



(12) **EUROPÄISCHE PATENTANMELDUNG**

(43) Veröffentlichungstag:
28.04.2010 Patentblatt 2010/17

(51) Int Cl.:
E21B 43/16^(2006.01)

(21) Anmeldenummer: **09013223.4**

(22) Anmeldetag: **20.10.2009**

(84) Benannte Vertragsstaaten:
AT BE BG CH CY CZ DE DK EE ES FI FR GB GR HR HU IE IS IT LI LT LU LV MC MK MT NL NO PL PT RO SE SI SK SM TR
Benannte Erstreckungsstaaten:
AL BA RS

(30) Priorität: **21.10.2008 DE 102008052465**
21.08.2009 DE 102009038445
29.01.2009 DE 102009006572

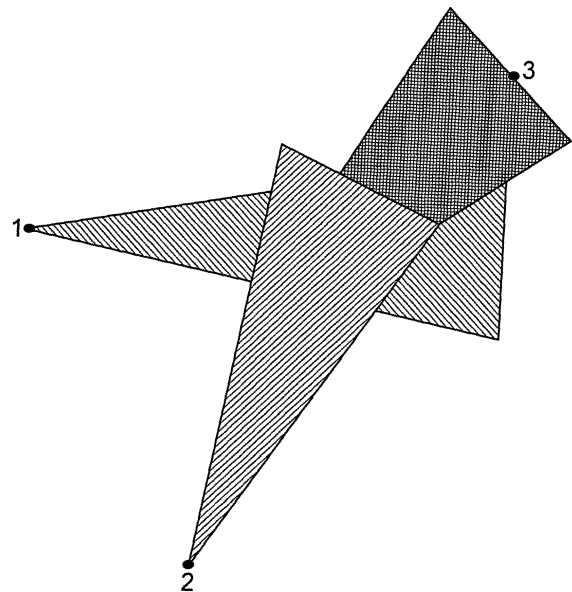
(71) Anmelder: **Linde Aktiengesellschaft**
80331 München (DE)

(72) Erfinder:
• **Heisel, Michael, Dr.**
82049 Pullach (DE)
• **Ernst, Werner, Prof. Dr.**
72072 Tübingen (DE)

(54) **Verfahren zur Erdölförderung**

(57) Die Erfindung beschreibt ein Verfahren zur Injektion eines Fluides in eine Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht mittels einer geeigneten Leitung, wobei die Leitung in die Gesteins- oder Erdschicht eingebracht wird, und das Fluid zum Zweck einer erhöhten Förderung von Erdöl aus der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht injiziert wird. Das Fluid wird über die beiden Leitungen 1 und 2 in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert. Beide Leitungen 1 und 2 sind ungefähr gleich weit von der Förderleitung 3 entfernt. Aus der Leitung 1 wird der Gasstrom G1 gepulst in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert. Aus der Leitung 2 wird der Gasstrom G2 ebenfalls gepulst in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht induziert. Dabei werden Puls-längen von ca. 20 min. verwendet. Der zeitliche Abstand zwischen zwei Pulsen einer Injektionsleitung beträgt ca. 1 Std. Die injizierten Gasmengen G1 und G2 sind dabei jeweils in der gleichen Größenordnung. Durch die Überlagerung der gerichteten und gepulsten Gasströme G1 und G2 bildet sich ein resultierender Gasstrom G3, der sich in Richtung der Förderleitung 3 bewegt. Somit wird durch die gerichteten und gepulsten Gasströme das Erdöl in Richtung der Förderleitung 3 getrieben. In dieser Ausgestaltung der Erfindung werden abwechselnd Stickstoff und Kohlendioxid injiziert, so dass die unterschiedlichen Eigenschaften beider Gase für die Erdölförderung genutzt werden können.

Fig. 1



Beschreibung

[0001] Die Erfindung betrifft ein Verfahren zur Injektion eines Fluides in eine Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht mittels einer geeigneten Leitung, wobei die Leitung in die Gesteins- oder Erdschicht eingebracht wird, und das Fluid zum Zweck einer erhöhten Förderung von Erdöl aus der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht injiziert wird.

[0002] Erdöl befindet sich typischerweise in Erdöllagerstätten nahe und unterhalb der Erdoberfläche. Aus diesen Lagerstätten wird das Erdöl je nach Tiefe der Lagerstätte im Tagebau, wie in den kanadischen Ölsandfeldern, meist jedoch im Tiefbau oder mittels Bohrinseln, die ein Fördern mitten im Meer ermöglichen, gewonnen. Hauptsächlich wird Erdöl im Tiefbau gewonnen. Zu diesem Zweck werden mittels Bohrungen Förderleitungen bis zur Tiefe der Erdöllagerstätte unter die Erdoberfläche eingebracht. Über diese Förderleitung wird das Erdöl aus der Erdöllagerstätte gewonnen.

[0003] Die Förderung erfolgt dabei im Wesentlichen in drei Phasen. In größerer Tiefe steht das Erdöl unter dem Druck der auflastenden Erdschichten und des gegebenenfalls assoziierten Erdölbegleitgases. In der ersten Phase lässt sich das Erdöl oft ohne weitere Maßnahmen durch den Eigendruck in der Lagerstätte fördern. Bei Nachlassen des Eigendrucks kann das Öl mit technischen Hilfsmitteln wie Tiefpumpen zutage gefördert werden.

