

①⑨ RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
—
**INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE**
—
COURBEVOIE
—

①① N° de publication :

3 041 372

(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)

②① N° d'enregistrement national :

16 57542

⑤① Int Cl⁸ : **E 21 B 49/08** (2016.01), C 09 K 8/03

①②

BREVET D'INVENTION

B1

⑤④ AGENTS D'AMELIORATION DU CONTRASTE POUR FLUIDES DE TRAITEMENT SOUTERRAIN.

②② Date de dépôt : 03.08.16.

③③ Priorité : 18.09.15 IB PCT/US2015/050980.

④③ Date de mise à la disposition du public de la demande : 24.03.17 Bulletin 17/12.

④⑤ Date de la mise à disposition du public du brevet d'invention : 25.09.20 Bulletin 20/39.

⑤⑥ Liste des documents cités dans le rapport de recherche :

Se reporter à la fin du présent fascicule

⑥⑥ Références à d'autres documents nationaux apparentés :

○ Demande(s) d'extension :

⑦① Demandeur(s) : *HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC. — US.*

⑦② Inventeur(s) : *ROBERSON MARK et GOODWIN SCOTT.*

⑦③ Titulaire(s) : *HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC..*

⑦④ Mandataire(s) : *GEVERS & ORES.*

FR 3 041 372 - B1



AGENTS D'AMÉLIORATION DU CONTRASTE POUR FLUIDES DE TRAITEMENT SOUTERRAIN

CONTEXTE

5

La présente divulgation concerne des systèmes et des procédés de traitement des formations souterraines.

Les fluides de traitement peuvent être utilisés dans une variété d'opérations de traitement souterrain. Tels qu'ils sont utilisés ici, les termes « traiter », « traitement »,
10 « traitant », et les équivalents grammaticaux de ceux-ci renvoient à toute opération souterraine qui utilise un fluide en liaison avec la réalisation d'une fonction désirée et/ou pour un but désiré. L'utilisation de ces termes n'implique pas d'action particulière par le fluide de traitement. Les opérations de traitement données à titre d'explication peuvent comprendre, par exemple, des opérations de forage, des opérations de cimentation, des opérations de
15 fracturation, des opérations de mise en place d'un filtre à gravier, des opérations d'acidification, une dissolution et un enlèvement de dépôts, des opérations de consolidation, et autres.

Diverses techniques existent pour détecter, surveiller, et suivre des fluides de traitement et/ou d'autres fluides dans des formations souterraines et des puits de forage. Par
20 exemple, de tels fluides peuvent être détectés en utilisant des signaux optiques, des champs ou des signaux électromagnétiques, une activité sismique, des signaux acoustiques, et/ou d'autres phénomènes affectés par la présence des fluides dans une formation. Cependant, la plupart de ces techniques de détection sont intrinsèquement limitées par la sensibilité de l'équipement utilisé et la puissance des signaux qu'ils détectent dans la formation. De telles
25 techniques peuvent en outre être limitées par des phénomènes naturels dans la formation qui peuvent interférer avec ou obscurcir les signaux et les procédés de détection utilisés ici.

A cet effet, l'invention propose un procédé de détection et de surveillance de fluides de traitement dans une formation souterraine comprenant :

30 la fourniture d'un fluide de traitement amélioré qui comprend un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste ; et

l'introduction du fluide de traitement amélioré dans au moins une partie d'un puits de forage qui pénètre dans une partie d'une formation souterraine au cours d'une opération de cimentation dans le puits de forage.

35

Le fluide de traitement amélioré peut être un fluide de cimentation amélioré qui comprend en outre un matériau cimentaire. Le fluide de cimentation amélioré peut prendre au moins partiellement dans le puits de forage. Le fluide de cimentation amélioré peut comprendre un ou plusieurs capteurs à système micro-électro-mécanique (MEMS). Le procédé décrit ci-dessus, peut en outre comprendre la réception d'un signal électromagnétique qui est émis par un ou plusieurs capteurs MEMS dans le fluide de cimentation amélioré. Le signal électromagnétique peut être reçu par au moins un émetteur-récepteur situé dans le puits de forage. Le signal électromagnétique peut être reçu par au moins un émetteur-récepteur situé dans un puits de forage d'observation distinct et décalé par rapport au puits de forage qui pénètre dans une partie de la formation souterraine. Le procédé décrit ci-dessus peut en outre comprendre l'utilisation d'un ou de plusieurs capteurs MEMS pour la réception d'un signal électromagnétique. Le signal électromagnétique est émis par au moins un émetteur-récepteur situé dans le puits de forage. Le procédé décrit ci-dessus, peut en outre comprendre :

- 15 - l'émission d'un premier signal électromagnétique dans la partie du puits de forage ; et
- la réception d'un second signal électromagnétique en provenance de la partie du puits de forage qui est affecté au moins en partie par un seul ou plusieurs agents d'amélioration du contraste dans le fluide de cimentation amélioré.

20 Le premier signal électromagnétique peut être émis par au moins une électrode située dans le puits de forage. Le second signal électromagnétique peut être reçu par au moins un émetteur-récepteur situé dans le puits de forage. Le premier signal électromagnétique est émis par au moins un émetteur-récepteur situé dans un puits de forage d'observation distinct et décalé par rapport au puits de forage qui pénètre dans une partie de la formation souterraine. Le second signal électromagnétique peut être reçu par au moins un émetteur-récepteur situé dans un puits de forage d'observation distinct et décalé par rapport au puits de forage qui pénètre dans une partie de la formation souterraine. Un seul ou plusieurs agents d'amélioration du contraste peuvent être choisis à partir du groupe constitué par : un matériau diélectrique ; un matériau magnétique ; un matériau dispersif ; et n'importe quelle

25

30 combinaison de ceux-ci.

L'invention propose également un deuxième procédé de détection et de surveillance de fluides de traitement dans une formation souterraine, comprenant :

- 35 - la fourniture d'un fluide de traitement amélioré qui comprend au moins un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste choisis dans le

groupe constitué par : un matériau magnétique; un matériau dispersif; et n'importe quelle combinaison de ceux-ci ; et

- l'introduction du fluide de traitement amélioré dans au moins une partie d'un puits de forage qui pénètre dans une partie d'une formation souterraine.

5 Le fluide de traitement amélioré peut être un fluide de forage, un fluide de gravillonnage des crépines, un fluide tampon, un fluide de prélavage par balayage, un fluide d'après lavage par balayage, un fluide d'acidification, un bouchon de fluide, ou un fluide d'étanchéité. Le deuxième procédé décrit ci-dessus peut comprendre en outre:

- l'émission d'un premier signal électromagnétique dans la partie du puits de forage; et
- la réception d'un second signal électromagnétique en provenance de la partie du puits de forage qui est affectée au moins en partie par un seul ou plusieurs agents d'amélioration du contraste dans le fluide de traitement amélioré.

15 L'invention propose également un troisième procédé de détection et de surveillance de fluides de traitement dans une formation souterraine, comprenant :

- la fourniture d'un fluide de traitement amélioré qui comprend au moins un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste ;
- l'introduction du fluide de traitement amélioré dans au moins une partie d'un puits de forage qui pénètre dans une partie d'une formation souterraine ; et
- la réception d'un signal électromagnétique qui est émis par au moins un composant du fluide de traitement amélioré dans le puits de forage.

Le signal électromagnétique peut être émis ou reçu par un ou plusieurs capteurs à système micro-électro-mécanique (MEMS) dans le fluide de traitement amélioré.

BRÈVE DESCRIPTION DES DESSINS

Ces dessins illustrent certains aspects particuliers de quelques-uns des modes de réalisation de la présente divulgation, et ne doivent pas être utilisés pour limiter ou définir les revendications.

La figure 1 est un schéma illustrant un exemple d'un système de traitement de cimentation à un emplacement de puits selon certains modes de réalisation de la présente divulgation.

La figure 2 est un schéma illustrant un exemple d'un système de traitement à un emplacement de puits selon certains modes de réalisation de la présente divulgation.

Même si des modes de réalisation de cette divulgation ont été dépeints, de tels modes de réalisation n'impliquent pas une limitation de la divulgation, et aucune limitation de ce genre ne devrait en être déduite. Le thème divulgué est susceptible d'une modification considérable, d'une transformation, et d'équivalences en forme et en fonction, comme cela viendra à l'esprit de ceux qui sont compétents dans la technique pertinente et qui bénéficient de cette divulgation. Les modes de réalisation dépeints et décrits dans cette divulgation sont uniquement des exemples, et ne sont pas exhaustifs de l'étendue de la divulgation.

