(19) Europäisches Patentamt
European Patent Office
Office européen des brevets

(11) **EP 3 058 167 B1**

(12) **FASCICULE DE BREVET EUROPEEN**

(45) Date de publication et mention de la délivrance du brevet:
16.08.2017 Bulletin 2017/33

(21) Numéro de dépôt: **14784222.3**

(22) Date de dépôt: **14.10.2014**

(51) Int Cl.:
E21B 43/12 *(2006.01)*

(86) Numéro de dépôt international:
PCT/EP2014/072006

(87) Numéro de publication internationale:
WO 2015/055645 (23.04.2015 Gazette 2015/16)

(54) **INSTALLATION DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES, PROCEDE DE PRODUCTION ET PROCEDE DE MISE A NIVEAU**

KOHLENWASSERSTOFFPRODUKTIONSANLAGE, HERSTELLUNGSVERFAHREN UND VEREDELUNGSVERFAHREN

HYDROCARBON PRODUCTION PLANT, PRODUCTION PROCESS AND UPGRADING PROCESS

(84) Etats contractants désignés:
AL 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 RS SE SI SK SM TR

(30) Priorité: **14.10.2013 FR 1359993**

(43) Date de publication de la demande:
24.08.2016 Bulletin 2016/34

(73) Titulaire: **Total SA**
92400 Courbevoie (FR)

(72) Inventeurs:
- **LEMETAYER, Pierre**
  F-64000 Pau (FR)
- **BEAUQUIN, Jean-Louis**
  F-64110 Saint-Faust (FR)
- **BANMAN, Mark**
  Calgary, Alberta T2Y 0L8 (CA)

(74) Mandataire: **Hirsch & Associés**
137, rue de l'Université
75007 Paris (FR)

(56) Documents cités:
EP-A1- 0 756 065
FR-A1- 2 783 557
US-A1- 2006 081 378
WO-A2-2013/011307
US-A1- 2005 011 649
US-A1- 2011 308 812

Il est rappelé que: Dans un délai de neuf mois à compter de la publication de la mention de la délivrance du brevet européen au Bulletin européen des brevets, toute personne peut faire opposition à ce brevet auprès de l'Office européen des brevets, conformément au règlement d'exécution. L'opposition n'est réputée formée qu'après le paiement de la taxe d'opposition. (Art. 99(1) Convention sur le brevet européen).

EP 3 058 167 B1

Printed by Jouve, 75001 PARIS (FR)

Description

[0001] La présente invention concerne une installation et un procédé de production d'hydrocarbures. La présente invention se rapporte aussi à un procédé de mise à niveau d'une installation de production d'hydrocarbures.

[0002] Dans le domaine de la production des hydrocarbures, il est connu de recourir à l'injection de gaz sous pression dans un puits de production d'hydrocarbures pour améliorer la production de ce puits. Les documents EP 0 756 065 A1 et FR 2 783 557 A1, par exemple, décrivent l'injection de gaz pour l'activation de la production d'hydrocarbures d'un puits. L'injection de gaz permet de réduire la pression hydrostatique du puits afin de faciliter l'extraction d'hydrocarbures. Toutefois un tel procédé connu d'activation par injection de gaz (procédé également désigné par l'expression anglaise *"gas lift*") peut ne pas permettre d'abaisser suffisamment la pression hydrostatique pour exploiter le puits dans des conditions satisfaisantes.

[0003] La figure 1 montre un diagramme de différentes caractéristiques de productivité en relation avec la pression d'écoulement au fond du puits et le débit d'écoulement, noté Q. La pression d'écoulement de fond du puits est désignée sur la figure 1 par le signe de référence BHFP, abréviation de l'expression équivalente anglaise *"Bottom Hole Fluid Pressure*". La figure 1 montre trois caractéristiques 102, 112 et 122, de puits différents. Ces puits diffèrent par leur gradient de portance naturelle, tel que défini par l'équation suivante :

$$Lg = \frac{BHP - THP}{H} * 10{,}2$$

où

Lg est le gradient de portance naturelle du puits ;
BHP est la pression de fond de puits en bars (abréviation de l'expression anglaise équivalente *"Bottom Hole Pressure*")
THP est la pression à la tête du puits en bars (abréviation issue de l'expression anglaise *"Tubing Hanger Pressure*") ;
H est la profondeur verticale du puits en m.

