

(12) **Österreichische Patentanmeldung**

(21)	Anmeldenummer:	A 9440/2016	(51)	Int. Cl.:	C09K 8/035	(2006.01)
(86)	PCT-Anmeldenummer:	PCT/US16059318			C09K 8/512	(2006.01)
(22)	Anmeldetag:	28.10.2016			C09K 8/12	(2006.01)
(43)	Veröffentlicht am:	15.02.2019				

(30) Priorität:
30.10.2015 US 62/248,905 beansprucht.

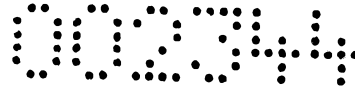
(71) Patentanmelder:
M-I L.L.C.
77072 Houston (US)

(72) Erfinder:
Panamarathupalayam Balakrishnan
77082 Houston (US)
Toomes Richard
77072 Houston (US)

(74) Vertreter:
Haffner und Keschmann Patentanwälte GmbH
1010 Wien (AT)

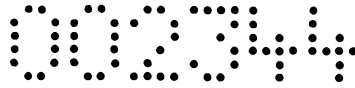
(54) **Synthetische Fluidverlustpille auf Polymerbasis**

(57) Die hier beschriebenen Zusammensetzungen können ein wässriges Fluid, ein vernetztes Polyvinylpyrrolidon (PVP) und ein Polymer auf Betainbasis beinhalten. Die hier beschriebenen Verfahren können Pumpen einer ausgewählten Menge einer Fluidverlustpille in eine Formation beinhalten, wobei die Fluidverlustpille ein vernetztes PVP und ein Polymer auf Betainbasis beinhaltet.



Zusammenfassung

Die hier beschriebenen Zusammensetzungen können ein wässriges Fluid, ein vernetztes Polyvinylpyrrolidon (PVP) und ein Polymer auf Betainbasis beinhalten. Die hier beschriebenen Verfahren können Pumpen einer ausgewählten Menge einer Fluidverlustpille in eine Formation beinhalten, wobei die Fluidverlustpille ein vernetztes PVP und ein Polymer auf Betainbasis beinhaltet.

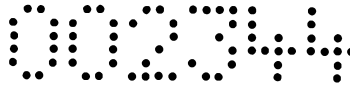


ALLGEMEINER STAND DER TECHNIK

Während des Bohrens einer Bohrung werden typischerweise verschiedene Fluide in dem Bohrloch für eine Vielzahl von Funktionen verwendet. Die Fluide können durch ein Bohrrrohr und einen Bohrmeißel in die Bohrung zirkuliert werden und können dann anschließend aufwärts durch die Bohrung zur Oberfläche strömen. Während dieser Zirkulation kann ein Bohrfluid dahingehend fungieren, dass Bohrklein von der Bohrlochsohle an die Oberfläche geschafft wird, dass Bohrklein und Beschwerungssubstanzen suspendiert werden, wenn die Zirkulation unterbrochen ist, dass der Druck unter der Oberfläche gesteuert wird, dass die Integrität der Bohrung aufrechterhalten wird, bis der Bohrlochabschnitt verrohrt und zementiert ist, dass die Fluide aus der Formation durch Bereitstellen eines ausreichenden hydrostatischen Drucks isoliert werden, dass das Eindringen von Formationsfluiden in die Bohrung verhindert wird, dass der Bohrstrang und der Bohrmeißel gekühlt und geschmiert werden und/oder dass die Eindringgeschwindigkeit maximiert wird.

Damit ein Bohrfluid diese Funktionen erfüllen und eine Fortsetzung des Bohrens ermöglichen kann, muss das Bohrfluid im Bohrloch verbleiben. Häufig werden unerwünschte Formationsbedingungen angetroffen, bei denen erhebliche Mengen oder in einigen Fällen das Bohrfluid an die Formation verloren gehen können bzw. kann. Bohrfluid kann das Bohrloch durch große oder kleine Risse oder Bruchstellen in der Formation oder durch eine hochporöse Gesteinsmatrix, die das Bohrloch umgibt, verlassen.

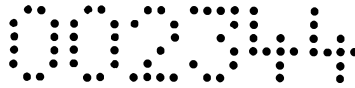
Eine verlorene Zirkulation ist ein wiederkehrendes Bohrproblem, das durch den Verlust von Bohrschlamm an Untertageformationen gekennzeichnet ist. Es können jedoch neben „Bohrfluid“ auch andere Fluide möglicherweise verloren gehen, einschließlich Komplettierungs-, Einbohr-, Förderfluid usw. Eine verlorene Zirkulation kann natürlich in Formationen auftreten, die Bruchstellen aufweisen, hoch durchlässig, porös, kavernös oder drüsenförmig sind. Diese Erdformationen können unter anderem Schiefer, Sand, Kies, Muschelbänke, Riffablagerungen, Kalkstein, Dolomit und Kreide beinhalten.



Die Bereitstellung einer wirksamen Fluidverlustkontrolle ohne Beschädigung der Formationsdurchlässigkeit bei Komplettierungsvorgängen war eine Hauptvoraussetzung für eine ideale Fluidverlustkontrollpille. Herkömmliche Fluidverlustkontrollpillen beinhalten öllösliche Harze, Calciumcarbonat und abgestufte Salzfluidverlustadditive, die mit unterschiedlichen Graden der Fluidverlustkontrolle verwendet wurden. Diese Pillen erreichen ihre Fluidverlustkontrolle durch das Vorhandensein lösungsmittelspezifischer Feststoffe, deren Funktionsweise auf der Bildung von Filterkuchen auf der Oberfläche der Formation beruht, um einen Fluss in und durch die Formation zu verhindern. Diese Additive können jedoch in Bereichen nahe dem Bohrloch nach ihrer Applikation schwere Schäden verursachen. Diese Schäden können das Förderniveau verringern, wenn der ursprüngliche Grad der Formationsdurchlässigkeit nicht wiederhergestellt wird. Ferner wird der Filterkuchen an einem geeigneten Punkt beim Komplettierungsvorgang entfernt, um den ursprünglichen Grad der Durchlässigkeit der Formation wiederherzustellen.