DESCRIPTION DE CERTAINS MODES DE RÉALISATION

10

La présente divulgation concerne des systèmes et des procédés de traitement des formations souterraines. Plus particulièrement, la présente divulgation concerne des systèmes et des procédés pour détecter ou surveiller des fluides de traitement dans des formations souterraines.

15

La présente divulgation décrit des procédés et des systèmes pour améliorer la capacité à détecter, surveiller, et/ou différencier des fluides de traitement placés dans une formation souterraine au cours d'un(e) ou de plusieurs traitements ou opérations à l'intérieur de cette formation. En particulier, les fluides de traitement de la présente divulgation comprennent ou utilisent un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste. Ces agents d'amélioration du contraste peuvent fournir (et, dans quelques modes de réalisation, peuvent être choisis pour leur aptitude à fournir), par exemple, une amélioration diélectrique, une amélioration magnétique, ou des structures dispersives qui permettent de détecter la position d'un fluide dans la formation avec une clarté plus grande que pour le fluide sans de tels agents. Les procédés de la présente divulgation comprennent : la fourniture d'un fluide de traitement amélioré qui comprend au moins un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste ; et l'introduction du fluide de traitement amélioré dans au moins une partie d'un puits de forage qui pénètre dans une formation souterraine. Dans certains modes de réalisation, la position et/ou d'autres propriétés (par exemple, la concentration en additif) du fluide amélioré peuvent être surveillées, détectées ou suivies en utilisant un système comprenant un processeur et un équipement (par exemple, des émetteurs-récepteurs) qui est configuré pour détecter un ou plusieurs signaux en provenance du fluide de traitement amélioré.

20

25

30

35

Parmi les nombreux avantages potentiels des procédés et des compositions de la présente divulgation, seuls quelques-uns d'entre eux sont rapportés ici, les procédés, compositions et systèmes de la présente divulgation peuvent permettre une surveillance plus efficace et/ou plus précise des fluides de traitement et/ou des matériaux transportés dans de

tels fluides dans une formation souterraine et/ou un puits de forage. Dans certains modes de réalisation, de telles améliorations dans l'efficacité et/ou la précision de la surveillance du fluide peuvent être réalisées sans modifications significatives de l'équipement utilisé dans les techniques traditionnelles de surveillance (bien que dans d'autres modes de réalisation un tel équipement puisse être modifié pour tenir compte d'agents d'amélioration du contraste particuliers).

Les fluides de traitement améliorés utilisés dans les procédés et les systèmes de la présente divulgation peuvent comprendre n'importe quel fluide de traitement utilisé pour des opérations et/ou traitements souterrains, comprenant, mais ne se limitant pas aux fluides de forage (quelquefois désignés par « boues de forage »), les fluides de pré-lavage par balayage, fluides d'après lavage par balayage, fluides tampon, fluides de fracturation, fluides de garniture d'étanchéité, fluides de gravillonnage des crépines, fluides d'acidification, les compositions de scellement, les compositions / fluides de cimentation, fluides de nettoyage, fluides de reconditionnement, fluides de complétion, bouchons de fluide, et autres. Dans certains modes de réalisation, de tels fluides de traitement comprennent un fluide de base et un ou plusieurs additifs éventuels. Les fluides de base peuvent comprendre n'importe quel fluide de base connu dans le domaine, comprenant des fluides de base aqueux, des fluides de base non aqueux, et n'importe quelle combinaison de ceux-ci. Le terme « fluide de base » renvoie au composant principal du fluide (par opposition aux composants dissous et/ou en suspension), et n'indique pas de condition ou de propriété particulière du fluide telle que sa masse, sa quantité, son pH, etc. Des fluides aqueux qui peuvent être appropriés pour être utilisés dans les procédés et les systèmes de la présente divulgation peuvent comprendre de l'eau de n'importe quelle origine. De tels fluides aqueux peuvent comprendre de l'eau douce, de l'eau salée (par exemple, de l'eau contenant un ou plusieurs sels qui y sont dissous), de la saumure (par exemple, de l'eau saturée en sel), de l'eau de mer, ou n'importe quelle combinaison de celles-ci. Dans la plupart des modes de réalisation de la présente divulgation, les fluides aqueux comprennent une ou plusieurs espèces ioniques, comme celles formées par les sels dissous dans l'eau. Par exemple, l'eau de mer et/ou l'eau produite peuvent comprendre une variété d'espèces cationiques divalentes qui y sont dissoutes. Dans certains modes de réalisation, la densité du fluide aqueux peut être ajustée, entre autres raisons, pour fournir un transport complémentaire des particules et une suspension dans les compositions de la présente divulgation. Dans certains modes de réalisation, le pH du fluide aqueux peut être ajusté (par exemple, par un tampon ou un autre agent d'ajustement du pH) à un niveau spécifique, qui peut dépendre, entre autres facteurs, des types des agents de viscosité, des acides, et d'autres additifs compris dans le fluide. La personne qui a des compétences moyennes dans la technique, avec l'avantage de cette divulgation, reconnaîtra lorsque de tels

ajustements de la densité et/ou du pH sont appropriés. Des exemples de fluides non aqueux qui peuvent être appropriés pour une utilisation dans les procédés et les systèmes de la présente divulgation comprennent, mais ne sont pas limités aux, huiles, hydrocarbures, liquides organiques, et autres. Dans certains modes de réalisation, les fluides de traitement peuvent comprendre un mélange d'un ou de plusieurs liquides, gaz, et/ou solides, comprenant 5 mais ne se limitant pas aux émulsions, mousses, boues, suspensions, et autres.

Dans certains modes de réalisation, les fluides de traitement utilisés dans les procédés et les systèmes de la présente divulgation peuvent éventuellement comprendre un nombre indéfini d'additifs complémentaires. Des exemples de tels additifs complémentaires 10 comprennent mais ne sont pas limités aux matériaux cimentaires, sels, tensio-actifs, acides, particules d'agent de soutènement, agents colmatant sélectifs, additifs de contrôle de la perte de fluide, gaz, azote, dioxyde de carbone, agents modificateurs de surface, agents d'adhérence, agents moussants, inhibiteurs de corrosion, inhibiteurs de dépôt, catalyseurs, agents d'inhibition de la formation d'argile, biocides, réducteurs de frottement, agents anti 15 mousse, agents de pontage, agents de floculation, absorbeurs de H₂S complémentaires, absorbeurs de CO₂, absorbeurs d'oxygène, lubrifiants, agents de viscosité complémentaires, agents de rupture, agents de pondération, modificateurs de la perméabilité relative, résines, agents mouillants, agents d'amélioration du revêtement, agents d'élimination du gâteau de filtre, agents antigel (par exemple, éthylène glycol), et similaires. Dans certains modes de 20 réalisation, un ou plusieurs de ces additifs complémentaires (par exemple, un agent de réticulation) peuvent être ajoutés au fluide de traitement et/ou activés après qu'un agent de viscosité a été au moins partiellement hydraté dans le fluide. Une personne ayant des compétences moyennes dans l'art, avec l'avantage de cette divulgation, reconnaîtra les types d'additifs qui peuvent être compris dans les fluides de la présente divulgation pour une 25 application particulière.

Dans certains modes de réalisation de la présente divulgation, le fluide de traitement amélioré peut comprendre un fluide de cimentation qui comprend un matériau cimentaire ou une combinaison de celui-ci. Une variété de matériaux cimentaires peut être utilisée dans ces compositions, comprenant, mais n'étant pas limité aux ciments hydrauliques qui prennent et 30 durcissent par réaction avec de l'eau. De tels ciments peuvent contenir une variété d'éléments comprenant le calcium, l'aluminium, le silicium, l'oxygène, et/ou le soufre. Par exemple, des ciments appropriés peuvent comporter des ciments Portland, des ciments aux pouzzolanes, des ciments de gypse, des ciments à taux d'alumine élevé, des ciments au laitier, des cendres volantes, et des ciments à la silice, entre autres, et des combinaisons de ceux-ci. Dans certains 35 modes de réalisation donnés en exemple, le ciment peut comporter un ciment Portland. Dans quelques modes de réalisation, les ciments Portland qui sont appropriés pour une utilisation

dans les techniques présentes sont classés en tant que ciments de Classe A, C, H, and G selon l'American Petroleum Institute, *API Specification for Materials and Testing for Well Cements*, API Spécification 10, Cinquième Ed., 1^{er} Juillet 1990. En plus du matériau cimentaire, un fluide de cimentation de la présente divulgation peut comporter des additifs
 5 complémentaires adaptés aux fluides de cimentation utilisés dans les opérations souterraines, comprenant mais sans se limiter aux retardateurs de prise, agents de pondération, et autres.