[0004] Der Eigendruck der Erdöllagerstätte alleine reicht in der Regel nach einer Förderung von 10% bis 15% der in der Lagerstätte vorhandenen Menge nicht mehr aus, um das Erdöl an die Erdoberfläche zu transportieren. Dieser Phase der primären Erdölförderung schließt sich daher die Phase der Sekundärförderung an. In dieser zweiten Phase wird der Lagerstättendruck durch das Einpressen von Wasser, Dampf oder Gas über, mittels Bohrungen ins Erdreich eingebrachte, Leitungen erhöht. Nach dem Stand der Technik wird in dieser Phase in der Regel Wasser nachgepumpt, wodurch zwischen 30 % und 40 % des ursprünglich in der Lagerstätte vorhandenen Öls (Original Oil In Place oder OOIP) an die Erdoberfläche gefördert werden können. Das restliche, in der Lagerstätte verbleibende, zunehmend zähe und dichte Öl erschwert eine weitere konstante Förderung. Weiteres Öl kann hier nur über spezielle Verfahren zur tertiären Erdölförderung aus der Lagerstätte gefördert werden.

[0005] In dieser Phase der Erdölförderung werden nach dem Stand der Technik verschiedene Fluide unter Druck mit geeigneten Leitungen in die Nähe bzw. direkt in die Lagerstätte eingepresst. Bekannt sind hierbei u.a. Wärmeverfahren wie das Einpressen von Heißwasser oder Heißdampf oder das Einpressen von Gasen wie Stickstoff und Kohlenstoffdioxid. Kohlenstoffdioxid erhöht zum einen den Druck in der Lagerstätte, löst sich aber zum anderen auch unter geeigneten Bedingungen im Erdöl. Durch das im Erdöl gelöste Kohlendioxid wird

die Viskosität des Erdöls deutlich verringert und somit die Förderung verbessert.

[0006] Ein derartiges Verfahren zur tertiären Erdölförderung wird in der Patentveröffentlichung GB 2 379 685 beschrieben. Bei dem in GB 2 379 685 beschriebenen Stand der Technik wird parallel zur Förderleitung des Erdöls eine zweite Leitung zur Zuführung eines Fluides in die Erdöllagerstätte eingebracht. Über diese zweite Leitung wird ein Fluid bestehend aus Wasser, Dampf, Dampfschaum oder Schaum, Stickstoff und/oder Kohlendioxid in die Erdöllagerstätte eingepresst. Bevorzugt wird hierbei Wasser oder eine wässrige Lösung bzw. Schaum verwendet. Die Leitung zur Injektion des Fluides, besteht nach dem in GB 2 379 685 offenbarten Stand der Technik aus zwei verschiedenen Abschnitten. Beide Abschnitte sind durch Stopfen, in der Erdölindustrie üblicherweise "Packer" genannt, getrennt und können separat mit dem Fluid beaufschlagt werden. Über die beiden verschiedenen Abschnitte wird das Fluid in die verschiedenen Bereiche der Erdöllagerstätte derart eingepresst, dass die zugeführte Menge des Fluides zyklisch und asynchron variiert. Das Verfahren wird als besonders geeignet für Erdöllagerstätten beschrieben, die in geologischen Formationen vorkommen, welche Brüche oder Spalte aufweisen. Mit Hilfe des in GB 2 379 685 beschriebenen Verfahrens soll der Wasseranteil in dem, über die Förderleitung geförderten, Wasser-Erdöl-Gemisch unterhalb eines bestimmten Grenzwertes gehalten werden. Durch die zyklische Beaufschlagung und die in der Erdöllagerstätte vorhandenen Brüche und Spalten wird verhindert, dass eine zu große Wassermenge in die Förderleitung gelangt. Bei geeigneter Variation der Zuführraten funktionieren die Brüche und Spalten wie Drainagen, die das Wasser aus den umliegenden Schichten ableiten. Die Injektion des Fluides in die Erdöllagerstätte erfolgt dabei einfach über horizontale Löcher in der Zuführleitung, welche über den gesamten Umfang der Leitung verteilt sind. Das Fluid wird somit sphärisch gleichmäßig in alle Raumrichtungen verteilt aus der Zuführleitung gepresst.

[0007] Nachteilig an dem bisher am Stand der Technik beschriebenen Verfahren ist jedoch der hohe Verbrauch an Fluiden. Wird beispielsweise Gas bei einem Verfahren zur tertiären Erdölförderung eingesetzt, muss es in den meisten Fällen aufwändig zur Ölquelle transportiert werden. Ein extremes Beispiel bilden hier Plattformen zur Ölförderung im Meer. Soll bei derartigen Erdölfeldern Kohlendioxid zur tertiären Erdölförderung genutzt werden, muss dieses erst per Schiff oder per Pipeline zur Ölplattform gebracht werden. Bei einer alternativen Verwendung von Stickstoff zur tertiären Erdölförderung auf derartigen Plattformen müsste der Stickstoff vor Ort erzeugt werden, d.h. eine kleine Anlage zur Luftzerlegung installiert werden.

[0008] Der vorliegenden Erfindung liegt daher die Aufgabe zugrunde, eine Verfahren der Eingangs erwähnten Art derart auszugestalten, dass der Verbrauch an Fluid minimiert wird.