Die Verwendung solcher herkömmlicher Fluidverlustadditive kann zu langen Reinigungszeiten nach ihrer Verwendung führen. Eine Fluidzirkulation, die in einigen Fällen nicht erreicht werden kann, kann eine hohe Antriebskraft bereitstellen, die Diffusion zur Unterstützung des Auflösens der konzentrierten Ansammlung von Materialien ermöglicht. Abgestufte Salzpartikel können entfernt werden, indem ungesättigte Salzlösung zirkuliert wird, um die Partikel aufzulösen. Im Fall eines Kiesschüttungsvorgangs, wenn dies vor der Kiesschüttung auftritt, verursacht das zirkulierende Fluid häufig ein Ablösen der Formation in das Bohrloch und noch einen weiteren Verlust von Fluiden an die Formation.

Zusätzlich können unter HTHP-Bedingungen polymere Materialien, die zur Viskosifizierung von Bohrlochfluiden verwendet werden und eine Maßnahme zur Fluidverlustkontrolle bereitstellen, abgebaut werden, was Veränderungen in der Rheologie des Fluids verursacht und eine zusätzliche Belastung für die Bohrröhrchausrüstung darstellen kann. Die Exposition gegenüber HTHP-Bedingungen kann eine nachteilige Wirkung auf Viskosifizierungsmittel haben, was zu einem Viskositätsverlust des Fluids bei hohen Temperaturen führt. Spezialadditive für HTHP-Bedingungen enthalten oft polymere



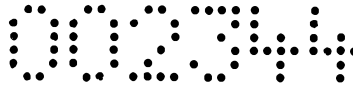
Materialien, die eine außergewöhnliche Beständigkeit gegenüber extremen Bedingungen aufweisen, jedoch spezielle Reinigungsfluide zu ihrer Entfernung erfordern können. Zum Beispiel werden viele Cellulosen und Cellulosederivate, die als Viskosifizierungsmittel und Fluidverlustkontrollmittel verwendet werden, bei Temperaturen um 200 °F (93,3 °C) und höher abgebaut. Andererseits wird Hydroxyethylcellulose (HEC) als ausreichend stabil angesehen, um in einer Umgebung von nicht mehr als etwa 225 °F (107,2 °C) verwendet zu werden. Aufgrund der hohen Temperatur, der hohen Scherung, der hohen Drücke und des niedrigen pH-Wertes, denen die Bohrlochfluide ausgesetzt sind, wird Xanthangummi ebenfalls als stabil in einer Umgebung von nicht mehr als etwa 290 (143,3 °C) bis 300 °F (148,8 °C). Die thermische Stabilität von Polymeren, wie Xanthangummi, kann jedoch auch zu einer verminderten Bohrlochproduktivität beitragen. Infolgedessen wurden teure und oft korrosive Brecher-Fluide entwickelt, um Filterkuchen und Rückstände, die von diesen Polymeren hinterlassen werden, zu brechen, aber abgesehen von den Kosten können die Brecher auch zu einer unvollständigen Entfernung führen und unter HTHP-Bedingungen gefährlich oder unwirksam sein.

KURZDARSTELLUNG

Diese Kurzdarstellung wird bereitgestellt, um eine Auswahl von Konzepten einzuführen, die weiter unten in der detaillierten Beschreibung näher beschrieben werden. Diese Kurzdarstellung ist nicht dazu gedacht, Schlüssel- oder wesentliche Merkmale des beanspruchten Gegenstands zu bezeichnen, noch soll sie dazu dienen, den Umfang des beanspruchten Gegenstands zu beschränken.

In einem Aspekt betreffen hier offenbarte Ausführungsformen eine Zusammensetzung, die ein wässriges Basisfluid, ein vernetztes Polyvinylpyrrolidon (PVP) und ein Polymer auf Betainbasis beinhaltet.

In einem weiteren Aspekt betreffen Ausführungsformen der vorliegenden Offenbarung ein Verfahren zum Reduzieren eines Fluidverlusts, wobei das Verfahren Pumpen einer ausgewählten Menge einer Fluidverlustpille in eine Formation beinhaltet, wobei die



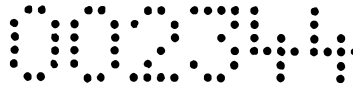
Fluidverlustpille ein wässriges Basisfluid, ein vernetztes Polyvinylpyrrolidon (PVP) und ein Polymer auf Betainbasis beinhaltet.

In einem weiteren Aspekt betreffen Ausführungsformen der vorliegenden Offenbarung ein Verfahren zum Bilden einer Fluidverlustpille, das Bilden einer Vormischung aus einem vernetzten Polyvinylpyrrolidon (PVP) und einem Glykol, Mischen einer gewünschten Menge einer ersten Salzlösung mit der Vormischung, Zusetzen einer zweiten Salzlösung und Zusetzen mindestens eines Polymers auf Betainbasis beinhaltet.

DETAILLIERTE BESCHREIBUNG

Im Allgemeinen betreffen hier offenbarte Ausführungsformen Fluidverlustpillen, Salzlösungviskositizierer, Fluidverlustadditive und andere Verfahren zum Bilden und Verwenden derselben. Genauer gesagt betreffen hier offenbarte Ausführungsformen Zusammensetzungen, wie etwa Fluidverlustpillen, die aus einem wässrigen Basisfluid, einem vernetzten Polyvinylpyrrolidon (PVP) und einem Polymer auf Betainbasis gebildet sind. Die Erfinder der vorliegenden Offenbarung haben gefunden, dass die Kombination von zwei Geliermaterialien, nämlich einem vernetzten PVP und einem Polymer auf Betainbasis, zu Fluidverlustpillen führen kann, die eine verbesserte thermische Stabilität sowie Viskosität und Gelfestigkeit zeigen.

Eine der Komponenten der Fluidverlustpille der vorliegenden Offenbarung ist ein Geliermaterial. Geliermaterialien, die zur Verwendung bei der Formulierung der Fluidverlustpille des beanspruchten Gegenstands geeignet sind, können aus der Gruppe von vernetzten PVP-Polymeren und Polymeren auf Betainbasis ausgewählt werden. Das vernetzte PVP-Polymer kann gemäß der vorliegenden Offenbarung einem wässrigen Basisfluid zugesetzt werden, um die rheologischen Eigenschaften des Fluids zu verändern oder beizubehalten, sodass Suspensionseigenschaften für Feststoffe (einschließlich Beschwerungsmaterial, Überbrückungsmittel oder Bohrklein) oder andere Komponenten in dem Fluid erhalten bleiben. In einigen Ausführungsformen können vernetzte PVP-Polymere PVP-Homopolymere, -Copolymere oder -Blockcopolymere beinhalten, die eine



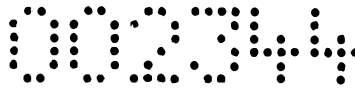
oder mehrere PVP-Domänen enthalten, die unter Verwendung verschiedener chemischer Reagenzien vernetzt wurden.