Les agents d'amélioration du contraste dans les fluides de traitement améliorés de la présente divulgation comprennent en général un matériau solide qui, quand il est en suspension dans le fluide de traitement, altère les propriétés intrinsèques (par exemple, la
 10 constante diélectrique, les propriétés magnétiques, les propriétés électromagnétiques, etc.) du fluide. De tels agents d'amélioration du contraste peuvent comprendre un ou plusieurs matériaux diélectriques (par exemple, des matériaux ayant une constante diélectrique plus élevée ou, plus faible que celle du fluide), des matériaux magnétiques, des matériaux dispersifs (par exemple, des matériaux ayant des propriétés diélectriques qui varient lorsqu'ils
 15 sont exposés aux ondes électromagnétiques sur une certaine gamme de fréquences), ou n'importe quelle combinaison de ceux-ci. Dans certains modes de réalisation, les agents d'amélioration du contraste peuvent comprendre un ou plusieurs matériaux mentionnés supra qui sont déposés ou qui recouvrent un autre matériau ou des particules de support (par exemple, une particule de soutènement) en suspension dans le fluide de traitement.

20 Lorsque des matériaux diélectriques sont utilisés en tant qu'agents d'amélioration du contraste de la présente divulgation, dans certains modes de réalisation, de tels matériaux peuvent avoir une constante diélectrique (κ) qui est plus élevée ou plus faible que celle du fluide de traitement ou d'un autre matériau de référence. Par exemple, dans certains modes de réalisation, où le fluide de traitement a une faible constante diélectrique, un matériau
 25 fortement diélectrique peut être utilisé. D'un autre côté, dans certains modes de réalisation, où le fluide de traitement a une constance diélectrique élevée, un matériau faiblement diélectrique peut être utilisé.

Des exemples de matériaux fortement diélectriques qui peuvent être appropriés pour un usage dans les procédés et les systèmes de la présente divulgation comportent mais ne sont
 30 pas limités au titanate de baryum, silicate de hafnium, silicate de zirconium, dioxyde d'hafnium, dioxyde de zirconium, et à n'importe quelle combinaison de ceux-ci. Des exemples de matériaux faiblement diélectriques qui peuvent être appropriés pour une utilisation dans les procédés et les systèmes de la présente divulgation comprennent mais ne sont pas limités au dioxyde de silicium, dioxyde de silicium dopé par du carbone ou du fluor,
 35 dioxyde de silicium poreux, polyimide, polynorbornènes, benzocyclobutène, polytétrafluoroéthylène (PTFE), hydrogénosilsesquioxane (HSQ), méthylsilsesquioxane

(MSQ), et à n'importe quelle combinaison de ceux-ci. Dans certains modes de réalisation, les matériaux diélectriques peuvent être fournis en particules distinctes. Dans certains modes de réalisation, de telles particules de matériaux diélectriques peuvent avoir des tailles de particule de 1 μm environ jusqu'à environ 1 mm de diamètre. Dans d'autres modes de réalisation, les matériaux diélectriques peuvent être fournis en tant qu'agrégat, par exemple, de nanoparticules maintenues ensemble par un matériau d'agglomération, telle qu'une résine ou un agent d'adhérence.

Lorsque des matériaux magnétiques sont utilisés en tant qu'agents d'amélioration du contraste de la présente divulgation, dans certains modes de réalisation, de tels matériaux peuvent comprendre une variété de matériaux ferreux aimantés ou non aimantés. Des exemples de matériaux aimantés qui peuvent être appropriés dans certains modes de réalisation de la présente divulgation comprennent, mais ne sont pas limités à la limaille de fer, aux particules de nickel, et à n'importe quelle combinaison de celles-ci.

Lorsque des matériaux dispersifs sont utilisés en tant qu'agents d'amélioration du contraste de la présente divulgation, de tels matériaux peuvent comprendre n'importe quel matériau ayant des propriétés diélectriques qui fluctuent dans une gamme de fréquences. Dans certains modes de réalisation, des matériaux dispersifs peuvent être utiles pour distinguer un fluide de traitement amélioré de la présente divulgation d'autres matériaux dans la formation qui ont la même constante diélectrique que celle du matériau dans le fluide amélioré à une fréquence particulière mais pas à d'autres fréquences. La variance des gammes de fréquences utilisées conformément à la présente divulgation peut comprendre n'importe quelle gamme (par exemple, d'environ 10 kHz jusqu'à environ 20 GHz, d'environ 10 MHz jusqu'à environ 1 GHz, d'environ 10 kHz jusqu'à environ 1 MHz). Des exemples de matériaux dispersifs qui peuvent être appropriés dans certains modes de réalisation de la présente divulgation comprennent, mais ne sont pas limités aux matériaux semi-conducteurs, matériaux fortement hydratés, et à n'importe quelle combinaison de ceux-ci.

Les agents d'amélioration du contraste peuvent être présents dans les fluides de traitement améliorés de la présente divulgation dans n'importe quelle quantité suffisante pour modifier suffisamment les propriétés électromagnétiques et/ou diélectriques intrinsèques du fluide pour être détectés sans avoir d'incidence défavorable sur les autres propriétés désirées du fluide lui-même. Dans certains modes de réalisation, les agents d'amélioration du contraste peuvent être présents dans les fluides de traitement améliorés de la présente divulgation dans une quantité à partir de 0,01 % environ jusqu'à environ 50 % en poids. Dans certains modes de réalisation, les agents d'amélioration du contraste peuvent être présents dans les fluides de traitement améliorés de la présente divulgation dans une quantité à partir de 0,01% environ jusqu'à environ 20 % en poids. Dans certains modes de réalisation, les

agents d'amélioration du contraste peuvent être présents dans les fluides de traitement améliorés de la présente divulgation dans une quantité à partir de 0,1 % environ jusqu'à environ 10 % en poids.

5 Les fluides de traitement améliorés de la présente divulgation peuvent être préparés en utilisant n'importe quel procédé et/ou équipement approprié (par exemple, des mélangeurs, malaxeurs, agitateurs, etc.) connu dans la technique à tout moment antérieur à leur utilisation. Les fluides de traitement améliorés peuvent être préparés au moins en partie sur un site de puits ou sur un emplacement en dehors du site. Dans certains modes de réalisation, les agents d'amélioration du contraste et/ou d'autres composants du fluide de traitement amélioré
10 peuvent être dosés directement dans le fluide de traitement de base pour former un fluide de traitement amélioré. Dans certains modes de réalisation, le fluide de base peut être mélangé avec les agents d'amélioration du contraste et/ou d'autres composants du fluide de traitement amélioré sur un site de puits où l'opération ou le traitement est effectué(e), soit par mélange de lots, soit par mélange (« à la volée ») en continu. Le terme « à la volée » est utilisé ici pour englober les procédés d'association de deux ou de trois composants dans lesquels un flux d'écoulement d'un élément est introduit en continu dans un flux d'écoulement d'un autre
15 composant de façon à ce que les flux soient associés et mélangés alors qu'ils continuent à s'écouler comme un flux unique dans le cadre du traitement en cours. De tels mélanges peuvent aussi être décrits en tant que mélanges « en temps réel ». Dans d'autres modes de réalisation, les fluides de traitement améliorés de la présente divulgation peuvent être préparés, soit dans leur totalité, soit en partie, dans un emplacement en dehors du site et transportés jusqu'au site où le traitement ou l'opération est effectué(e). En introduisant un fluide de traitement amélioré de la présente divulgation dans une partie d'une formation souterraine et/ou un puits de forage, les composants du fluide de traitement amélioré peuvent
20 être mélangés les uns aux autres à la surface et introduits simultanément dans le puits de forage, ou un ou plusieurs composants peuvent être introduits dans le puits de forage à la surface séparément des autres composants afin que les composants de mélange ou s'entremêlent dans une partie de la formation ou du puits de forage pour former un fluide de traitement amélioré. Par exemple, dans quelques modes de réalisation, un petit réservoir d'un agent d'amélioration du contraste peut être placé dans un endroit du fond de puits (par exemple, dans une pièce d'un équipement du fond de puits telle qu'un sabot à soupape), et l'agent d'amélioration du contraste qui est à l'intérieur peut être injecté à un certain moment dans un fluide de traitement qui circule au fond du puits. Dans certains de ces modes de réalisation, seul un volume choisi de fluide de traitement peut être mélangé avec le fluide
25 d'amélioration du contraste pour former un fluide de traitement amélioré. Dans n'importe quelle situation mentionnée ci-dessus, le fluide de traitement amélioré est réputé être introduit

dans au moins une partie de la formation souterraine et/ou du puits de forage aux fins de la présente divulgation.

