forme une quantité additionnelle de précipité de sel monovalent.

Ainsi, pendant le forage, le conditionnement ou le reconditionnement du puits 28, le fluide aqueux et lourd

de traitement de puits suivant l'invention circule dans le puits 28. Ainsi qu'il va de soi, grâce à la densité élevée du fluide de traitement, une pression hydrostatique est maintenue sur la ou les formations souterraines dans lesquelles pénètre le forage du puits 28, de sorte que les hydrocarbures ne peuvent pas s'écouler dans le forage etc. Lorsque l'opération de forage de conditionnement ou de reconditionnement est terminée, on élimine le fluide aqueux et lourd de traitement de puits du puits 28 en injectant de l'eau douce dans la garniture de forage ou tube de production 32 et dans le volume annulaire du puits 28. Lorsque l'eau douce déplace le fluide de traitement de puits, elle entre en contact avec la face de la ou des formations souterraines et dissout l'agent de support, constitué par le sel monovalent hydrosoluble qui s'est déposé sur cette formation ou ces formations. L'agent de support qui reste éventuellement sur la face de la ou des formations est dissout par l'eau produite par cette formation ou ces formations. De cette façon, les fluides de traitement de puits suivant l'invention ne sont pas détériorants en ce sens que l'agent de support précipité peut facilement être éliminé par dissolution dans l'eau. En outre l'agent de support peut être efficacement éliminé au cours du déplacement du fluide aqueux et lourd de traitement du puits et il n'est pas nécessaire de procéder à une phase séparée de mise en contact de l'agent de support avec du pétrole ou un acide.

Pour présenter une explication claire du procédé suivant l'invention, on donnera les exemples suivants

Exemples

On prépare des fluides aqueux et lourds de traitement de puits conformément au procédé de la présente invention en dissolvant tout d'abord du chlorure de sodium dans de l'eau douce à 22,2°C jusqu'à ce qu'on ait obtenu des solutions salines saturées ou presque saturées. On combine ensuite à ces solutions un renforçateur de viscosité constitué par de la gomme de xanthane pour accroître leur viscosité apparente. Puis, on combine de l'hydroxyéthylcellulose à cette solution pour lui conférer une action de maîtrise de la perte de fluide.

Ensuite, on combine la solution saline à une saumure contenant un ou plusieurs sels lourds pour provoquer la précipitation du chlorure de sodium qu'elle contient. On mesure les densités sur une balance à Boue Baroid à 22,2°C.

- 5 On mesure les viscosités apparentes sur un viscosimètre Fann Modèle 35 à 22,2°C. On détermine la perte de fluide (filtrat API) en appliquant la procédure standard API pour trouver la perte de fluide à haute température et à haute pression (filtrat HT-HP)

10 Exemple 1 - Formule et données d'essai pour un fluide de densité 1,38 kg/l

- 79,01 l H_2O
 126,96 kg/m³ de NaCl
 2,853 kg/m³ de polymère gomme de xanthane
 15 5,706 kg/m³ de polymère hydroxyéthylcellulose
 70,59 l de saumure de $CaBr_2$ de densité 1,7 kg/l
- Données de l'essai
- | | | |
|----|---|------|
| | Densité, kg/l | 1,38 |
| | Viscosité apparente, centipoises | 25 |
| 20 | Filtrat API, millilitres | 6,6 |
| | Filtrat HT-HP à 65 50°C et 14,06 kg/cm ² de pression différentielle, millilitres | 16,0 |
| | Quantité de précipité, kg/m ³ | 13,4 |

25 Exemple 2 - Formule de densité 1,41 kg/l et données d'essai

- 70,75 l H_2O
 128,38 kg/m³ NaCl
 2,853 kg/m³ polymère gomme de xanthane
 5,706 kg/m³ polymère hydroxyéthylcellulose
 30 78,54 l saumure de $CaBr_2$ de densité 1,70 kg/l

II

Données de l'essai

	Densité, kg/l	I,41
	Viscosité apparente, centipoises	33
	Filtrat API, millilitres	5,4
5	HT-HP à 65,5°C et 14,06 kg/cm ² de pression différentielle, millilitres	21,4
	Quantité de précipité, kg/m ³	15,1
	<u>Exemple 3 - Formule de densité I,44 kg/l et données d'essai</u>	

IO 65,98 l H₂OI35,1 kg/m³ NaCl2,85 kg/m³ polymère gomme de xanthane5,70 kg/m³ polymère hydroxyéthylcellulose82,99 l de saumure de CaBr₂ de densité I,70I5 Données de l'essai