Vernetzte PVP-Polymere können eine Vernetzung über intramolekulare kovalente chemische Bindungen beinhalten, die im Gegensatz zu ionischen Bindungen nicht durch Salz- oder pH-Bedingungen beeinträchtigt werden. Das vernetzte PVP kann einen prozentualen Anteil an intermolekularer Vernetzung aufweisen, der in einigen Ausführungsformen von 0,25 % bis 10 % und in anderen Ausführungsformen von 0,5 % bis 5 % reicht.

In einer Ausführungsform kann das vernetzte PVP-Polymer in einer Konzentration verwendet werden, die von einer unteren Grenze, ausgewählt aus der Gruppe von 0,5 lb/bbl (1,4 kg/m³), 1 lb/bbl (2,8 kg/m³), 2,5 lb/bbl (7,1 kg/m³) und 3 lb/bbl (8,5 kg/m³), bis zu einer oberen Grenze, ausgewählt aus der Gruppe 5 lb/bbl (14,2 kg/m³), 10 lb/bbl (28,5 kg/m³), 12 lb/bbl (34,2 kg/m³) und 15 lb/bbl (42,7 kg/m³), reicht, wobei die Konzentration von einer beliebigen unteren Grenze bis zu einer beliebigen oberen Grenze reichen kann. Die verwendete Menge kann je nach der Art des Bohrlochfluids, der Verunreinigung und den Temperaturbedingungen variieren.

Gemäß den vorliegenden Ausführungsformen kann ein Gemisch aus mindestens zwei Geliermaterialien verwendet werden. In solchen Ausführungsformen kann das Gemisch ein vernetztes PVP-Polymer beinhalten, das in Verbindung mit einem Polymer auf Betainbasis, das nicht vernetzt ist, verwendet wird. Die Erfinder der vorliegenden Offenbarung haben gefunden, dass beide Arten von Polymeren miteinander wechselwirken können, wodurch Fluidverlustpillen verbesserte Viskosifizierungs- und Fluidverlustkontrolleigenschaften verliehen werden. Gemäß verschiedenen Ausführungsformen kann das Verhältnis zwischen dem vernetzten PVP und dem Polymer auf Betainbasis etwa 12 bis 10 PVP zu Betain betragen.

In einer oder mehreren Ausführungsformen ist das Polymer auf Betainbasis, das sich in der vorliegenden Offenbarung als nützlich erwiesen hat, ein Acrylatderivat von Betain, wie

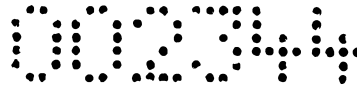


ein Copolymer von 2-(Methacryloxy)ethyl)dimethyl-(3-sulfopropyl)ammonium und Polyacrylamid. In einer weiteren Ausführungsform kann das Polymer auf Betainbasis einen Gehalt an dem 2-(Methacryloxy)ethyl)dimethyl-(3-sulfopropyl)ammonium im Bereich von etwa 8 % bis etwa 12 % aufweisen. In einer oder mehreren Ausführungsformen kann das Polymer auf Betainbasis in einem Bereich von etwa 5 bis 20 Pfund pro Barrel verwendet werden.

In verschiedenen Ausführungsformen kann das vernetzte PVP und/oder das Polymer auf Betainbasis in einem nicht-wässrigen Lösungsmittel, wie einem Glykol, vor einem Zusatz zu einem Basisfluid dispergiert werden, um die Hydratation und Dispersion der Polymere zu unterstützen. Die Menge an Glykol, die in jeder Pille anzuwenden ist, kann von der speziellen Formation abhängen, die verstopft werden soll, um den Fluidverlust wirksam zu kontrollieren. Lösungsmittel können hier Polyether sein, einschließlich, aber nicht beschränkt auf Dipropylenglykolmethylether, Dipropylenglykol, Tripropylenglykol, Diethylenglykolmonobutylether.

Wie oben erwähnt, kann die Fluidverlustpille ein wässriges Basisfluid beinhalten. Das wässrige Basisfluid der vorliegenden Offenbarung kann Wasser oder Salzlösung sein. Salzlösungen werden üblicherweise als Bohrlochfluide verwendet, da sie einen großen Dichtebereich aufweisen und im Wesentlichen frei von suspendierten Feststoffen sind. Außerdem werden oft Salzlösungen verwendet, um eine geeignete Dichte für die Verwendung bei Bohrarbeiten zu erreichen. Ein zusätzlicher Vorteil der Verwendung von Salzlösungen besteht darin, dass Salzlösungen bestimmte Arten von Untertageformationen in der Regel nicht beschädigen.

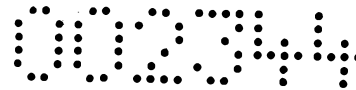
In jenen Ausführungsformen der Offenbarung, in denen das wässrige Basisfluid eine Salzlösung ist, ist die Salzlösung Wasser, das ein anorganisches Salz oder ein organisches Salz beinhaltet. Das Salz kann dazu dienen, eine gewünschte Dichte bereitzustellen (um den Formationsdruck auszugleichen) und kann auch die Wirkung des Fluids auf Wasserbasis auf hydratisierbare Tone und Schiefer, auf die während des Bohrens gestoßen wird, verringern. In verschiedenen Ausführungsformen kann die



Salzlösung Metallsalze enthalten, wie etwa, ohne darauf beschränkt zu sein, Übergangsmetallsalze, Alkalimetallsalze, Erdalkalimetallsalze und Gemische davon. In einer oder mehreren Ausführungsformen kann die Salzlösung aus der Gruppe von Halogenidsalzlösungen ausgewählt sein. Zum Beispiel kann die Salzlösung Zinkhalogenide, Calciumhalogenide und Gemische davon umfassen. In solchen Ausführungsformen kann die Salzlösung Zinkbromid oder Zinkchlorid in Kombination mit Calciumbromid oder Calciumchlorid beinhalten. Wie oben erwähnt, kann die Salzlösung auch ein organisches Salz wie etwa Natrium-, Kalium- oder Cäsiumformiat enthalten. Die Salzlösung kann die Salze in herkömmlichen Mengen enthalten, die im allgemeinen etwa 1 % bis etwa 80 % reichen, bezogen auf das Gesamtgewicht der Lösung, obwohl, wie der Fachmann versteht, Mengen außerhalb dieses Bereichs verwendet werden können.