Les fluides de traitement améliorés de la présente divulgation peuvent être détectés, surveillés, et/ou suivis en utilisant n'importe quel équipement approprié connu dans la technique pour détecter et/ou recevoir des signaux et/ou des champs qui peuvent être émis, réfléchis, ou modifiés par un fluide de traitement et/ou un ou plusieurs composants de celui-ci. Un tel équipement peut comporter un matériel d'interrogation de données, des sondes pour la résistivité / conductivité de la formation (ou des batteries de celles-ci), des capteurs pour la constante diélectrique de la formation (ou des batteries de ceux-ci), du matériel acoustique (par exemple, du matériel de détection acoustique répartie (DAS)), un équipement à neutrons pulsés, une installation à fibre optique, du matériel de détection de température répartie (DTS), du matériel de surveillance sismique, du matériel de communications par réseau, du matériel de radio fréquence (RF) (par exemple, des électrodes RF), et autres. Un tel équipement peut être placé n'importe où sur ou à proximité du site du puits où le fluide de traitement amélioré est utilisé, soit à la surface, soit dans un ou plusieurs endroits du fond du puits. Par exemple, dans certains modes de réalisation, l'équipement peut être installé sur un outil de fond de puits ou sur un autre équipement de fond de puits (par exemple, des lignes câblées, des câbles lisses, des trains de travail, des trains de tubage, etc.) et placé dans un puits de forage et/ou dans une autre partie de la formation souterraine, soit en permanence soit temporairement. Dans certains modes de réalisation, l'équipement peut comprendre et/ou communiquer avec un ou plusieurs processeurs de données tel qu'un contrôleur logique programmable (PLC) ou un processeur d'ordinateur programmé de manière appropriée, etc., et une mémoire dans laquelle le logiciel et/ou d'autres instructions exécutables peuvent être stockés pour exploiter l'équipement de surveillance et/ou d'autres composants du système.

Les procédés et les compositions divulgués ici peuvent directement ou indirectement affecter un ou plusieurs composants ou pièces de l'équipement associés à la préparation, la fourniture, la reprise, le recyclage, la réutilisation, et/ou l'enlèvement des compositions divulgués. Par exemple, et en renvoyant à la figure 1, les procédés et les compositions divulgués peuvent directement ou indirectement affecter un ou plusieurs composants ou pièces d'équipement associés au système de traitement 10 sur le site du puits selon un ou plusieurs modes de réalisation.

La figure 1 est un schéma représentant une plateforme terrestre de forage de gaz ou de pétrole et un puits de forage typiques, qui sera utilisée pour clarifier les procédés de la présente divulgation, étant entendu que la présente divulgation est applicable également aux plateformes et aux puits de forages au large. La plateforme 12 est centrée sur une formation souterraine 14 de gaz ou de pétrole située sous la surface de la terre 16. La plateforme 12

comprend un pont de travail 32 qui supporte un derrick 34. Le derrick 34 supporte un appareil de levage 36 pour lever et abaisser des trains de tube tels que le tubage 20. La pompe 30 est susceptible de pomper une variété de compositions pour puits de forage (par exemple, du fluide de forage ou du ciment) dans le puits et comprend un dispositif de mesure de la pression qui fournit une lecture de la pression au refoulement de la pompe. La pompe 30 peut véhiculer des fluides depuis un système mélangeur et de pompage 50 sur le site du puits. La pompe et le système mélangeur 50 peuvent comprendre une ou plusieurs sources de fluide de base, des sources auxiliaires (par exemple, des agents gélifiants, des agents de soutènement, des capteurs MEMS, et/ou d'autres composants mélangés dans le fluide de traitement), des vannes, des dispositifs de mesure, et des mélangeurs ou d'autres dispositifs de mélange qui peuvent être utilisés pour préparer un fluide de traitement amélioré de la présente divulgation.

Le puits de forage 18 a été foré à travers les diverses strates de sol, comprenant la formation 14. Bien que le puits de forage 18 soit représenté verticalement, le puits de forage 18 peut être horizontal, vertical, incliné, incurvé, et peut comprendre d'autres types de géométrie et d'orientation du puits de forage. À l'issue de la complétion du percement du puits de forage, un tubage 20 est souvent placé dans le puits de forage 18 pour faciliter la production de gaz et de pétrole depuis la formation 14. Le tubage 20 est un train de tubes qui prolonge le puits de forage 18, à travers lequel le pétrole et le gaz seront finalement extraits. Un ciment ou un sabot de tubage 22 est généralement attaché à la fin du train de tubage lorsque le train de tubage rentre dans le puits de forage. Le sabot de tubage 22 guide le tubage 20 vers le centre du trou et atténue les difficultés associées au heurt avec des rebords rocheux ou des affouillements dans le puits de forage 18 lorsque le train de tubage est abaissé dans le puits. Le sabot de tubage, 22, peut être un sabot de guidage ou un sabot de soupape, et comprend généralement une pièce d'équipement conique, souvent à bout arrondi en forme de balle qui se trouve au fond du train de tubage 20. Le sabot de tubage, 22, peut être un sabot à soupape muni d'un fond ouvert et d'une vanne qui sert à prévenir une inversion de flux, ou tube en forme de U, de coulis de ciment en provenance de l'espace annulaire 26 dans le tubage 20 lorsque le tubage 20 rentre dans le puits de forage 18. La zone entre le tubage 20 et la paroi du puits de forage 18 est connue en tant qu'espace annulaire du tubage 26. Pour remplir l'espace annulaire de tubage 26 et fixer le tubage 20 en place, le tubage 20 est habituellement « cimenté » dans le puits de forage 18, ce qui est désigné par « cimentation primaire. »

Dans le mode de réalisation représenté, une série d'instruments de surveillance 40 est installée sur la face extérieure du tubage 20 afin qu'elle soit située dans l'anneau 26 lorsque le train de tubage 20 est placé dans le puits de forage 18. Les instruments 40 peuvent

comprendre une ou plusieurs électrodes qui peuvent générer des signaux électromagnétiques et sont reliées à un système de contrôle (non représenté) soit à la surface 16 du site du puits soit à un emplacement distant. Les instruments 40 peuvent aussi comprendre un ou plusieurs éléments récepteurs ou capteurs qui sont susceptibles de détecter des signaux électromagnétiques. Une pluralité d'instruments à électrode 40 peut être disposée à divers emplacements le long de l'étendue du train de tubage 20 dans certains modes de réalisation de la présente divulgation.

Dans certains modes de réalisation, les systèmes et les procédés de cette divulgation peuvent être utilisés pour surveiller le ciment primaire au cours et/ou ultérieurement à une opération traditionnelle de cimentation primaire. Dans ce mode de réalisation d'une cimentation primaire, un fluide de cimentation améliorée de la présente divulgation 58 peut être préparé dans le système de mélange et de pompage 50 et est ensuite injecté à l'intérieur du tubage 20. Lorsque le fluide de cimentation amélioré 58 atteint le fond du tubage 20, il s'écoule du tubage 20 et dans l'espace annulaire du tubage 26 entre le tubage 20 et la paroi du puits de forage 18. Lorsque le fluide de cimentation amélioré 58 s'écoule de l'espace annulaire 26, il remplace tout fluide dans le puits de forage. Afin de s'assurer que du ciment ne reste pas à l'intérieur du tubage 20, des dispositifs appelés « racleur » (non représentés) peuvent être pompés par un fluide d'entretien du puits de forage (par exemple, de la boue de forage) à travers le tubage 20 derrière le ciment 58. Le racleur entre en contact avec la surface interne du tubage 20 et pousse tout le ciment restant hors du tubage 20. Lorsque le fluide de cimentation amélioré 58 atteint la surface du sol 16, et que l'espace annulaire 26 est rempli par le fluide de cimentation 58, le pompage se termine et le ciment peut prendre.

Les instruments de surveillance 40 peuvent être utilisés pour déterminer un ou plusieurs paramètres au cours de la mise en place et/ou de la prise du ciment dans l'espace annulaire 26. Dans certains modes de réalisation, les électrodes génèrent des signaux électromagnétiques à une fréquence unique ou dans une gamme de fréquences, et détectent ensuite les signaux électromagnétiques qui sont réfléchis par des fluides et/ou d'autres matériaux dans la zone de l'instrument à électrode 40. Les propriétés diélectriques, magnétiques, et/ou dispersives d'un fluide de cimentation amélioré 58 et/ou d'autres fluides (par exemple, des boues de forage) encerclant ou à proximité des électrodes de l'instrument 40 peuvent affecter les signaux détectés. La présence et/ou la localisation du fluide de cimentation amélioré 58 et/ou la configuration de la partie du puits de forage 18 dans lequel il se trouve peuvent être déterminées en mesurant combien les signaux électromagnétiques transmis par les électrodes de l'instrument 40 sont affectés par le fluide de cimentation amélioré 58. Des signaux électromagnétiques passant à travers le fluide de cimentation amélioré 58 peuvent être affectés différemment (par exemple, être renforcés,

affaiblis, etc.) par ce fluide, par exemple, parce qu'il comprend des matériaux ayant une constante diélectrique supérieure à d'autres fluides qui n'ont pas de constante diélectrique élevée ou à la zone encerclant la formation souterraine 14. Dans quelques modes de réalisation, des émetteurs-récepteurs de l'instrument 40 peuvent mesurer combien les signaux électromagnétiques sont affectés par le fluide de cimentation amélioré 58 lorsque le fluide 58 a une constante diélectrique suffisamment élevée.