[0004] Les caractéristiques de courbes 112 et 122 correspondent ainsi à des puits de Lg plus faible que le puits de caractéristique représentée par la courbe 102, le Lg de du puits de courbe 122 étant lui-même plus faible que le Lg du puits de courbe 112.

[0005] Les courbes 104 et 114 de la figure 1 correspondent respectivement à la performance d'un *gas lift* dit léger et à la performance d'un *gas lift* dit fort. Le *gas lift* dit léger présente deux points de fonctionnement avec le puits de courbe 102 dont le point 106 permettant un plus grand débit, Q, de production du puits. Toutefois le *gas lift* dit léger ne présente aucun point de fonctionnement avec les puits de Lg plus faible comme les puits de courbes 112 et 122. Le *gas lift* dit faible permet ainsi l'exploitation de puits de Lg compris entre 0,6 et 1,0. La mise en place du *gas lift* dit lourd assure alors l'exploitation du puits de courbe 112 au point de fonctionnement 112 mais ne permet pas d'exploiter le puits de courbe 122 avec lequel il ne présente pas de point de fonctionnement. Le *gas lift* dit fort permet l'exploitation de puits de Lg compris entre 0,3 et 0,5. En d'autres termes le *gas lift,* même fort, est insuffisant pour exploiter les puits de Lg trop faible.

[0006] De plus, le document WO-A2-2013/011307 a trait à un procédé de positionnement d'une pompe dans un puits permettant de générer un effet d'ascension artificielle dans lequel la pompe est couplée à une turbine mue par un fluide propulseur.

[0007] Il existe donc un besoin pour un procédé et une installation de production d'hydrocarbures dans le cas où l'activation par injection de gaz est insuffisante pour obtenir un abaissement de la pression hydrostatique du puits permettant d'exploiter le puits.

[0008] Pour cela, l'invention propose une installation de production d'hydrocarbures, comprenant :

- un puits d'hydrocarbures ;
- une ligne de production d'hydrocarbures comprenant :
  - * dans le puits, un tube de production, et
  - * en surface, un tube d'évacuation depuis le tube de production ;
- en surface, une source de gaz sous pression ;
- une ligne d'injection du gaz sous pression dans la ligne de production d'hydrocarbures, la ligne d'injection étant reliée à la source de gaz sous pression ;
- une pompe de circulation d'hydrocarbures du puits dans la ligne de production d'hydrocarbures ;
- un moteur pneumatique d'alimentation en énergie de la pompe, disposé sur la ligne d'injection du gaz sous pression et adapté à être entrainé en rotation par détente du gaz sous pression.

[0009] Selon une variante, l'installation comprend un arbre de transmission mécanique reliant le moteur pneumatique à la pompe.

[0010] Selon une variante, le moteur pneumatique est un générateur électrique.

[0011] Selon une variante, la pompe dans le puits est du type submersible électrique ou du type progressive à cavité.

[0012] Selon une variante, la pompe est disposée en fond de puits.

[0013] Selon une variante, la ligne d'injection débouche en fond de puits, de préférence dans le tube de production de la ligne de production d'hydrocarbures.

[0014] Selon une variante, le moteur pneumatique est en tête de puits.

[0015] Selon une variante, le moteur pneumatique est en fond de puits.

[0016] Selon une variante, la ligne d'injection débouche dans le tube d'évacuation de la ligne de production, en aval de la pompe de circulation.

[0017] L'invention propose aussi un procédé d'exploitation d'un puits de production d'hydrocarbures activé par injection de gaz, comprenant :

a) la fourniture d'un gaz sous pression à partir d'une source en surface de gaz sous pression ;
b) la récupération d'énergie par la détente du gaz sous pression à l'aide d'un moteur pneumatique ;
c) l'actionnement d'une pompe de circulation d'hydrocarbures du puits au moyen de l'énergie récupérée à l'étape b) ;
d) l'injection du gaz sous pression détendu dans une ligne de production d'hydrocarbures.

[0018] Selon une variante, le gaz sous pression est à une pression supérieure ou égale à 70 bars avant la détente.