In verschiedenen Ausführungsformen kann die Salzlösung Meerwasser, wässrige Lösungen, bei denen die Salzkonzentration geringer als die von Meerwasser ist, oder wässrige Lösungen beinhalten, bei denen die Salzkonzentration größer als die von Meerwasser ist. Salze, die in Meerwasser vorgefunden werden können, beinhalten, ohne darauf beschränkt zu sein, Natrium, Calcium, Aluminium, Magnesium, Kalium, Strontium und Lithium, Salze von Chloriden, Bromiden, Carbonaten, Iodiden, Chloraten, Bromaten, Formiaten, Nitraten, Oxiden, Phosphaten, Sulfaten, Silicaten und Fluoriden. Salze, die in eine Salzlösung eingebracht werden können, beinhalten ein beliebiges oder mehrere beliebige der in natürlichem Meerwasser vorhandenen oder beliebige andere organische oder anorganische gelöste Salze.

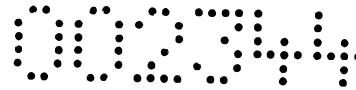
Obwohl Fluidverlustkontrollpille bei verschiedenen Salzlösungskonzentrationen funktioniert, kann eine Optimierung des Salzlösungstyps und der Konzentration die Leistungsfähigkeit des Fluids bestimmen. In einer Ausführungsform kann die Salzlösung von etwa 11,7 bis etwa 15,4 ppg CaBr_2 und von etwa 14,3 bis etwa 20,5 ppg ZnBr_2 reichen. Es ist auch vorgesehen, dass andere Kombinationen von Salzlösungen verwendet werden können.



Um die Probleme der Formationsschäden, die mit Standard-Bohrfluiden verbunden sind, zu überwinden, kann ein Spezialfluid mit einer begrenzten Menge an Feststoffen und häufig mit abbaubaren polymeren Additiven, das als Lagerstätten-Einbohrfluid (Reservoir Drill-in Fluid - RDF) bekannt ist, beim Bohren durch den Lagerstättenabschnitt einer Bohrung verwendet werden. Insbesondere können RDFs formuliert werden, um Schäden zu minimieren und die Förderleistung von freigelegten Zonen zu maximieren. In gewisser Hinsicht kann ein RDF einem Komplettierungsfluid ähneln. Zum Beispiel können Einbohrfluide Salzlösungen sein, die ausgewählte Feststoffe mit geeigneten Partikelgrößenbereichen (oft entfernbare Salze wie etwa Calciumcarbonat) und Fluidverlustadditive enthalten. Es ist auch vorgesehen, dass die Formulierungen der vorliegenden Offenbarung als Lagerstätten-Einbohrfluide verwendet werden können, die die Anforderungen der Lagerstätte mit Bohr- und Komplettierungsprozessen ausgleichen.

Das Basisfluid oder Bohrlochfluid, das das Basisfluid enthält, kann ferner andere Additive und Chemikalien enthalten, von denen Fachleute wissen, dass sie üblicherweise bei Ölfeldanwendungen verwendet werden. Eine Vielfalt von Verbindungen wird typischerweise den Basisfluiden zugesetzt, wie etwa Salzlösungen. Zum Beispiel kann eine Bohrlochfluid auf Salzlösungsbasis auch Überbrückungsfeststoffe, Viskosifizierer, Korrosionsinhibitoren, Schmiermittel, pH-Kontrolladditive, Tenside, Lösungsmittel, Benetzungsmittel, Beschwerungsmittel, pH-Kontrolladditive und Puffermittel neben anderen Additiven beinhalten.

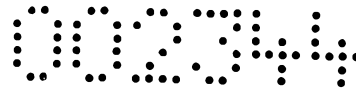
In einer oder mehreren Ausführungsformen können hier offenbarte Fluidverlustpillen darin aufgenommene Überbrückungsfeststoffe enthalten, um die Poren einer unterirdischen Formation zu überbrücken oder zu blockieren. Zum Beispiel können nützliche Überbrückungsfeststoffe feste, partikelförmige, säurelösliche Materialien sein, deren Partikel so bemessen sind, dass sie eine Teilchengrößenverteilung aufweisen, die ausreicht, um die Poren der durch die Fluidverlustpillenfluide kontaktierten Formationen abzudichten. Beispiele für Überbrückungsfeststoffe können Calciumcarbonat, Kalkstein, Marmor, Dolomit, Eisencarbonat, Eisenoxid und dergleichen beinhalten. Es können jedoch auch andere Feststoffe verwendet werden, ohne vom Umfang der vorliegenden



Offenbarung abzuweichen. In einigen Ausführungsformen von hier offenbarten Fluidverlustpillen können Überbrückungsfeststoffe ein spezifisches Gewicht von weniger als etwa 3,0 aufweisen und können ausreichend säurelöslich sein, so dass sie sich bei Freisetzung der organischen Säure leicht zersetzen.

In einer oder mehreren Ausführungsformen kann ein Aminstabilisator als pH-Puffer und/oder Wärmestabilitätsbereichserweiterer verwendet werden, um einen säurekatalysierten Abbau von in der Flüssigkeit vorhandenen Polymeren zu verhindern. Ein geeigneter Aminstabilisator kann Triethanolamin beinhalten. Ein Fachmann würde jedoch verstehen, dass andere Aminstabilisatoren, wie Methyldiethanolamin (MDEA), Dimethylethanolamin (DMEA), Diethanolamin (DEA), Monoethanolamin (MEA), cyclische organische Amine, sterisch gehinderte Amine, Fettsäureamide oder andere geeignete tertiäre, sekundäre und primäre Amine und Ammoniak in den Fluiden der vorliegenden Offenbarung verwendet werden könnten. Aminstabilisatoren können einem Bohrlochfluid gemäß der vorliegenden Offenbarung in einer Konzentration zugesetzt werden, die in einigen Ausführungsformen von 0,1 bis 10 Gew.-% des Bohrlochfluids und in anderen Ausführungsformen von 0,5 bis 5 Gew.-% des Bohrlochfluids reicht. Ferner ist auch vorgesehen, dass das Fluid auf einen gewünschten pH-Wert gepuffert werden kann, beispielsweise unter Verwendung von Magnesiumoxid. Die Verbindung dient dazu, den pH-Wert des Bohrfluids zu puffern und somit die alkalischen Bedingungen aufrechtzuerhalten, unter denen der Hydrolyse- oder Abbauprozess der Polymere verzögert ist.