[0009] Die vorliegende Aufgabe wird dadurch gelöst, dass das Fluid diskontinuierlich in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert wird.

[0010] Gemäß der vorliegenden Erfindung wird das Fluid diskontinuierlich in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert. D.h., erfindungsgemäß wird das Fluid nicht über die gesamte Dauer des Verfahrens zur tertiären Erdölförderung injiziert, sondern diskontinuierlich nur in bestimmten Phasen oder Zyklen in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert.

[0011] Im Rahmen dieser Anmeldung wird unter einer diskontinuierlichen Injektion verstanden, dass das Fluid über einen bestimmten vorgegebenen Zeitraum injiziert wird und sich diesem Zeitraum eine Phase anschließt, in der kein Fluid injiziert wird, welche wiederum von einer Phase der Fluidinjektion gefolgt wird. Eine diskontinuierliche Injektion eines Gases erfolgt somit in mehreren regelmäßigen oder unregelmäßigen Pulsen bzw. Zeiträumen. D.h. bei einer diskontinuierlichen Injektion des Fluides im Sinne der Erfindung wird über einen bestimmten und vorgegebenen Zeitraum keinerlei Fluid injiziert. Dieser Zeitraum, in dem keinerlei Fluid injiziert wird, kann in seiner Dauer variieren, beträgt aber immer deutlich mehr als einige Sekunden.

[0012] Unter der Injektion oder dem Injizieren eines Fluides wird im Rahmen dieser Anmeldung das Einpressen oder Einbringen des Fluides in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht verstanden.

[0013] Durch das erfindungsgemäße diskontinuierliche Injizieren des Fluides kann auf mehrere Weise Fluid gespart werden.

[0014] Zum einen wird Fluid gespart, weil sich in der Zeit, in der kein Fluid injiziert wird, das bereits injizierte Fluid in der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht ausdehnt. Das sich ausdehnende Fluid bildet somit ein Fluidkissen, welches Öl in Richtung der Förderleitung treibt, wo es gefördert werden kann. Zum anderen steigt nach dem Injizieren des Fluides die Fließgeschwindigkeit des Fluides in der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht an. Das Erdöl löst sich vom Gestein oder von der Erde und wird mit deutlich weniger Druck weiter gefördert. In Vergleichsversuchen hat sich überraschenderweise gezeigt, dass bei einer diskontinuierlichen erfindungsgemäßen Injektion des Fluides das Erdöl deutlich weniger an der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht haften bleibt, als bei einer kontinuierlichen Injektion nach einem Verfahren nach dem Stand der Technik. Durch die Phasen der Nicht-Injektion gemäß dem erfindungsgemäßen Verfahren kann das Fluid überraschenderweise auch Öl aus der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht herauslösen, welches an Wasserhäutchen oder Mineralen mit großer Oberfläche in der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht haftet. Dieses Fluidgemisch, welches das derart herausgelöste Öl enthält, kann durch die nächste Injektion bewegt werden und gelangt so zu einer zweiten Leitung, die als Förderleitung dient.

[0015] Bevorzugt wird das Fluid gerichtet in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert. In dieser be-

vorzugten Ausgestaltung der Erfindung kann bei gleich bleibendem Fördereffekt eine deutlich höhere Einsparung an notwendigem Fluid erreicht werden. Durch die gerichtete Injektion des Fluides, d.h. gezielte Injektion des Fluides in Richtung der Förderleitung, wird die Menge des injizierten Fluides während der Injektionsphase zusätzlich minimiert. Durch das gerichtete Injizieren erfolgt der Fluideintrag nicht mehr in den kompletten Raumwinkel, sondern nur in einen Teilbereich. Dadurch wird die Menge des injizierten Fluides minimiert. Durch die Kombination der erfindungsgemäßen diskontinuierlichen Injektion mit einer gerichteten Injektion lässt sich in dieser Ausgestaltung der Erfindung somit eine Minimierung der injizierten Fluidmenge erreichen. Durch die erfindungsgemäße diskontinuierliche Injektion bildet sich ein Fluidkissen, welches bei gerichtetem Eintrag das Erdöl in Richtung zur Förderleitung treibt, wo es über Tage gefördert werden kann. Durch die Fluidinjektion bildet sich ein Fluidkissen. Dies wird bei der erfindungsgemäßen diskontinuierlichen Injektion durch folgende Injektionen in Bewegung gesetzt. Bei einer gerichteten Injektion in dieser Ausgestaltung der Erfindung, kann dieses Fluidkissen in der Richtung von der Leitung zu einer zweiten Leitung bewegt werden, wobei die zweite Leitung als Förderleitung dient.