[0019] Selon une variante, le gaz sous pression est détendu par le moteur pneumatique à une pression inférieure ou égale à 30 bars.

[0020] L'invention propose encore un procédé de mise à niveau d'une installation de production d'hydrocarbures, l'installation comprenant :

- un puits d'hydrocarbures ;
- une ligne de production d'hydrocarbures comprenant :
  * dans le puits, un tube de production, et
  * en surface, un tube d'évacuation depuis le tube de production ;
- en surface, une source de gaz sous pression ;
- une ligne d'injection du gaz sous pression dans la ligne de production d'hydrocarbures, la ligne d'injection étant reliée à la source de gaz sous pression ;

le procédé comprenant :

- la mise en place d'une pompe de circulation d'hydrocarbures du puits ; et
- la mise en place, sur la ligne d'injection du gaz sous pression, d'un moteur pneumatique d'alimentation en énergie de la pompe, adapté à être entrainé en rotation par détente du gaz sous pression.

[0021] D'autres caractéristiques et avantages de l'invention apparaîtront à la lecture de la description détaillée qui suit des modes de réalisation de l'invention, donnés à titre d'exemple uniquement et en référence aux dessins qui montrent :

- Figure 1, un diagramme de différentes caractéristiques de productivité en relation avec la pression d'écoulement au fond du puits et le débit d'écoulement ;
- Figure 2, une vue schématique en coupe d'un mode de réalisation d'une installation de production d'hydrocarbures ;
- Figure 3, une vue schématique en coupe d'un mode de réalisation avec *gas lift* de l'installation de production d'hydrocarbures ;
- Figure 4, un diagramme d'évolution de la pression en fonction de la profondeur dans un puits pour différentes méthodes d'exploitation du puits ;
- Figure 5, une vue schématique en coupe d'un autre mode de réalisation avec *gas lift* de l'installation de production d'hydrocarbures.

[0022] Il est proposé une installation de production d'hydrocarbures. En référence à la figure 2, l'installation 20 de production d'hydrocarbures comprend un puits 22 d'hydrocarbures. Pour remonter les hydrocarbures 80 du puits 22, l'installation comprend une ligne de production présentant un tube de production 24 dans le puits 22 et un tube 26 en surface d'évacuation depuis le tube de production 24. Le tube 26 en surface permet par exemple l'évacuation vers un réservoir 28 de stockage de l'hydrocarbure produit. Avant le stockage, le tube 26 en surface peut aussi servir à évacuer les produits 82, remontés par le tube de production 24 et comprenant des hydrocarbures 80, vers des dispositifs (non représentés) de séparation des produits 82. Ces dispositifs de séparation des produits 82 peuvent notamment séparer l'eau, le gaz et l'huile.

[0023] L'installation 20 comprend une pompe 40 de circulation d'hydrocarbures du puits 22 dans la ligne de production permettant de faciliter la remontée des hydrocarbures 80 par le tube de production 24. Cette pompe 40 peut être disposée au fond du puits 22 et est dans la suite de ce document désignée par l'expression "pompe de fond". Une telle pompe de fond 40 permet d'assurer ou d'augmenter une production d'hydrocarbures par le puits 22, en particulier dans les cas où l'activation par injection de gaz sous pression est insuffisante pour obtenir un abaissement de la pression hydrostatique, ou contre pression, du puits 22 permettant d'exploiter le puits 22. En alternative non illustré, la pompe 40 peut être disposée dans le tube 26 d'évacuation en surface. Une telle disposition de la pompe 40 permet aussi d'augmenter la production en abaissant la contre pression du puits 22 tout en facilitant la maintenance de la pompe 40 qui est alors plus accessible.