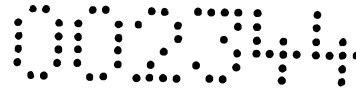
Gemäß den vorliegenden Ausführungsformen können Fluidverlustpillen formuliert werden, indem eine Vormischung aus einem vernetzten PVP und einem Glykol, wie etwa Ethylenglykol, gebildet wird. Eine gewünschte Menge einer ersten Salzlösung kann mit der Vormischung kombiniert werden, gefolgt vom Zusatz einer zweiten Salzlösung. Danach kann mindestens ein Polymer auf Betain-Basis dem Gemisch zugesetzt werden. Zum Beispiel kann in einer Ausführungsform eine Salzlösung von 11,7 bis 15,4 ppg CaBr_2 unter Verwendung eines vernetzten PVP in Gegenwart von Ethylenglykol viskosifiziert werden. Als nächstes kann eine zweite Salzlösung, wie eine Salzlösung von 19,2 ppg Zinkbromid



zugesetzt werden, um eine gewünschte Dichte zu erreichen. Danach kann ein Polymer auf Betain-Basis zugesetzt werden, um die gewünschte Viskosität zu erreichen. In verschiedenen Ausführungsformen können die Fluidverlustpillen eine hohe thermische Stabilität besitzen, die eine besondere Anwendung zur Verwendung in Umgebungen von bis zu 400 °F (148,8 °C) mit sich bringt. In einer weiteren Ausführungsform können die Fluidverlustpillen der vorliegenden Offenbarung mindestens 7 Tage lang thermisch stabil sein. Gemäß verschiedenen Ausführungsformen weist die Fluidverlustpille eine Dichte im Bereich von etwa 13,5 ppg bis etwa 16,5 ppg auf, wobei die untere Grenze ein beliebiges von 13,5 ppg, 15 ppg, 15,4 ppg sein kann, und die obere Grenze ein beliebiges von 16 ppg, 16,2 ppg und 16,5 ppg sein kann, wobei eine beliebige untere Grenze mit einer beliebigen oberen Grenze verwendet werden kann.

Eine Ausführungsform der vorliegenden Offenbarung schließt ein Verfahren zum Reduzieren von Fluidverlust in einer Bohrung ein. In einer solchen veranschaulichenden Ausführungsform schließt das Verfahren Pumpen einer ausgewählten Menge einer Fluidverlustpille in eine Formation ein, wobei die Fluidverlustpille ein wässriges Basisfluid, ein vernetztes Polyvinylpyrrolidon (PVP) und ein Polymer auf Betainbasis beinhaltet.

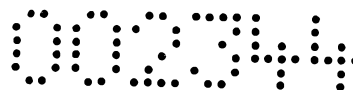
In verschiedenen Ausführungsformen kann die Fluidverlustpille in einen Arbeitsstrang injiziert werden, zum Boden des Bohrlochs und dann aus dem Arbeitsstrang und in den Ringraum zwischen dem Arbeitsstrang und dem Futterrohr oder der Bohrung fließen. Dieser Behandlungs-Batch wird typischerweise als „Pille“ bezeichnet. Die Pille kann durch Injektion anderer Komplettierungsfluide hinter der Pille in eine Position innerhalb der Bohrung gedrückt werden, die unmittelbar über einem Teil der Formation liegt, wo ein Fluidverlust vermutet wird. Die Fluidverlustpille kann selektiv in dem Bohrloch angeordnet werden, zum Beispiel durch Spotting der Pille durch eine Rohrwendel oder durch Bullheading. Eine Injektion von Fluiden in die Bohrung wird dann gestoppt und ein Fluidverlust bewegt dann die Pille in Richtung des Ortes des Fluidverlusts. Die Positionierung der Pille in einer solchen Weise wird oft als „Spotting“ der Pille bezeichnet. Die Fluidverlustpille kann dann mit der Salzlösung reagieren, um einen Pfropfen in der



Nähe der Oberfläche der Bohrung zu bilden, um einen Fluidstrom in die Formation zu reduzieren.

Nach Abschluss des Bohr- oder Komplettierungsprozesses können durch Bohr- und Behandlungsfluide abgelagerte Filterkuchen durch Applikation eines Brechfluids aufgebrochen werden, das die Bestandteile des durch Bohren und/oder eine Fluidverlustpille gebildeten Filterkuchens abbaut. Das Brechfluid kann während oder nach der Durchführung des mindestens einen Komplettierungsvorgangs in der Bohrung zirkuliert werden. In weiteren Ausführungsformen kann das Brechfluid entweder vor, während oder nach dem Beginn eines Komplettierungsvorgangs zirkuliert werden, um die Integrität von im Inneren von Verrohrungen oder Auskleidungen verbleibenden Bohrfluiden zu zerstören und diese zu beseitigen. Das Brechfluid kann zum Abbau und der Entfernung des an den Seitenwänden der Bohrung abgelagerten Filterkuchens beitragen, um negative Auswirkungen auf die Förderung zu minimieren. Nach der Reinigung des Bohrlochs kann das Bohrloch dann in die Förderung übergehen.

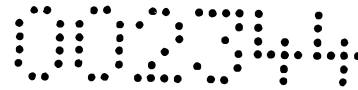
Die Brechfluide der vorliegenden Offenbarung können auch so formuliert sein, dass sie eine Säurequelle enthalten, um den pH-Wert des Brechfluids zu senken und den Abbau von Filterkuchen innerhalb der Bohrung zu unterstützen. Beispiele für Säurequellen, die als Brechfluidadditive verwendet werden können, beinhalten starke Mineralsäuren, wie Salzsäure oder Schwefelsäure, und organische Säuren, wie Zitronensäure, Salicylsäure, Milchsäure, Äpfelsäure, Essigsäure und Ameisensäure. Geeignete organische Säuren, die als Säurequellen verwendet werden können, beinhalten Zitronensäure, Salicylsäure, Glykolsäure, Äpfelsäure, Maleinsäure, Fumarsäure und Homo- oder Copolymere von Milchsäure und Glykolsäure sowie Verbindungen, die Hydroxy-, Phenoxy-, Carboxyl-, Hydroxycarbonsäure- oder Phenoxy-carbonsäure-Gruppierungen enthalten. In einer oder mehreren Ausführungsformen kann die Zirkulation einer Säurewaschung vor, während oder nach dem Beginn eines Komplettierungsvorgangs oder nach Abschluss der Komplettierungsvorgänge verwendet werden, um einen Teil des an den Bohrlochwänden verbleibenden Filterkuchens mindestens teilweise aufzulösen.