[0016] Bevorzugt wird das Fluid im gasförmigen Zustand injiziert. Besonders bevorzugt besteht das Fluid aus Stickstoff, Kohlendioxid und/oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen, besonders bevorzugt Methan. Die Vorteile des erfindungsgemäßen Verfahrens kommen besonders bei der diskontinuierlichen Injektion von gasförmigen Fluiden zum Tragen. Gasförmige Fluiden wie Stickstoff oder Kohlendioxid sind zumeist nicht in der Nähe der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschichten in ausreichenden Mengen vorhanden. Daher müssen diese gasförmigen Fluiden zumeist über längere Strecken herantransportiert werden. Eine deutliche Verringerung der benötigten Fluidmengen, wie sie nach dem erfindungsgemäßen Verfahren eintritt, verbessert die Wirtschaftlichkeit eines Verfahrens zur Förderung von Erdöl aus einer Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht deutlich. Dabei wird das jeweils verwendete gasförmige Fluid zweckmäßigerweise nach den Beschaffenheiten und Gegebenheiten der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht ausgewählt. Gasförmige Kohlenwasserstoffe vermischen sich mit dem Erdöl in der Gesteins- oder Erdschicht, verringern dadurch die Kapillarkräfte, welche das Erdöl in der Gesteins- oder Erdschicht festhalten und erleichtern so den Transport zur Förderleitung. Ein ähnlicher Effekt tritt bei der Verwendung von gasförmigem Kohlendioxid auf. Gasförmiges Kohlendioxid vermischt sich mit dem Erdöl und verringert die Viskosität. So wird bei der Verwendung von gasförmigem Kohlendioxid ebenfalls ein leichter Transport des Erdöls in der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht erreicht.

[0017] Der wirtschaftlich billigere Stickstoff dagegen vermischt sich praktisch nicht mit dem Erdöl. Bei mehrfacher Injektion von gasförmigem Stickstoff bildet sich

eine Gasfront, in die die im Erdöl enthaltenen leichten Kohlenwasserstoffe aus der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht hinein diffundieren. Dadurch erhöht sich die Viskosität des verbleibenden Restöls, das folglich schwerer aus der Gesteins- oder Erdschicht herausgelöst wird. Dieser Nachteil lässt sich dadurch beheben, dass auf die Injektionsphase eine Ruhephase folgt, in der die verbliebenen Ölpartikel Zeit haben, sich mit dem Lagerwasser zu vermischen. Dieses Gemisch kann dann bei der nächsten Injektionsphase zur Förderleitung getrieben werden. Vorteilhaft für Stickstoff ist auch, dass er auf Metalle und die Gesteins- oder Erdschicht nicht aggressiv wirkt und wegen der geringeren Dichte im Vergleich zu Kohlendioxid besonders für weniger durchlässige Gesteins- oder Erdschichten geeignet ist. Stickstoff wird dabei bevorzugt mit überstatischem Druck injiziert. Stickstoff tritt in die Lagerstätte ein und verbreitet sich in der vorgesehenen Injektionsrichtung, solange der Gasdruck bestehen bleibt. Dabei kann das im Porengefüge befindliche Restöl desorbiert und zusammen mit dem Gas durch das Porengefüge bewegt werden. Wird die Injektion unterbrochen kann sich in der Phase der Nichtinjektion sich das Stickstoffgas auch seitlich ausdehnen und damit in Porenräume eindringen, in denen Öl noch an Wasserhäutchen oder an Mineralen mit großer innerer Oberfläche haftet oder Öltröpfchen in Kleinporen vorhanden sind. Das so gebildete Öl-Wasser-Gemisch kann durch die nächste Injektion in Richtung der Förderleitung bewegt werden.

[0018] Je nach Beschaffenheit der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht kann eine Kombination von einem oder mehreren der genannten gasförmigen Fluid zweckmäßig sein. Besonders vorteilhaft ist hierbei die Kombination von gasförmigem Kohlendioxid und gasförmigem Stickstoff. Durch die Kombination der beiden Fluide können auch die oben genannten Vorteile beider Fluide kombiniert werden.

[0019] In einer anderen Ausgestaltung der Erfindung werden gasförmige Fluide wie Kohlendioxid und flüssige Fluide wie Wasser kombiniert. In dieser Ausgestaltung der Erfindung werden Kohlendioxid und Wasser wechselseitig injiziert, das heißt auf die Injektion von Kohlendioxid, folgt eine Phase ohne Fluidinjektion, auf welche wiederum die Injektion von Wasser folgt. Dabei verursacht das injizierte Gas eine bessere Fließfähigkeit des Öls und das anschließend injizierte Wasser die Bildung von Ölbänken in den Grenzen der Gasströme, die sich mehr oder weniger mit geraden Begrenzungslinien bewegen.

[0020] Vorteilhafterweise wird das Fluid in Pulsen injiziert. In dieser Ausgestaltung der Erfindung wird das Fluid zweckmäßigerweise in regelmäßigen Pulsen vorgegebener Länge injiziert. Unter einem Puls wird dabei die Zeitspanne verstanden, von dem Beginn bis zum Stopp der Injektion des Fluides. Dabei werden zweckmäßigerweise mehrere Pulse vorgegebener Länge nacheinander injiziert. Zwischen den Pulsen erfolgt keine Fluidinjektion. Die Geschwindigkeit bzw. der Druck des

Fluides während eines Pulses sind dabei annähernd konstant. Als ebenso vorteilhaft hat sich die Injektion verschiedener Fluide bei aufeinander folgenden Pulsen erwiesen. Durch die Injektion verschiedener Fluide in aufeinander folgenden Pulsen können vorteilhafterweise die verschiedenen Wirkmechanismen und Vorteile der jeweiligen Fluide einfach miteinander kombiniert werden. So kann beispielsweise in einem ersten Puls gasförmiges Kohlendioxid injiziert und somit die Viskosität des Öls in der Erdölhaltigen Gesteins- oder Erdschicht herabgesetzt werden. Durch die Injektion von gasförmigem Stickstoff im darauf folgenden Puls kann das Erdöl mit nunmehr geringerer Viskosität in Richtung der Förderleitung getrieben werden.