[0024] Selon le mode de réalisation illustré en figure 2, la pompe 40 est entraînée par une turbine 30. Le positionnement de la turbine 30 est matérialisé dans les figures d'une part à l'aide de traits discontinus et d'autres part par la représentation schématique de pales 32 de la turbine 30. Cette turbine 30 est disposée dans une ligne 36 de gaz 38 sous pression de manière à être entrainée en rotation par la détente du gaz 38 sous pres-

sion. En d'autres termes, la turbine 30 alimente la pompe 40 en énergie, cette énergie étant issue de la détente du gaz 38 sous pression. La turbine 30 peut être remplacée par tout autre type de moteur pneumatique, un moteur pneumatique convertissant l'énergie stockée dans un gaz comprimé en énergie mécanique. La turbine peut ainsi être remplacée par tout autre pneumatique de type hydrodynamique ou un moteur pneumatique de type volumétrique, le moteur pneumatique comprend alors une chambre de détente dont le volume est variable. Le moteur pneumatique de type volumétrique proposé peut ainsi correspondre à un moteur pneumatique à piston circonférentiel. Pour éviter l'emballement, le moteur pneumatique, tel que sous la forme de la turbine 30, peut être pourvu d'une déviation, autrement désigné par le terme anglais "*by-pass*". Pour commander l'ouverture automatique du by-pass, l'installation proposée peut comprendre un régulateur de vitesse intégré dans le moteur pneumatique. Notamment en l'absence de régulateur de vitesse, la vitesse de la turbine ou du moteur pneumatique peut être transmise en surface sous la forme d'un son par l'intermédiaire du tube de production 24 du puits 22. Le son transmis peut présenter la fréquence d'impact à chaque rotation du moteur pneumatique pour être caractéristique de la vitesse de rotation du moteur pneumatique.

[0025] La transmission de l'énergie cinétique de la turbine 30 à la pompe peut être réalisée à l'aide d'un arbre 42 (représenté en traits discontinus) entrainé en rotation. Cet arbre 42 de transmission mécanique relie la turbine 30 à la pompe 40. Telle qu'illustrée en figure 2, la liaison mécanique entre la turbine 30 et la pompe 40 comprend un réducteur 44 permettant de moduler la vitesse de rotation de l'arbre 42 entraînant l'actionnement de la pompe 40. L'arbre 42 est alors scindé en deux parties, une partie reliant la turbine 30 au réducteur 44 et une autre partie reliant le réducteur 44 à la pompe 40. Un tel réducteur peut être du type magnétique permettant d'obtenir un ratio élevé de conversion. De façon analogue, la liaison mécanique entre la turbine 30 et la pompe 40 peut aussi comprendre un embrayage (non représenté). Par ailleurs, pour faciliter la transmission l'énergie cinétique depuis l'emplacement de la turbine 30 jusqu'à la pompe de fond 40 sans être contraint par une trajectoire en ligne droite, l'arbre 42 peut comprendre diverses articulations 46.

[0026] Selon le mode de réalisation illustré en figure 2, la transmission à la pompe 40 de l'énergie récupérée par la turbine 30 est alors réalisée sans conversion supplémentaire d'énergie. Selon un mode de réalisation alternatif non illustré, la turbine 30 peut être un générateur électrique. L'énergie transmise de la turbine 30 à la pompe 40 est alors électrique permettant de s'affranchir des contraintes mécaniques liées à l'utilisation de l'arbre 42 de transmission mécanique en particulier lorsque la trajectoire du puits 22 est trop agressive. Selon un tel mode de réalisation alternatif, la pompe de fond 40 peut être du type submersible électrique (type de pompe également désigné par l'expression anglaise "*Electric Submersible Pump*" abrégée en *"ESP"*). Dans tous les modes de réalisation précédemment décrits, la pompe de fond 40 peut être du type progressive à cavité (type de pompe également désigné par l'expression anglaise "*Progressive Cavity Pump*" abrégée en *"PCP"*). L'utilisation d'une pompe progressive à cavité permet de stabiliser le puits 22 en permettant un contrôle direct du débit du puits 22. En comparaison à la transmission électrique de la puissance, la transmission mécanique de la puissance du moteur pneumatique sous forme de turbine 30 à la pompe 40 permet de limiter la présence d'équipement électrique en fond de puits. Dans un tel cas de transmission mécanique de puissance, la durée de vie de l'installation est améliorée du fait de l'indépendance de l'installation proposée à de tels équipements électriques en fond de puits 22.

[0027] Le gaz 38 sous pression entraînant la turbine 30 provient d'une source 34 de gaz sous pression, en surface par rapport au puits 22, source illustrée ici sous la forme d'un réservoir. Or des sources 34 de gaz sous pression sont généralement disponibles en surface dans les installations connues de production d'hydrocarbures. En effet, la présence de sources de gaz sous pression en surface est notamment requise dans le cas d'installations activées par injection de gaz sous pression dans la ligne de production (procédé de production également désigné par l'expression anglaise "*gas lift*").