Dans certains modes de réalisation, l'utilisation d'un fluide de cimentation amélioré ayant une constante diélectrique élevée peut faciliter la détermination de la présence et/ou de la localisation du fluide de cimentation amélioré 58 et/ou la configuration de la partie du puits de forage 18 ou de l'espace annulaire 26 dans laquelle il se trouve à partir des signaux électromagnétiques mesurés par des émetteurs-récepteurs. Dans certains modes de réalisation, la mesure des signaux électromagnétiques transmis à travers un fluide de cimentation amélioré peut permettre une résolution ou une précision plus grande lors de la détermination de ces propriétés par rapport à un fluide de traitement traditionnel.

Les signaux détectés peuvent être communiqués à un ou à plusieurs instruments d'analyse des données ou à des systèmes informatiques (non représentés) soit à la surface 16 du site du puits, soit à un emplacement distant. Les signaux peuvent être analysés pour déterminer la localisation relative ou d'autres propriétés des fluides de cimentation améliorés et/ou d'autres fluides dans le puits de forage 18 et l'espace annulaire 26. Par exemple, dans certains modes de réalisation, les signaux détectés par les instruments 40 peuvent être utilisés si un fluide de cimentation amélioré 58 ou un fluide tampon amélioré (non représenté) pompé avant ou après qu'un fluide de cimentation ait atteint les emplacements dans le puits de forage 18 sur lesquels les instruments 40 sont situés et/ou si n'importe quel fluide de forage (non représenté) reste dans l'espace annulaire 26 à ces emplacements.

Même si le mode de réalisation de la présente divulgation décrit ci-dessus se rapporte à une opération courante de cimentation primaire, une personne ayant des compétences moyennes dans la technique avec l'avantage de cette divulgation reconnaîtra que les fluides de cimentation améliorés de la présente divulgation peuvent être utilisés d'une manière semblable dans d'autres types d'opérations de cimentation, comprenant mais ne se limitant pas aux opérations de cimentation primaire inverses, aux opérations de cimentation correctrices, aux opérations de cimentation sous pression, et autres.

Dans certains modes de réalisation, les agents d'amélioration du contraste de la présente divulgation peuvent faciliter la différenciation entre deux fluides qui ont des propriétés semblables. Par exemple, dans quelques modes de réalisation, une composition de ciment et un fluide tampon utilisés dans une opération de cimentation peuvent avoir des propriétés semblables et peuvent être ainsi difficiles à distinguer en utilisant les signaux RF

seuls. En ajoutant un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste de la présente divulgation à un élément parmi la composition du ciment et du fluide tampon voire aux deux, leurs propriétés peuvent être rendues plus différentes, les rendant plus faciles à distinguer en utilisant les signaux RF. Entre autres avantages, ceci peut aider les opérateurs à s'assurer que

5 le travail de cimentation primaire réalisé dans une formation souterraine en utilisant ces fluides a été accompli avec succès (par exemple, que la composition de ciment a complètement déplacé le fluide tampon afin qu'il ne reste plus de fluide tampon dans une partie difficile d'un espace annulaire dans la formation souterraine).

La figure 2 est un schéma qui représente un autre mode de réalisation d'un système de traitement 100 sur un site de puits selon la présente divulgation. En particulier, la figure 2

10 représente un puits 60 au cours d'une opération de traitement dans une partie d'une formation souterraine 102 présentant de l'intérêt encerclant un puits de forage 104. Le puits de forage 104 s'étend depuis la surface 106, et un fluide de traitement amélioré de la présente divulgation 108 qui comprend un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste est appliqué

15 à une partie de la formation souterraine 102 encerclant la partie horizontale du puits de forage. Un autre fluide 115 est pompé dans le puits de forage 104, entre autres raisons, pour déplacer le fluide amélioré 108 vers la partie horizontale du puits de forage. Bien que représenté en une verticale qui dévie pour aller à l'horizontale, le puits de forage 104 peut comprendre des géométries et des orientations de puits de forage horizontales, verticales,

20 inclinées, courbes, et d'autres types, et le traitement peut être appliqué à une zone souterraine encerclant n'importe quelle partie du puits de forage. Le puits de forage 104 peut comprendre un tubage 110 qui est cimenté ou fixé autrement à la paroi du puits de forage. Le puits de forage peut être non tubé ou comprendre des tronçons non tubés. Des perforations peuvent être faites dans le tubage 110 pour permettre aux fluides de traitement et/ou autres matériaux

25 de circuler dans la formation souterraine 102. Dans des puits tubés, des perforations peuvent être faites en utilisant des charges creuses, un perforateur, un hydro jet et/ou d'autres outils.

Un système mélangeur et de pompage 150 semblable au système mélangeur et de pompage 50 décrit par rapport à la figure 1 se trouve à la surface sur un site de puits où un puits 60 est situé, et peut être utilisé pour préparer un ou plusieurs fluides de traitement selon

30 la présente divulgation et les introduire dans le puits 60. Le puits est représenté avec un train de travail 112 descendant depuis la surface 106 à l'intérieur du puits de forage 104. Un système mélangeur et de pompage 150 est couplé au train de travail 112 pour pomper les fluides 108 et 115 dans le puits de forage 104. Le train de travail 112 peut comprendre un tubage enroulé, des conduites jointes, et/ou d'autres structures qui permettent au fluide de circuler à l'intérieur du puits de forage 104. Le train de travail 112 peut comprendre des

35 dispositifs de contrôle, des vannes de dérivation, des ports, et ou d'autres instruments ou

dispositifs de puits (non représentés) qui contrôlent une circulation du fluide à partir de l'intérieur du train de travail 112 dans la zone souterraine 102. Par exemple, le train de travail 112 peut comprendre des ports contigus à la paroi du puits de forage pour transférer le fluide de traitement amélioré 108 directement dans la formation souterraine 102, et/ou le train de travail 112 peut comprendre des ports qui sont espacés de la paroi du puits de forage pour transférer le fluide de traitement amélioré 108 dans un espace annulaire dans le puits de forage entre le train de travail 112 et la paroi du puits de forage.

La figure 2 représente également un puits d'observation 120 contenant des émetteurs-récepteurs 122. Le puits d'observation 120 peut contenir aussi peu qu'un ou autant que cent émetteurs-récepteurs 122. Dans des modes de réalisation particuliers, des émetteurs-récepteurs 122 peuvent être une fibre ou un câble sur la longueur de la totalité ou d'une partie du puits d'observation 120. Dans certains modes de réalisation, des puits multiples d'observation 120 peuvent être placés autour de la formation souterraine 102. Dans certains modes de réalisation, des puits d'observation 120 peuvent être placés à moins de 1000 mètres du puits de forage 104. Dans certains modes de réalisation, des puits d'observation 120 peuvent être placés entre 200 et 300 mètres l'un de l'autre. Bien que représenté à la verticale, le puits d'observation 120 peut comprendre des orientations et des géométries de puits de forage horizontales, verticales, inclinées, courbes, et d'autres types.

Les émetteurs-récepteurs 122 peuvent être utilisés pour émettre et recevoir des signaux électromagnétiques pour une utilisation dans la surveillance de la formation souterraine 102. Les émetteurs-récepteurs 122 peuvent être utilisés pour émettre et recevoir les signaux électromagnétiques pour une utilisation dans, par exemple, la détermination de la présence et/ou de la localisation du fluide de traitement amélioré 108 et/ou de la configuration de la partie du puits de forage 104 dans laquelle il se trouve. La mesure des signaux électromagnétiques transmis par les émetteurs-récepteurs 122 peut permettre de déterminer la présence et/ou la localisation du fluide de traitement amélioré 108. Dans certains modes de réalisation, les émetteurs-récepteurs 122 situés dans un puits d'observation du signal 120 peuvent à la fois émettre et recevoir des signaux électromagnétiques. Dans d'autres modes de réalisation, les émetteurs-récepteurs 122 dans un premier puits d'observation peuvent émettre des signaux électromagnétiques et des émetteurs-récepteurs 122 dans un second puits d'observation peuvent recevoir les signaux électromagnétiques émis.