[0021] Vorteilhafterweise ist der zeitliche Abstand zwischen zwei Injektionspulsen nicht kürzer als die Pulslänge, und beträgt bevorzugt das Einfache bis Zehnfache der Pulslänge. Durch die gepulste Injektion wird erreicht, dass sich das Fluidkissen durch Erhöhung des Drucks während des Injektionsvorgangs verkleinert und anschließend wieder vergrößert. Dieser Effekt wird mit kürzer werdenden Impulslängen kleiner. Messungen haben gezeigt, dass bei zu kurzen Pulsweiten sogar ein negativer Effekt eintreten kann. In diesen Fällen tritt das injizierte Fluid im Wesentlichen wieder durch die Leitung aus, durch die das Fluid injiziert wurde, ohne dass Öl in der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht in Richtung der Förderleitung vorangetrieben zu haben. Daher muss auf eine hinreichende Pulsdauer geachtet werden.

[0022] Der zeitliche Abstand zwischen zwei Injektionspulsen, d.h. die Zeit in der kein Fluid injiziert wird, muss ebenfalls hinreichend lang sein. Vorteilhafterweise ist daher der zeitliche Abstand zwischen zwei Injektionspulsen nicht kürzer als die Pulslänge. Messungen haben gezeigt, dass mitunter bei kürzeren Zeiten ein negativer Effekt eintritt, d.h. das Fluid wird durch den Puls nicht in Richtung zur Förderleitung gedrückt. Längere Zeiten sind dagegen möglich. Für einen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb wird bevorzugt ein zeitlicher Abstand zwischen zwei Injektionspulsen verwendet, der das Einfache bis Zehnfache der Pulslänge beträgt.

[0023] Besonders bevorzugt wird als minimale Pulslänge die Zeit gewählt, die das Gas benötigt, um die halbe Strecke zwischen der Leitung, durch die das Fluid injiziert wird, und der Förderleitung zurückzulegen. So wird in dieser Ausgestaltung der Erfindung sichergestellt, dass das Erdöl in Richtung der Förderleitung durch das injizierte Fluid vorangetrieben wird. Wenn keine Messungen zur Fluidgeschwindigkeit in der jeweiligen Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht vorliegen, wird eine Geschwindigkeit im Bereich von 0,5 m/min. bis 5 m/min. angenommen. Die Geschwindigkeit hängt dabei von der Porosität der jeweiligen Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht ab. Bei Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschichten mit hoher Porosität kann eine hohe Fluidgeschwindigkeit angenommen werden.

[0024] In einer Ausgestaltung der Erfindung wird das Fluid als gerichteter Druckstoß injiziert. In dieser Ausge-

staltung der Erfindung wird das Fluid als kurzzeitiger Druckstoß gerichtet in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert. Dieser Vorgang wird mehrfach wiederholt, wobei zwischen den Druckstößen kein Fluid injiziert wird.

[0025] In einer Ausgestaltung der Erfindung wird das Fluid aus mehr als einer Leitung gerichtet injiziert, wobei Pulslänge, Pulsabstand und/oder Start der Injektion bei mindestens einer Leitung verschieden von Pulslänge, Pulsabstand und/oder Start der Injektion von mindestens einer anderen Leitung ist/sind. Werden mehr als eine Leitung zur gerichteten und gepulsten Injektion von Fluidströmen in Richtung einer Förderleitung verwendet, ist es zweckmäßig, beide Fluidströme zeitlich versetzt zu injizieren. Sinnvollerweise wird dabei erwartet, dass der zuerst injizierte Fluidstrom auch tatsächlich in die Reichweite des zweiten Fluidstroms gekommen ist. Dadurch wird ein Verschieben des ersten Fluidstroms in Richtung der Förderleitung möglich. Bei zu früher oder zu später Injektion des zweiten Fluidstromes wird der kombinierte Fluidstrom an der Förderleitung vorbeigeleitet. Pulslänge, Pulsabstand und/oder Zeitpunkt der Injektionen müssen dabei so gewählt werden, dass das gesamte Fluid in Richtung der Förderleitung injiziert wird.

[0026] In einer anderen Ausgestaltung der Erfindung, bei der das Fluid aus zwei Leitungen injiziert wird, die beide gleich weit von der Förderleitung entfernt sind, ist es zweckmäßig die Pulse gleichzeitig und mit gleicher Pulslänge aber verschiedener Injektionsrichtung zu starten.

[0027] Zweckmäßigerweise werden die Mengen an injizierten Fluiden aus mindestens zwei Leitungen derart eingestellt, dass das injizierte Fluid aus einer ersten Leitung durch die Menge des injizierten Fluides aus mindestens einer zweiten Leitung die Richtung der Förderleitung abgelenkt wird. Die Menge an injiziertem Fluid aus der zweiten Leitung wird dabei so eingestellt, dass sie das injizierte Fluid aus der ersten Leitung in Richtung der Förderleitung umlenken kann. Die Menge des in der zweiten Leitung injizierten Fluides ist zweckmäßigerweise ähnlich der Größenordnung der Menge des injizierten Fluides aus der ersten Leitung. Bevorzugt liegt das Verhältnis der Mengen der injizierten Fluide zwischen 10:1 und 1:1. Ebenfalls wird zweckmäßigerweise die Richtung der induzierten Fluide aus mindestens zwei Leitungen derart eingestellt, dass der kombinierte Fluidstrom aus den Leitungen in Richtung der Förderleitung gerichtet ist.