Weitere Ausführungsformen können Brechfluide verwenden, die hydrolysierbare Ester von organischen Säuren und/oder verschiedene Oxidationsmittel in Kombination mit oder anstelle einer Säurewaschung enthalten. Hydrolysierbare Ester, die hydrolysieren können, um eine organische (oder anorganische) Säure freizusetzen, können verwendet werden, einschließlich zum Beispiel hydrolysierbare Ester einer C₁- bis C₆-Carbonsäure und/oder eines C₂- bis C₃₀-Mono- oder -Polyalkohols, einschließlich Alkylorthoestern. Zusätzlich zu diesen hydrolysierbaren Carbonsäureestern könnten hydrolysierbare Phosphon- oder Sulfonsäureester eingesetzt werden, wie beispielsweise R¹H₂PO₃, R¹R²HPO₃, R¹R²R³PO₃, R¹HSO₃, R¹R²SO₃, R¹H₂PO₄, R¹R²HPO₄, R¹R²R³PO₄, R¹HSO₄ oder R¹R²SO₄, wobei R¹, R² und R³ C₂- bis C₃₀-Alkyl-, -Aryl-, -Arylalkyl- oder -Alkylarylgruppen sind. Ein Beispiel eines geeigneten hydrolysierbaren Carbonsäureesters ist von MI-SWACO (Houston, TX) unter dem Namen D-STRUCTOR erhältlich.

In einigen Fällen kann es auch wünschenswert sein, ein Oxidationsmittel in das Brechfluid aufzunehmen, um das Aufbrechen oder den Abbau von in einem Filterkuchen vorhandenen polymeren Additiven weiter zu unterstützen. Beispiele für solche Oxidationsmittel können einen beliebigen jener oxidierenden Brecher einschließen, von denen auf dem Fachgebiet bekannt ist, dass sie mit Polymeren, wie etwa Polysacchariden, reagieren, um die Viskosität von mit Polysaccharid verdickten Zusammensetzungen zu verringern oder Filterkuchen zu zerstören. Solche Verbindungen können Peroxide (einschließlich Peroxidaddukte), andere Verbindungen mit einer Peroxybindung, wie etwa Persulfate, Perborate, Percarbonate, Perphosphate und Persilicate und andere Oxidationsmittel, wie etwa Hypochlorite beinhalten. Ferner kann eine Verwendung eines Oxidationsmittels in einem Brechfluid zusätzlich zur Beeinflussung von Polymeradditiven auch eine Fragmentierung von gequollenen Tonen verursachen, wie etwa jenen, die Verkleben eines Meißels verursachen.

Es versteht sich, dass das Ausmaß der Verzögerung zwischen dem Zeitpunkt, zu dem ein Brechfluid gemäß der vorliegenden Offenbarung in ein Bohrloch eingeführt wird, und dem Zeitpunkt, zu dem die Fluide den gewünschten Effekt des Zerbrechens/Abbauens/Dispergierens des Filterkuchens hatten, von mehreren Variablen



abhängt. Ein Fachmann versteht, dass Faktoren wie die Untertagetemperatur, die Konzentration der Komponenten in dem Brechfluid, der pH-Wert, die Menge an verfügbarem Wasser, die Filterkuchenzusammensetzung usw. einen Einfluss haben können. Zum Beispiel können die Bohrlochtemperaturen abhängig von der Formationsgeologie und der Bohrlochemgebung von 100 °F (37,7 °C) bis über 400 °F (204,4 °C) beträchtlich variieren. Jedoch sollte ein Fachmann durch Versuchs- und Fehlertests im Labor ohne Weiteres in der Lage sein, die Bohrlochtemperatur und die Zeit der Wirksamkeit für eine gegebene Formulierung der hier offenbarten Brechfluide zu bestimmen und zu korrelieren. Mit solchen Informationen kann man den Zeitraum zum Sperren eines Bohrlochs bei einer bestimmten Bohrlochtemperatur und einer spezifischen Formulierung des Brechfluids im Voraus bestimmen.

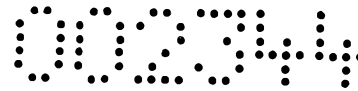
Die überlegene thermische Stabilität und Leistungsfähigkeit der Fluidverlustpillen dieser Offenbarung bei der Kontrolle des Fluidverlusts aus dem Bohrfluid wurden durch Durchführen der folgenden Tests bestimmt.

Rheologie-Test

Die Viskosität ist ein Maß, das die Fließeigenschaften von Bohrfluiden und ihr Verhalten unter dem Einfluss von Scherbeanspruchung beschreibt. Mit einem Fann 35 Viskosimeter, einem Fann 70 Viskosimeter, Grace Viskosimeter werden die rheologischen Parameter, nämlich plastische Viskosität (Plastic Viscosity - PV) und Fließgrenze (Yield Point - YP) bestimmt. Ein Fachmann versteht, dass die Viskositätsmessungen von der Temperatur der Gelzusammensetzung, der Art der Spindel und der Anzahl von Umdrehungen pro Minute abhängen. Im Allgemeinen ist eine Zunahme der plastischen Viskosität und der Fließgrenze proportional zu einer Zunahme der Dichte des Bohrfluids, wobei jedoch die Fließgrenze in einem geringeren Ausmaß zunimmt.

Test der plastischen Viskosität

Die plastische Viskosität (PV) ist eine Variable, die bei der Berechnung der Viskositätseigenschaften eines Bohrfluids, gemessen in der Einheit Centipoise (cP),



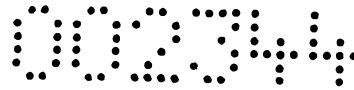
verwendet wird. Die PV ist die Steigung der Scherspannungs-Schergeschwindigkeits-Kurve oberhalb der Fließgrenze und wird von der Messung bei 600 U/min minus der Messung bei 300 U/min abgeleitet. Eine niedrige PV zeigt an, dass der Schlamm aufgrund der niedrigen Viskosität des Schlamms, der am Meißel austritt, schnell bohren kann. Eine hohe PV wird durch ein viskoses Basisfluid und durch übermäßig viele kolloidale Feststoffe verursacht. Um PV zu senken, kann eine Verringerung des Feststoffgehalts durch Verdünnung erreicht werden.