Les émetteurs-récepteurs 122 peuvent émettre et recevoir des signaux électromagnétiques avec des fréquences dans une gamme de 0,01 MHz jusqu'à 10 GHz. Les fréquences des signaux électromagnétiques émis par les émetteurs-récepteurs 122 peuvent affecter sur une certaine distance les signaux pouvant être utilisés pour les mesures dans la

formation souterraine 102. Des signaux électromagnétiques ayant une fréquence plus faible peuvent permettre de mesurer des signaux plus lointains dans la formation souterraine 102 que les signaux électromagnétiques ayant une fréquence plus élevée. Par exemple, des signaux électromagnétiques émis avec une fréquence de 0,01 MHz peuvent permettre des
5 mesures jusqu'à 200 mètres dans la formation souterraine 102, alors que des signaux électromagnétiques signaux avec une fréquence de 10 GHz peuvent permettre des mesures sur quelques pieds seulement.

La présence et/ou la localisation du fluide de traitement amélioré 108 et/ou la configuration de la partie du puits de forage 104 dans laquelle il se trouve peuvent être
10 déterminées en mesurant combien les signaux électromagnétiques émis par les émetteurs-récepteurs 122 sont affectés par le fluide de traitement amélioré 108. Des signaux électromagnétiques passant à travers le fluide de traitement amélioré 108 peuvent être affectés différemment (par exemple, être renforcés, affaiblis, etc.) par ce fluide, par exemple, parce qu'il comprend des matériaux ayant une constante diélectrique plus élevée que d'autres
15 fluides qui n'ont pas de constante diélectrique élevée ou par la formation souterraine 102. Dans quelques modes de réalisation, les émetteurs-récepteurs 122 peuvent mesurer combien les signaux électromagnétiques émis par les émetteurs-récepteurs 122 sont affectés par le fluide de traitement amélioré 108 lorsque le fluide de traitement amélioré 108 a une constante diélectrique suffisamment élevée. Dans des modes de réalisation particuliers, les émetteurs-
20 récepteurs 122 peuvent mesurer combien les signaux électromagnétiques émis par les émetteurs-récepteurs 122 sont affectés par le fluide de traitement amélioré 108 lorsque le fluide de traitement amélioré 108 a une constante diélectrique supérieure ou égale à 150.

L'utilisation d'un fluide de traitement amélioré ayant une constante diélectrique élevée peut faciliter la détermination de la présence et/ou de la localisation du fluide de
25 traitement amélioré et/ou de la configuration de la partie du puits de forage 104 dans laquelle il se trouve à partir des signaux électromagnétiques mesurés par des émetteurs-récepteurs. Dans certains modes de réalisation, la mesure des signaux électromagnétiques transmis à travers un fluide de traitement amélioré peut permettre une résolution ou une précision plus élevée lors de la détermination de ces propriétés en comparant par rapport à un fluide de
30 traitement traditionnel.

Dans certains modes de réalisation, les agents d'amélioration du contraste de la présente divulgation peuvent être utilisés conjointement avec des capteurs ou d'autres matériaux placés dans le fluide de traitement qui sont utilisés pour surveiller sa localisation et/ou pour fournir d'autres données sur la formation souterraine. Par exemple, les fluides de
35 traitement de la présente divulgation peuvent éventuellement comprendre une pluralité de capteurs à système micro-électro-mécaniques (MEMS), de capteurs RFID, ou d'autres

capteurs appropriés qui peuvent transmettre des données et/ou des signaux à un récepteur sur un site de puits.

Dans certains modes de réalisation, des capteurs MEMS utilisés dans les procédés, systèmes, et compositions de la présente divulgation peuvent comprendre un dispositif semi-conducteur avec des caractéristiques mécaniques à l'échelle du micromètre. De tels MEMS peuvent réunir l'intégration d'éléments mécaniques, de capteurs, d'actionneurs, et d'électronique sur un substrat commun tel que du silicium. Dans certains modes de réalisation, des capteurs MEMS peuvent comprendre des éléments mécaniques qui sont déplaçables par un apport d'énergie (énergie électrique ou autre type d'énergie). Dans certains modes de réalisation, un capteur MEMS peut être conçu pour émettre un signal détectable sur la base d'un certain nombre de phénomènes physiques comprenant une stimulation ou des effets thermiques, biologiques, optiques, chimiques, et magnétiques. Dans certains modes de réalisation, les capteurs MEMS comportent un matériau actif connecté à (par exemple, monté à l'intérieur ou monté sur la surface d'une enceinte, le matériau actif étant susceptible de répondre à un paramètre du puits de forage, et le matériau actif étant connecté de manière fonctionnelle à (par exemple, en contact physique avec, en encerclant, ou en recouvrant) un élément MEMS capacitif. Dans certains modes de réalisation, les capteurs MEMS peuvent être couplés avec des dispositifs d'identification par radio fréquence (RFID) et peuvent ainsi détecter et transmettre des paramètres et/ou des données sur les caractéristiques du ciment du puits pour surveiller le ciment au cours de sa durée de service. Dans certains modes de réalisation, de tels capteurs peuvent éventuellement être recouverts d'un matériau protecteur tel qu'un matériau élastomère. Un instrument d'interrogation des données comprenant au moins un émetteur-récepteur et un composant mémoire peut également être placé de manière temporaire ou permanente dans ou à proximité de la formation souterraine et/ou du puits de forage où les capteurs MEMS sont utilisés. L'instrument d'interrogation des données peut être utilisé pour émettre des signaux vers et/ou recevoir des signaux en provenance des capteurs MEMS, des données de stockage depuis ces signaux, et/ou transmettre des données et/ou d'autres informations vers d'autres dispositifs ou des systèmes informatiques utilisés pour stocker, communiquer, et/ou traiter ces données.

La présente divulgation, dans quelques modes de réalisation, fournit des procédés afin d'utiliser les fluides de traitement pour réaliser une variété de traitements souterrains, comprenant mais n'étant pas limités aux opérations de cimentation, aux traitements de pré-balayage, traitements d'après balayage, traitements de stimulation (par exemple, aux traitements de fracturation hydraulique, aux traitements d'acidification, etc.), traitements de contrôle du sable (par exemple, filtre à gravier), traitements « frac-pack », traitements de nettoyage du puits de forage, traitements de reconditionnement, opérations de forage,

opérations de complétion, et d'autres opérations où un fluide de traitement peut être utile. Dans certains modes de réalisation, les fluides de traitement améliorés de la présente divulgation peuvent être utilisés pour traiter une partie de la formation souterraine, par exemple, dans les traitements d'acidification tels que l'acidification matricielle ou l'acidification de fracturation. Dans certains modes de réalisation, un fluide de traitement peut être introduit dans une formation souterraine. Dans quelques modes de réalisation, le fluide de traitement peut être introduit dans un puits de forage qui pénètre dans une formation souterraine. Dans quelques modes de réalisation, le fluide de traitement peut être introduit à une pression suffisante pour créer ou élargir une ou plusieurs fractures à l'intérieur de la formation souterraine (par exemple, la fracturation hydraulique).

Un mode de réalisation de la présente divulgation est un procédé comprenant : la fourniture d'un fluide de traitement amélioré qui comprend au moins un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste; et l'introduction du fluide de traitement amélioré dans au moins une partie d'un puits de forage qui pénètre dans une partie d'une formation souterraine au cours d'une opération de cimentation dans le puits de forage. Éventuellement, le fluide de traitement amélioré est un fluide de cimentation amélioré qui comprend en outre un matériau cimentaire, qui peut permettre une prise au moins partielle dans le puits de forage.

Un autre mode de réalisation de la présente divulgation est un procédé comprenant : la fourniture d'un fluide de traitement amélioré qui comprend au moins un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste choisis dans le groupe constitué par : un matériau magnétique; un matériau dispersif; et n'importe quelle combinaison de ceux-ci; et l'introduction du fluide de traitement amélioré dans au moins une partie d'un puits de forage qui pénètre dans une partie d'une formation souterraine.

Un autre mode de réalisation de la présente divulgation est un procédé comprenant : la fourniture d'un fluide de traitement amélioré qui comprend au moins un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste; l'introduction du fluide de traitement amélioré dans au moins une partie d'un puits de forage qui pénètre dans une partie d'une formation souterraine; et la réception d'un signal électromagnétique qui est émis par au moins un composant du fluide de traitement amélioré dans le puits de forage.