[0028] Die vorliegende Erfindung weist eine Reihe von Vorteilen gegenüber dem Stand der Technik auf. Insbesondere kann die Menge induzierten Fluides für eine gleiche Förderleistung gegenüber dem Stand der Technik deutlich reduziert werden. Es wird Fluid gespart, da sich das bereits induzierte Fluid während der Phase, in der kein Fluid induziert wird, in der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht ausbreitet. Ferner erhöht sich phasenweise die Geschwindigkeit des induzierten Fluides in der Erdöl-haltigen Gesteins- oder Erdschicht, wodurch das Erdöl deutlich besser aus der Gesteins- oder Erdschicht

herausgelöst wird als bei einem kontinuierlich mit gleicher Geschwindigkeit fließenden Fluidstrom.

[0029] Im Folgenden soll die Erfindung anhand der in den Figuren dargestellten Ausführungsbeispiele näher erläutert werden. Es zeigen

Figur 1: ein Ausführungsbeispiel der Erfindung zur Injektion eines Fluides aus zwei Leitungen, die ungefähr gleich weit von der Förderleitung entfernt sind.

Figur 2: Ein Ausführungsbeispiel der Erfindung zur Injektion eines Fluides aus zwei Leitungen, die unterschiedlich weit von der Förderleitung entfernt sind.

[0030] Figur 1 zeigt ein Ausführungsbeispiel des erfindungsgemäßen Verfahrens, wobei das Fluid über die beiden Leitungen 1 und 2 in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert wird. Beide Leitungen 1 und 2 sind ungefähr gleich weit von der Förderleitung 3 entfernt. Aus der Leitung 1 wird der Gasstrom G1 gepulst in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert. Aus der Leitung 2 wird der Gasstrom G2 ebenfalls gepulst in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht induziert. Dabei werden Pulsängen von ca. 20 min. verwendet. Der zeitliche Abstand zwischen zwei Pulsen einer Injektionsleitung beträgt ca. 1 Std. Die injizierten Gasmengen G1 und G2 sind dabei jeweils in der gleichen Größenordnung. Durch die Überlagerung der gerichteten und gepulsten Gasströme G1 und G2 bildet sich ein resultierender Gasstrom G3, der sich in Richtung der Förderleitung 3 bewegt. Somit wird durch die gerichteten und gepulsten Gasströme das Erdöl in Richtung der Förderleitung 3 getrieben. In dieser Ausgestaltung der Erfindung werden abwechselnd Stickstoff und Kohlendioxid injiziert, so dass die unterschiedlichen Eigenschaften beider Gase für die Erdölförderung genutzt werden können.

[0031] Figur 2 zeigt ein Ausführungsbeispiel der Erfindung, wobei das Fluid über zwei Leitungen 1 und 2 in die Erdöl-haltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert wird. In diesem Ausführungsbeispiel der Erfindung sind die beiden Leitungen 1 und 2 unterschiedlich weit von der Förderleitung 3 beabstandet. In diesem Ausführungsbeispiel der Erfindung beginnt die gepulste Injektion des Fluides aus Leitung 1 vor der gepulsten Injektion des Fluides aus Leitung 2. Das heißt, die beiden Pulse aus Leitung 1 und Leitung 2 sind zeitlich versetzt. Der zeitliche Abstand zwischen einem Injektionspuls in Leitung 1 und einem Injektionspuls in Leitung 2 entspricht dabei der Zeit, die das aus Leitung 1 induzierte Fluid benötigt, um in dem Injektionsbereich des Fluides aus Leitung 2 zu gelangen. In diesem Ausführungsbeispiel der Erfindung wird das Fluid über die Leitung 1 mit einer Pulslänge von drei Stunden injiziert. Nach einer Verzögerung von ca. einer Stunde wird das Fluid aus Leitung 2 mit einer Pulslänge von drei Stunden injiziert. Anschließend werden aus beiden Leitungen Pulse mit einer Pulslänge von

einer Stunde injiziert. Hier werden kürzere Pulslängen verwendet, da ab dem 2. Puls das Fluidkissen im Gestein nur noch in Bewegung gebracht bzw. in Bewegung gehalten werden muss.

[0032] Abhängig von der Charakteristik der jeweiligen erdöhlhaltigen Gesteins- oder Erdschicht ist auch eine Pulslänge von einer Stunde für die Injektion aus Leitung 1 und eine Pulslänge von 2 Stunden für die Injektion aus Leitung 2 möglich. Wenn die erdöhlhaltige Gesteins- oder Erdschicht in der unmittelbaren Umgebung von Leitung 1 sehr porös ist, kann sich dort sehr schnell ein Fluidkissen aufbauen. Ist die erdöhlhaltige Gesteins- oder Erdschicht in der Umgebung von Leitung 2 weniger porös, werden hier längere Pulslängen verwendet, da hier der Aufbau eines Fluidkissen auch länger dauert.