Densité, kg/l I,44

Viscosité apparente, centipoises 30

Filtrat API millilitres 5,4

Filtrat HT-HP à 65,5°C et 1,06 kg/cm²

20 de pression différentielle, millilitres 16,2

Quantité de précipité kg/m³ 13,96

On prépare des fluides aqueux et lourds de traitement de puits conformément au procédé de la présente invention en hydratant un polymère de gomme de xanthane dans une saumure

25 de NaCl d'une densité de I,198 kg/l à 22,2°C pour augmenter la viscosité apparente de la solution. On combine à cette solution 2,3 kg/l de ZnBr₂/CaBr₂ pour l'alourdir et on ajoute du NaCl pour maintenir la solution à saturation.

30 Cette solution est ensuite combinée, soit à I,39 kg/l de saumure de CaCl₂, soit à I,70 kg/l de CaBr₂, pour provoquer la précipitation du chlorure de sodium contenu dans cette solution.

Exemple 4 - Formule et données d'essai pour un fluide
de densité de 1,798 kg./l

- 47,381 de NaCl
 2,853 kg/m³ de gomme de xanthane
 5 76,0 l de ZnBr₂/CaBr₂
 85,59 kg/m³ de sel NaCl
 29,25 l de saumure de CaCl₂ de densité 1,39 kg/l

Données des essais

	Densité, kg/l	1,798
IO	Viscosité apparente, centipoises	13,0
	Filtrat API, millilitres	7,1
	Filtrat HT-HP à 65,5°C et 14,06 kg/cm ²	
	de pression différentielle, millilitres	24,0
	Quantité de précipité, kg/m ³	5,99

- I5 Exemple 5 - Formule et données d'essai pour un fluide
de densité 2,157 kg/l

- 12,56 l NaCl
 2,853 kg/m³ de gomme de xanthane
 11,25 l de ZnBr₂/CaBr₂
 20 370,89 kg/m³ de sel NaCl
 6,36 l de saumure de CaBr₂ de densité 1,70 kg/l

Données des essais

	Densité kg/l	2,157
	Viscosité apparente, centipoises	88,0
25	Filtrat API, millilitres	11,5
	HT-HP à 65,5°C et 14,06 kg/cm ² de pression	
	différentielle, millilitres	7,6
	Quantité de précipité, kg/m ³	205,4

REVENDICATIONS

I - Procédé pour préparer un fluide aqueux, lourd et non détériorant de traitement de puits ayant une faible perte de fluide caractérisé en ce qu'on forme une solution saline à peu près saturée contenant au moins un sel monovalent lent soluble dans l'eau; et on combine à cette solution saline à peu près saturée au moins un sel soluble dans l'eau additionnel qui a une plus grande affinité pour l'eau que le sel monovalent et est combiné à la solution saline en une quantité telle que le sel monovalent précipite dans
10 cette solution.

2 - Procédé suivant la revendication I, caractérisé en ce que le sel monovalent est choisi dans le groupe composé du chlorure de sodium, du bromure de sodium, du chlorure de potassium, du bromure de lithium et des mélanges de ces sels.

15 3 - Procédé suivant la revendication 2, caractérisé en ce que le sel additionnel est choisi dans le groupe comprenant le chlorure de calcium, le chlorure de magnésium, le chlorure de zinc, le bromure de calcium, le bromure de zinc, et des mélanges de plusieurs de ces sels.

20 4 - Procédé suivant la revendication 3, caractérisé en ce qu'on combine un renforteur de viscosité à la solution saline aqueuse pour accroître la viscosité apparente de cette solution et la porter à une valeur comprise entre environ 20 et environ 120 centipoises avant de combiner le
25 sel additionnel à cette solution.

5 - Procédé suivant la revendication 4, caractérisé en ce que le renforteur de viscosité est choisi dans le groupe comprenant les polysaccharides hydratables, les biopolysaccharides hydratables et les dérivés de cellulose
30 hydratable.

6 - Procédé suivant la revendication 3, caractérisé en ce que la solution saline aqueuse à peu près saturée contient du chlorure de sodium et est formée de telle manière qu'elle contient également un ou plusieurs autres sels choisis
35 dans le groupe comprenant le chlorure de calcium, le chlorure de magnésium, le chlorure de zinc, le bromure de calcium, le bromure de zinc et des mélanges de ces sels.