Par conséquent, la présente divulgation est parfaitement adaptée pour atteindre les objectifs et les gains mentionnés aussi bien que ceux qui y sont inhérents. Les modes de réalisation particuliers divulgués ci-dessus sont uniquement donnés à titre d'illustration, puisque la présente divulgation peut être modifiée et s'exercer de façons différentes mais équivalentes qui sont évidentes pour ceux qui ont des compétences moyennes dans la technique et qui ont l'avantage des enseignements qui y sont inclus. Alors que de nombreux

changements peuvent être faits par ceux qui ont des compétences moyennes dans la technique, de tels changements s'inscrivent dans l'esprit du sujet défini dans les revendications jointes. En outre, il n'y a aucune restriction concernant les détails de construction ou de conceptions représentées ici, autres que celles décrites dans les
5 revendications ci-dessous. Il est par conséquent évident que les modes de réalisation particuliers données à titre d'illustration divulgués ci-dessus peuvent être transformés ou modifiés et toutes ces variantes sont à prendre en considération dans la portée et dans l'esprit de la présente divulgation. En particulier, chaque gamme de valeurs (par exemple, « depuis environ a jusqu'à environ b, » ou, de manière équivalente « depuis approximativement a
10 jusqu'à b » ou, de manière équivalente « depuis approximativement a-b ») divulguée ici est à comprendre comme faisant référence à l'ensemble des parties d'un ensemble (l'ensemble de tous les sous-ensembles) de la gamme des valeurs correspondante. Les termes dans les revendications ont leur signification évidente, ordinaire, sauf indication contraire et clairement définie par le titulaire du brevet.

- Revendications :
1. Procédé de détection et de surveillance de fluides de traitement dans une formation souterraine (14 ; 102), comprenant :
 - la fourniture d'un fluide de traitement amélioré (108) qui comprend un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste, le fluide de cimentation amélioré (58) comprenant un ou plusieurs capteurs à système micro-électro-mécanique (MEMS) ;
 - l'introduction du fluide de traitement amélioré (108) dans au moins une partie d'un puits de forage (18; 104) qui pénètre dans une partie d'une formation souterraine (14) au cours d'une opération de cimentation dans le puits de forage (18; 104) ; et
 - la réception d'un signal électromagnétique qui est émis par un ou plusieurs capteurs MEMS dans le fluide de cimentation amélioré (58).
- 10 la réception d'un signal électromagnétique qui est émis par un ou plusieurs capteurs MEMS dans le fluide de cimentation amélioré (58).
2. Procédé selon la revendication 1, dans lequel le fluide de traitement amélioré (108) est un fluide de cimentation amélioré (58) qui comprend en outre un matériau cimentaire.
 3. Procédé selon la revendication 2, consistant en outre à laisser le fluide de cimentation amélioré (58) prendre au moins partiellement dans le puits de forage (18; 104).
 4. Procédé selon la revendication 1, dans lequel le signal électromagnétique est reçu par au moins un émetteur-récepteur (122) situé dans le puits de forage (18; 104).
 5. Procédé selon la revendication 1, dans lequel le signal électromagnétique est reçu par au moins un émetteur-récepteur (122) situé dans un puits de forage d'observation (120) distinct et décalé par rapport au puits de forage (18; 104) qui pénètre dans une partie de la formation souterraine (14).
 6. Procédé selon la revendication 1, comprenant en outre l'utilisation d'un ou de plusieurs capteurs MEMS pour la réception d'un signal électromagnétique.
 7. Procédé selon la revendication 6, dans lequel le signal électromagnétique est émis par au moins un émetteur-récepteur (122) situé dans le puits de forage (18; 104).
 8. Procédé selon la revendication 1, comprenant en outre :
 - l'émission d'un premier signal électromagnétique dans la partie du puits de forage (18; 60; 104) ; et
 - la réception d'un second signal électromagnétique en provenance de la partie du puits de forage (18; 60 ; 104) qui est affecté au moins en partie par un seul ou plusieurs agents d'amélioration du contraste dans le fluide de cimentation amélioré (58).
 9. Procédé selon la revendication 8, dans lequel le premier signal électromagnétique est émis par au moins une électrode située dans le puits de forage (18; 60 ; 104).

10. Procédé selon la revendication 8, dans lequel le second signal électromagnétique est reçu par au moins un émetteur-récepteur (122) situé dans le puits de forage (18; 60; 104).
11. Procédé selon la revendication 8, dans lequel le premier signal électromagnétique est émis par au moins un émetteur-récepteur (122) situé dans un puits de forage (18; 104)
- 5 d'observation (120) distinct et décalé par rapport au puits de forage (18; 60; 104) qui pénètre dans une partie de la formation souterraine (14; 102).
12. Procédé selon la revendication 8, dans lequel le second signal électromagnétique est reçu par au moins un émetteur-récepteur (122) situé dans un puits de forage d'observation (120) distinct et décalé par rapport au puits de forage (18; 60; 104) qui pénètre dans une partie de la formation souterraine (14; 102).
- 10 13. Procédé selon la revendication 1, dans lequel un seul ou plusieurs agents d'amélioration du contraste sont choisis à partir du groupe constitué par : un matériau diélectrique ; un matériau magnétique ; et n'importe quelle combinaison de ceux-ci.
- 15 14. Procédé de détection et de surveillance de fluides de traitement dans une formation souterraine (14 ; 102), comprenant :
- la fourniture d'un fluide de traitement amélioré (108) qui comprend au moins un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste choisis dans le groupe constitué par : un matériau magnétique; un matériau dispersif; et n'importe quelle combinaison de ceux-ci ;
- 20 l'introduction du fluide de traitement amélioré (108) dans au moins une partie d'un puits de forage (18 ; 60 ; 104) qui pénètre dans une partie d'une formation souterraine (14 ; 102) ;
- l'émission d'un premier signal électromagnétique dans la partie du puits de forage (18; 60 ; 104) ; et
- 25 la réception d'un second signal électromagnétique en provenance de la partie du puits de forage (18; 60 ; 104) qui est affectée au moins en partie par un seul ou plusieurs agents d'amélioration du contraste dans le fluide de traitement amélioré (108).
15. Procédé selon la revendication 14, dans lequel le fluide de traitement amélioré (108) est un fluide de forage, un fluide de gravillonnage des crépines, un fluide tampon, un fluide de pré-lavage par balayage, un fluide d'après lavage par balayage, un fluide d'acidification, un bouchon de fluide, ou un fluide d'étanchéité.
- 30 16. Procédé de détection et de surveillance de fluides de traitement dans une formation souterraine (14 ; 102), comprenant :

la fourniture d'un fluide de traitement amélioré (108) qui comprend au moins un fluide de base et un ou plusieurs agents d'amélioration du contraste ;

l'introduction du fluide de traitement amélioré (108) dans au moins une partie d'un puits de forage (18; 60 ; 104) qui pénètre dans une partie d'une formation souterraine (14 ; 102) ; et

la réception d'un signal électromagnétique qui est émis par au moins un composant du fluide de traitement amélioré (108) dans le puits de forage (18; 60 ; 104). le signal électromagnétique étant émis ou reçu par un ou plusieurs capteurs à système micro-électro-mécanique (MEMS) dans le fluide de traitement amélioré (108).