Patentansprüche

1. Verfahren zur Injektion eines Fluides in eine Erdöhlhaltige Gesteins- oder Erdschicht mittels einer geeigneten Leitung, wobei die Leitung in die Gesteins- oder Erdschicht eingebracht wird, und das Fluid zum Zweck einer erhöhten Förderung von Erdöl aus der Erdöhlhaltigen Gesteins- oder Erdschicht injiziert wird, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Fluid diskontinuierlich in die Erdöhlhaltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert wird. 20
2. Verfahren nach Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Fluid gerichtet in die Erdöhlhaltige Gesteins- oder Erdschicht injiziert wird. 30
3. Verfahren nach Anspruch 1 oder 2, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Fluid im gasförmigen Zustand injiziert wird. 35
4. Verfahren nach Anspruch 3, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Fluid aus Stickstoff, Kohlendioxid und/oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen, bevorzugt Methan, besteht. 40
5. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Fluid in Pulsen injiziert wird. 45
6. Verfahren nach Anspruch 5, **dadurch gekennzeichnet, dass** in aufeinander folgenden Pulsen verschiedene Fluide injiziert werden. 50
7. Verfahren nach Anspruch 5 oder 6, **dadurch gekennzeichnet, dass** der zeitliche Abstand zwischen zwei Injektionspulsen nicht kürzer als die Pulslänge ist, bevorzugt das einfache bis zehnfache der Pulslänge beträgt. 55
8. Verfahren nach einem der Ansprüche 5 bis 7, **dadurch gekennzeichnet, dass** als minimale Puls-

länge, die Zeit gewählt wird, die das Gas braucht um die halbe Strecke zwischen der Leitung, durch die das Fluid injiziert wird, und der Förderleitung zurückzulegen.

9. Verfahren nach einem der Ansprüche 5 bis 8, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Fluid aus mehr als einer Leitung gerichtet injiziert wird, wobei Pulslänge, Pulsabstand und/oder Start der Injektion bei mindestens einer Leitung verschieden von Pulslänge, Pulsabstand und/oder Start der Injektion von mindestens einer anderen Leitung sind/ist. 10
10. Verfahren nach Anspruch 9, **dadurch gekennzeichnet, dass** die Mengen an induzierten Fluiden aus mindestens zwei Leitungen derart eingestellt werden, dass das induzierte Fluid aus einer ersten Leitung durch die Menge des injizierten Fluides aus mindestens einer zweiten Leitung in Richtung der Förderleitung abgelenkt wird. 15
11. Verfahren nach Anspruch 9 oder 10, **dadurch gekennzeichnet, dass** die Richtung der induzierten Fluide aus mindestens zwei Leitungen derart eingestellt wird, dass der kombinierte Fluidstrom aus den Leitungen in Richtung der Förderleitung gerichtet ist. 20
12. Verfahren nach einem der Ansprüche 2 bis 4, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Fluid als gerichteter Druckstoß injiziert wird. 25