I4

7 - Procédé suivant la revendication 3, caractérisé en ce que la solution saline aqueuse à peu près saturée contient le sel monovalent en une quantité suffisante et que ce sel additionnel se combine à cette solution en une 5 quantité suffisante pour qu'à 22,2°C, la solution résultante contienne entre environ 0,85 et environ 214 kg de sel monovalent précipité par m³ de solution.

8 - Procédé suivant la revendication 7, caractérisé en ce que la solution résultante contenant du sel monovalent 10 précipité a une densité de l'ordre d'environ 1,2 à environ 2,2 kg/l.

9 - Procédé suivant la revendication 5, caractérisé en ce que le sel monovalent est le chlorure de sodium, le renforteur de viscosité est la gomme de xanthane et le 15 renforteur de viscosité est combiné à la solution de sel aqueuse en une quantité de l'ordre d'environ 1,425 à environ 2,85 kg/m³ de solution.

10 - Procédé pour mettre une formation souterraine dans laquelle pénètre un puits en contact avec une solution 20 saline aqueuse lourde sans perdre plus d'une petite quantité de cette solution par infiltration dans la formation et sans détériorer la perméabilité de cette formation, caractérisé en ce qu'on forme une solution saline aqueuse à peu près saturée contenant au moins un sel monovalent; on combine 25 à cette solution saline à peu près saturée au moins ce sel additionnel ayant une plus grande affinité pour l'eau que le sel monovalent et en combinant une quantité telle que le sel monovalent précipite dans la solution; on met la solution en contact avec la formation souterraine dans laquelle 30 pénètre le puits de telle manière que le sel monovalent précipité contenu dans la solution forme sur la face de la formation, un colmatage qui empêche à peu près totalement la perte de cette solution par infiltration dans la formation; puis on dissout le précipité dans l'eau pour l'éliminer 35 de la face de la formation.

II - Procédé suivant la revendication 10, caractérisé en ce que le sel monovalent est choisi dans le groupe comprenant le chlorure de sodium, le bromure de sodium, le

chlorure de potassium, le bromure de lithium et des mélanges de plusieurs de ces sels.

I2 - Procédé suivant la revendication 11, caractérisé en ce que le sel additionnel ayant une plus grande affinité pour l'eau que le sel monovalent est un sel lourd choisi dans le groupe comprenant le chlorure de calcium, le chlorure de magnésium, le chlorure de zinc, le bromure de calcium, le bromure de zinc et des mélanges de plusieurs de ces sels.

I0 I3 - Procédé suivant la revendication I2, caractérisé en ce qu'il comprend la combinaison d'un renforçateur de viscosité à la solution saline à peu près saturée pour augmenter la viscosité de cette solution et la porter à une valeur de l'intervalle allant d'environ I0 à environ I5 100 centipoises avant de combiner le sel lourd à cette solution.

I4 - Procédé suivant la revendication I3, caractérisé en ce que le renforçateur de viscosité est choisi dans le groupe comprenant les polysaccharides hydratables, les bio-20 polysaccharides hydratables et les dérivés de cellulose hydratable.

I5 - Procédé suivant la revendication I2, caractérisé en ce que la solution saline aqueuse à peu près saturée contient du chlorure de sodium et est formée de telle manière qu'elle comprend également un ou plusieurs sels lourds25 choisis dans le groupe comprenant le chlorure de calcium, le chlorure de magnésium, le chlorure de zinc, le bromure de calcium, le bromure de zinc et des mélanges de plusieurs de ces sels.

30 I6 - Procédé suivant la revendication I2, caractérisé en ce que la solution saline aqueuse à peu près saturée contient le sel monovalent en quantité suffisante et en ce que le sel lourd est combiné à cette solution saline en une quantité suffisante pour qu'à 22,2°C, la solution résultante contienne environ 0,85 à environ 214 kg de sel35 monovalent précipité par m³ de solution.

I7 - Procédé suivant la revendication I6, caractérisé en ce que la solution résultante contenant le sel monovalent précipité a une densité de l'ordre d'environ I,2 à

environ 2,2 kg/l.

I8 - Procédé suivant la revendication I4, caractérisé en ce que le sel monovalent est le chlorure de sodium, le renforçateur de viscosité est la gomme de xanthane et est combiné à la solution saline aqueuse en une quantité de l'ordre d'environ 1,4 à environ 2,8 kg par m³ de solution.

1/1