10

5

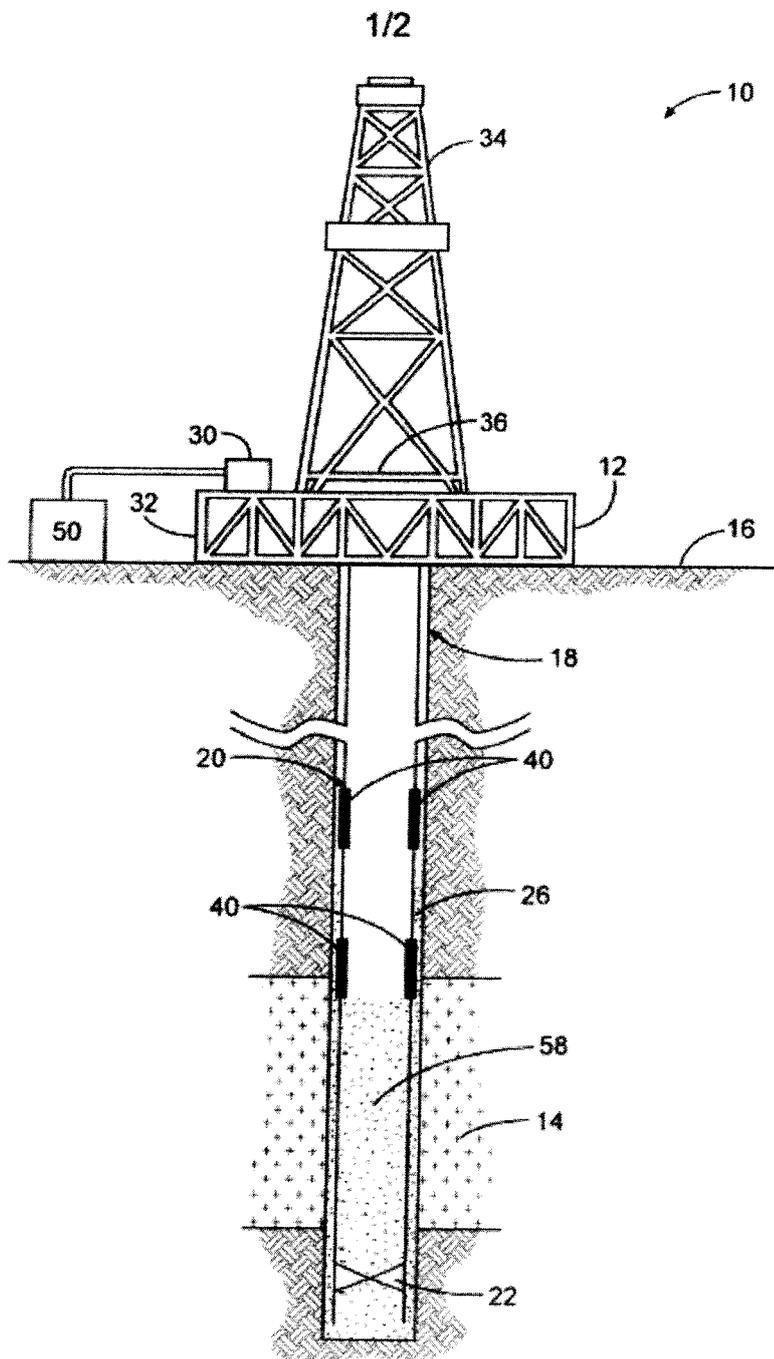


Fig. 1

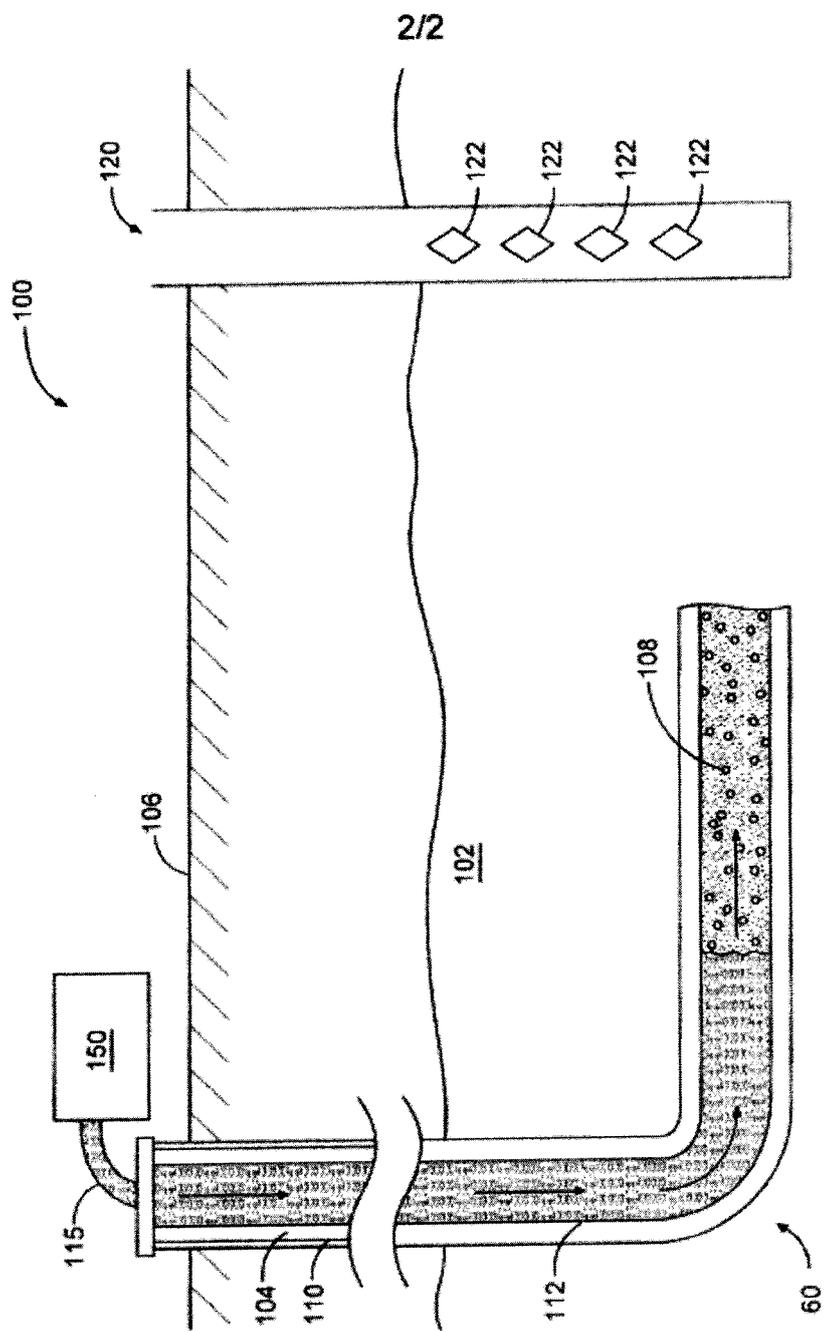


Fig. 2

RAPPORT DE RECHERCHE

articles L.612-14, L.612-53 à 69 du code de la propriété intellectuelle

OBJET DU RAPPORT DE RECHERCHE

L'I.N.P.I. annexe à chaque brevet un "RAPPORT DE RECHERCHE" citant les éléments de l'état de la technique qui peuvent être pris en considération pour apprécier la brevetabilité de l'invention, au sens des articles L. 611-11 (nouveau) et L. 611-14 (activité inventive) du code de la propriété intellectuelle. Ce rapport porte sur les revendications du brevet qui définissent l'objet de l'invention et délimitent l'étendue de la protection.

Après délivrance, l'I.N.P.I. peut, à la requête de toute personne intéressée, formuler un "AVIS DOCUMENTAIRE" sur la base des documents cités dans ce rapport de recherche et de tout autre document que le requérant souhaite voir prendre en considération.

CONDITIONS D'ETABLISSEMENT DU PRESENT RAPPORT DE RECHERCHE

Le demandeur a présenté des observations en réponse au rapport de recherche préliminaire.

Le demandeur a maintenu les revendications.

Le demandeur a modifié les revendications.

Le demandeur a modifié la description pour en éliminer les éléments qui n'étaient plus en concordance avec les nouvelles revendications.

Les tiers ont présenté des observations après publication du rapport de recherche préliminaire.

Un rapport de recherche préliminaire complémentaire a été établi.

DOCUMENTS CITES DANS LE PRESENT RAPPORT DE RECHERCHE

La répartition des documents entre les rubriques 1, 2 et 3 tient compte, le cas échéant, des revendications déposées en dernier lieu et/ou des observations présentées.

Les documents énumérés à la rubrique 1 ci-après sont susceptibles d'être pris en considération pour apprécier la brevetabilité de l'invention.

Les documents énumérés à la rubrique 2 ci-après illustrent l'arrière-plan technologique général.

Les documents énumérés à la rubrique 3 ci-après ont été cités en cours de procédure, mais leur pertinence dépend de la validité des priorités revendiquées.

Aucun document n'a été cité en cours de procédure.

**1. ELEMENTS DE L'ETAT DE LA TECHNIQUE SUSCEPTIBLES D'ETRE PRIS EN
CONSIDERATION POUR APPRECIER LA BREVETABILITE DE L'INVENTION**

US 2014/367092 A1 (ROBERSON MARK W [US] ET
AL) 18 décembre 2014 (2014-12-18)

US 2014/213488 A1 (JAMISON DALE E [US] ET
AL) 31 juillet 2014 (2014-07-31)

WO 2013/123207 A2 (HALLIBURTON ENERGY SERV
INC [US]) 22 août 2013 (2013-08-22)

**2. ELEMENTS DE L'ETAT DE LA TECHNIQUE ILLUSTRANT L'ARRIERE-PLAN
TECHNOLOGIQUE GENERAL**

NEANT

**3. ELEMENTS DE L'ETAT DE LA TECHNIQUE DONT LA PERTINENCE DEPEND
DE LA VALIDITE DES PRIORITES**

NEANT