Fig. 1

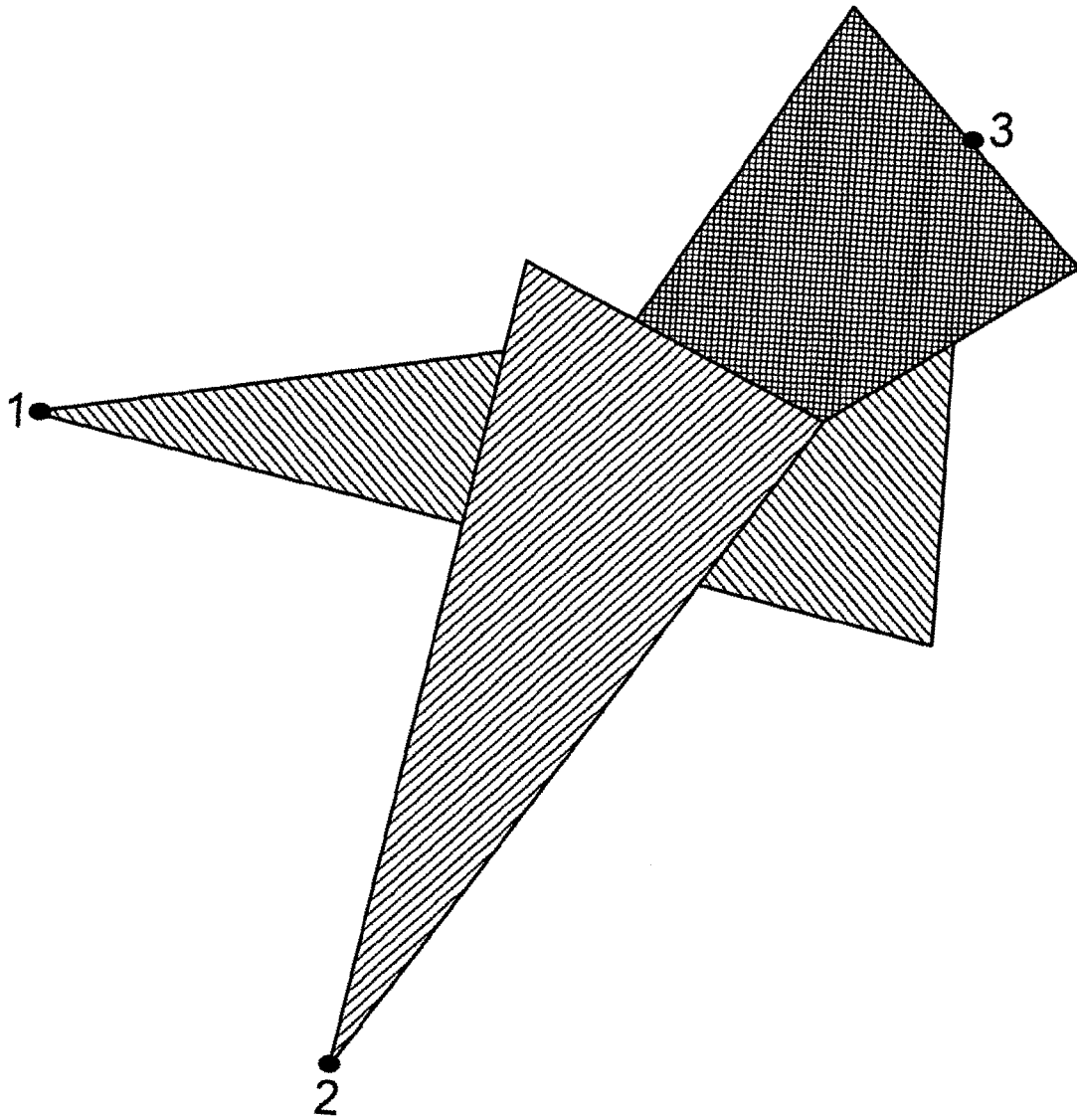
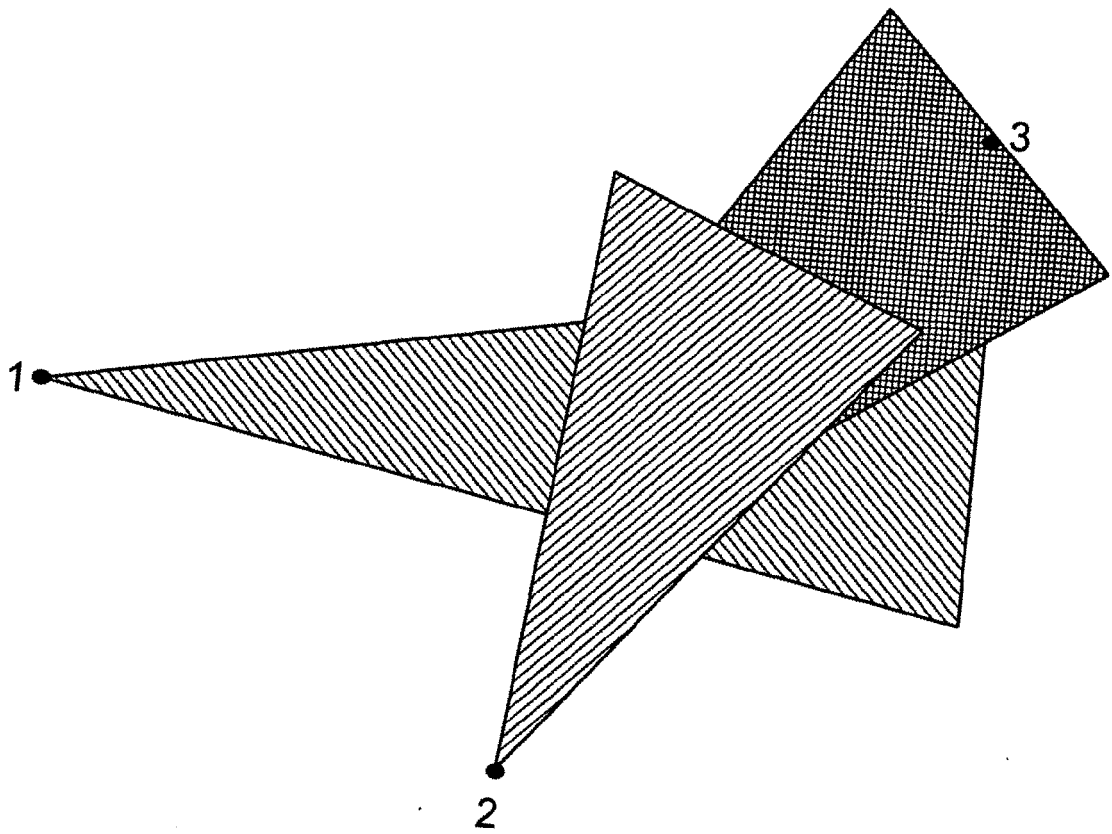


Fig.2



IN DER BESCHREIBUNG AUFGEFÜHRTE DOKUMENTE

Diese Liste der vom Anmelder aufgeführten Dokumente wurde ausschließlich zur Information des Lesers aufgenommen und ist nicht Bestandteil des europäischen Patentdokumentes. Sie wurde mit größter Sorgfalt zusammengestellt; das EPA übernimmt jedoch keinerlei Haftung für etwaige Fehler oder Auslassungen.

In der Beschreibung aufgeführte Patentdokumente

- GB 2379685 A [0006]