Test der Fließgrenze

Die Fließgrenze (YP) ist eine weitere Variable, die bei der Berechnung der Viskositätseigenschaften von Bohrfluiden verwendet wird, gemessen in Pfund pro 100 Quadratfuß ($\text{lb}/100 \text{ ft}^2$) ($0,05 \text{ kg/m}$). Die physikalische Bedeutung der Fließgrenze (YP) ist der Widerstand gegen den anfänglichen Fluss. YP wird verwendet, um die Fähigkeit von Schlamm zu beurteilen, Bohrklein aus dem Ringraum heraus zu führen. Das Bingham-Fluid ergibt sich auf einer Kurve der Schergeschwindigkeit (x-Achse) gegen die Schubspannung (y-Achse) graphisch als eine Gerade, wobei YP der Achsenabschnitt bei Schergeschwindigkeit Null ist (PV ist die Steigung der Geraden). YP wird aus Viskositätsmesser-Messwerten bei 300 U/min und 600 U/min durch Subtrahieren von PV von dem Messwert bei 300 U/min berechnet und wird als $\text{lb}/100 \text{ ft}^2$ angegeben. Eine höhere YP impliziert, dass eine Bohrfluid die Fähigkeit hat, Bohrklein besser zu tragen als ein Fluid mit ähnlicher Dichte aber niedrigerer YP.

Gelfestigkeitstest

Die Gelfestigkeit (Thixotropie) ist die Scherspannung, die bei niedriger Schergeschwindigkeit gemessen wird, nachdem sich ein Schlamm für eine bestimmte Zeitspanne (10 Sekunden und 10 Minuten in der Standard-API-Vorschrift, obwohl auch Messungen nach 30 Minuten oder 16 Stunden durchgeführt werden können) ruhend gesetzt hat.



BEISPIELE

Die folgenden Beispiele werden vorgelegt, um die Herstellung und die Eigenschaften von Fluidverlustpillen zu veranschaulichen, und sollten nicht so ausgelegt werden, dass sie den Umfang der Offenbarung beschränken, sofern nicht ausdrücklich in den beigefügten Ansprüchen angegeben.

BEISPIEL 1

Eine Probenformulierung wurde wie nachstehend in Tabelle 1 gezeigt hergestellt, wobei ein vernetztes PVP, ein Polymer auf Betainbasis, Ethylenglykol, Calciumcarbonat bestimmter Größe, das als Überbrückungsmittel verwendet wurde, und ein Entschäumungsmittel verwendet wurden. Insbesondere wurde das vernetzte PVP einer CaBr_2 /Ethylenglykol/ECF-2122 enthaltenden Vormischung zugesetzt, und das Gemisch wurde 45 Minuten geschert. Danach wurde ZnBr_2 zugegeben und das Gemisch wurde 30 Minuten geschert. Als nächstes wurde das Polymer auf Betainbasis der Formulierung zugesetzt, gefolgt von einer 1,5-stündigen Scherung.

Die Fluidverlustpille wurde 7 Tage lang bei 265 °F (129,4 °C) wärmegealtert. Nach 7 Tagen zeigte die Fluidverlustpille die rheologischen Eigenschaften, wie sie nachfolgend in Tabelle 1 gezeigt sind. Die Rheologie der Fluidverlustpille wurde unter Verwendung eines Fann 35 Viskosimeters (Farm Instrument Company) getestet. Zusätzlich wurde die Fluidverlustpille über einen Filterkuchen gegeben, um ihre Kompatibilität mit einem Filterkuchen auf DIPRO-basis zu überprüfen. Zusätzlich wurde die Gelfestigkeit, bezeichnet als „Gel“, bei einem Intervall von 10 Sekunden und dann in einem Intervall von 10 Minuten mit einem auf 3 U/min eingestellten Fann 35 Viskosimeter gemessen.

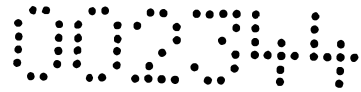
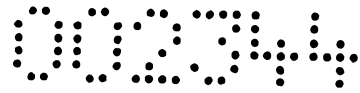


Tabelle 1.

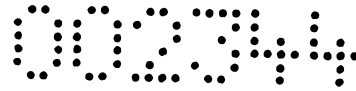
Fluidverlustpillenformulierung und ihre thermischen und rheologischen Eigenschaften.

Formulierung	SG	lb/bbl	bbl/bbl
Vernetztes PVP	1,10	12,0	
Polymer auf Betainbasis		10,0	
Ethylenglykol	1,12	19,5	
ECF-2122	1,00	0,35	
Calciumcarbonat bestimmter Größe	2,80		
Basissalzlösungstyp		ZnBr₂/CaBr₂	
Dichte der Basissalzlösung		16,20	
Wasser			
Trockenes CaBr ₂			
14,7 CaBr ₂			
14,6 CaBr ₂			
14,2 CaBr ₂		318,12	0,533
15,4 CaBr ₂			
Nanosalzlösung			
19,2 ZnBr ₂ /CaBr ₂		286,76	0,355
Basissalzlösung		604,95	0,889
Dichte des endgültigen Systems	ppg	15,40	
Thermisch	Einheiten	5. Mai	13. Mai
Dynamische Alterungszeit	h	anfäng- lich	
Statische Alterungszeit	h		7 Tage
Alterungstemperatur	F		

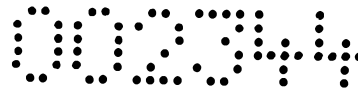


Typ (D oder S)	Dyn/stat		
Rheologie/Temperatur	F	120 F (frisches Fluid)	120 F (7 Tage bei 265 °F gealtert)
600	U/min	>330	125
300	U/min	265	93
200	U/min	209	79
100	U/min	137	61
6	U/min	21	22
3	U/min	14	17
Gel 10 s	lbs/100 ft ²	14	18
Gel 10 min	lbs/100 ft ²	25	20
PV	cP		32
YP	lbs/100 ft ²		61

Vorteilhafterweise stellen Ausführungsformen der vorliegenden Offenbarung Fluidverlustpillen und damit verbundene Verfahren bereit, die solche Fluide verwenden, die ein vernetztes PVP und ein Polymer auf Betainbasis beinhalten. Die Fluidverlustpille der vorliegenden Offenbarung kann vorteilhafterweise für mindestens 7 Tage bei Temperaturen bis zu 400 °F thermisch stabil sein, wohingegen eine Verwendung von herkömmlichen Fluidverlustpillen beginnen kann, einen Abbau bei niedrigeren Temperaturen zu erfahren. Zusätzlich weist die Verwendung von Fluidverlustpillen, die ein vernetztes PVP und ein Polymer auf Betainbasis enthalten, eine synergistische Wirkung auf die rheologischen Eigenschaften der Fluidverlustpille, wie eine überlegene Viskosität und überlegene Gelfestigkeitseigenschaften auf.

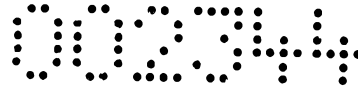


Obwohl nur einige Ausführungsbeispiele vorstehend im Detail beschrieben wurden, versteht der Fachmann ohne Weiteres, dass viele Modifikationen in den Ausführungsbeispielen möglich sind, ohne wesentlich von dieser Erfindung abzuweichen. Dementsprechend sollen alle derartigen Modifikationen in den Umfang dieser Offenbarung aufgenommen werden, wie in den folgenden Ansprüchen definiert. In den Ansprüchen sollen Mittel-plus-Funktionsklauseln die Strukturen als die definierte Funktion ausführend und nicht nur strukturelle Äquivalente, sondern auch äquivalente Strukturen abdecken. Folglich können, obwohl ein Nagel und eine Schraube keine strukturellen Äquivalente dahingehend sein können, dass ein Nagel eine zylindrische Fläche verwendet, um Holzteile aneinander zu befestigen, wohingegen eine Schraube eine schneckenförmige Fläche verwendet, um Holzteile aneinander zu befestigen, in dem Bereich des Befestigens von Holzteilen ein Nagel und eine Schraube äquivalente Strukturen sein. Es ist die ausdrückliche Absicht des Anmelders, sich nicht auf 35 U.S.C. § 112, Absatz 6, für jegliche Beschränkungen eines der vorliegenden Ansprüche zu berufen, außer für solche, in denen der Anspruch ausdrücklich die Worte „Mittel für“ zusammen mit einer zugehörigen Funktion verwendet.

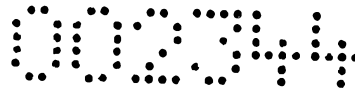


Patentansprüche

1. Zusammensetzung, umfassend:
ein wässriges Basisfluid;
ein vernetztes Polyvinylpyrrolidon (PVP); und
ein Polymer auf Betainbasis.
2. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei das wässrige Basisfluid eine Halogensalzlösung ist.
3. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei das wässrige Basisfluid eine Formiatsalzlösung ist.
4. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei das Polymer auf Betainbasis ein Copolymer von 2-(Methacryloxy)ethyl)dimethyl-(3-sulfopropyl)ammonium und Polyacrylamid ist.
5. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei das Polymer auf Betainbasis einen Gehalt an 2-(Methacryloxy)ethyl)dimethyl-(3-sulfopropyl)ammonium im Bereich von etwa 8 % bis etwa 12 % aufweist.
6. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei das vernetzte PVP in der Zusammensetzung in einer Konzentration vorliegt, die von etwa 0,5 lb/bbl ($1,4 \text{ kg/m}^3$) bis etwa 15 lb/bbl ($42,7 \text{ kg/m}^3$) reicht.
7. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei ein Verhältnis zwischen dem vernetzten PVP und dem Polymer auf Betainbasis 12 bis 10 beträgt.
8. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei das vernetzte PVP einen prozentualen Anteil an intermolekularer Vernetzung im Bereich von 0,25 % bis 10 % aufweist.



9. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei die Fluidverlustpille gegenüber Temperaturen bis zu 400 °F thermisch stabil ist.
10. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei die Fluidverlustpille mindestens 7 Tage lang thermisch stabil ist.
11. Zusammensetzung nach Anspruch 1, wobei die Fluidverlustpille eine Dichte von etwa 13,5 ppg bis etwa 16,5 ppg aufweist.
12. Verfahren zum Reduzieren eines Fluidverlusts, wobei das Verfahren Folgendes umfasst:
 - Pumpen einer ausgewählten Menge einer Fluidverlustpille in eine Formation, wobei die Fluidverlustpille Folgendes umfasst:
 - ein wässriges Basisfluid;
 - ein vernetztes Polyvinylpyrrolidon (PVP); und
 - ein Polymer auf Betainbasis.
13. Verfahren nach Anspruch 12, wobei das wässrige Basisfluid mindestens eine Salzlösung umfasst, die aus einer Gruppe von Halogenidsalzlösungen ausgewählt ist.
14. Verfahren nach Anspruch 12, wobei das wässrige Basisfluid mindestens eine Salzlösung umfasst, die aus einer Gruppe von Formiatsalzlösungen ausgewählt ist.
15. Verfahren nach Anspruch 12, wobei das Polymer auf Betainbasis ein Copolymer von 2-(Methacryloxy)ethyl)dimethyl-(3-sulfopropyl)ammonium und Polyacrylamid ist.
16. Verfahren nach Anspruch 12, wobei das Polymer auf Betainbasis einen Gehalt an 2-(Methacryloxy)ethyl)dimethyl-(3-sulfopropyl)ammonium im Bereich von etwa 8 % bis etwa 12 % aufweist.



17. Verfahren nach Anspruch 12, wobei das vernetzte PVP in der Fluidverlustpille in einer Konzentration vorliegt, die von etwa 0,5 lb/bbl ($1,4 \text{ kg/m}^3$) bis etwa 15 lb/bbl ($42,7 \text{ kg/m}^3$) reicht.
18. Verfahren nach Anspruch 12, wobei ein Verhältnis zwischen dem vernetzten PVP und dem Polymer auf Betainbasis 12 bis 10 beträgt.
19. Verfahren nach Anspruch 12, wobei das vernetzte PVP einen prozentualen Anteil an intermolekularer Vernetzung im Bereich von 0,25 % bis 10 % aufweist.
20. Verfahren nach Anspruch 12, wobei die Fluidverlustpille gegenüber Temperaturen bis zu 400 °F thermisch stabil ist.
21. Verfahren nach Anspruch 12, wobei die Fluidverlustpille mindestens 7 Tage lang thermisch stabil ist.
22. Verfahren nach Anspruch 12, wobei die Pille eine Dichte von etwa 13,5 ppg bis etwa 16,5 ppg aufweist.
23. Verfahren zum Bilden einer Fluidverlustpille, wobei das Verfahren Folgendes umfasst:
- Bilden einer Vormischung aus einem vernetzten Polyvinylpyrrolidon (PVP) und einem Glykol;
 - Mischen einer gewünschten Menge einer ersten Salzlösung mit der Vormischung;
 - Zusetzen einer zweiten Salzlösung; und
 - Zusetzen mindestens eines Polymers auf Betainbasis.