[0028] En définitive, une telle source d'énergie étant déjà présente sur les installations connues de production d'hydrocarbures, l'installation proposée 20 permet l'entraînement de la pompe de fond 40 facilitant la production d'hydrocarbures et ce en l'absence de réseau supplémentaire de distribution de puissance.

[0029] En se passant de réseau supplémentaire de distribution de puissance, l'installation proposée 20 est particulièrement avantageuse lorsque l'installation 20 de production est éloignée de tout site de production électrique ou de lieu habité.

[0030] Il est particulièrement proposé un procédé de mise à niveau d'installation de production d'hydrocarbures. La mise à niveau d'une installation de production d'hydrocarbures correspond à l'adaptation des installations existantes à la solution précédemment décrite. Les dispositifs déjà présents avant la mise à niveau de l'installation sont par exemple le puits 22, la ligne de production, la source 34 de gaz sous pression et la ligne d'injection 36 du gaz sous pression 38 dans la ligne de production. Un tel procédé de mise à niveau rajoute la pompe de fond 40, ou la pompe en surface, et la turbine 30 ou tout autre moteur pneumatique à ces dispositifs déjà présents dans l'installation à mettre à niveau. En d'autres termes, le procédé comprend la mise en place de la pompe 40 dans le puits 22 ou en surface et la mise en place sur la ligne d'injection 36 de la turbine 30 d'alimentation en énergie de la pompe. Le procédé de mise à niveau peut bien entendu comprendre la mise en place de tout autre dispositif décrit dans ce document et en particulier

la mise en place d'un, de plusieurs ou de tous dispositifs en interaction avec la pompe 40 et/ ou avec la turbine 30, tel que par exemple l'arbre de transmission mécanique 42 et le réducteur 44.

[0031] Par ailleurs, il est aussi proposé un procédé de production d'hydrocarbures reprenant les principes de fonctionnement de l'installation 20 de production d'hydrocarbures proposée. Un tel procédé comprend tout d'abord la fourniture du gaz sous pression 38 à partir de la source 34 de gaz sous pression, en surface. Cette étape permet la récupération d'une énergie déjà disponible sur des installations de production par *gas lift.* La source 34 peut par exemple fournir le gaz 38 avant détente à une pression supérieure ou égale à 70 bars ou de l'ordre de 65 bars.

[0032] Cette énergie est ensuite récupérée par la détente du gaz sous pression 38 à l'aide de la turbine 30 ou tout autre moteur pneumatique. Le gaz en sous pression 38 peut être détendu par la turbine 30 jusqu'à une pression inférieure ou égale à 30 bars.

[0033] Cette énergie récupérée sous forme cinétique est retransmise sous cette forme ou sous une autre forme, telle que sous forme d'énergie électrique, à la pompe 40 dans le puits 22 pour son actionnement. La pompe de fond 40 contribue à la remontée en surface des hydrocarbures 80 du puits de production par l'intermédiaire de la ligne de production d'hydrocarbures jusqu'au réservoir 28.

[0034] Le gaz 38 après détente peut être injecté dans la ligne de production d'hydrocarbures. Le gaz sous pression 38 après détente présente alors une pression d'injection plus faible par rapport au cas où le gaz sous pression 38 est injecté dans la ligne de production sans détente préalable ou à trop forte pression tel qu'à 70 ou 65 bars.

[0035] Lors d'une phase de montée en régime de l'exploitation du puits (phase également désignée en anglais par le terme "*ramp-up*"), au début de l'exploitation du puits 22, la pression d'injection plus faible permet d'éviter un débit instantané excessif (phénomène également désigné par l'expression anglaise *"steam break through*"). Un tel phénomène intervient en effet lorsque la chute de pression procurée en fond de puits par le gas lift est trop importante et nuit à la productivité du puits. La pression d'injection plus faible permet également d'éviter l'emballement en cas de vaporisation instantanée (phénomène également désigné par l'expression anglaise "*steam flashing*").

[0036] Lors d'une phase de stimulation du puits (phase également désignée par le terme anglais "*boosting*"), mise en oeuvre quand la production du puits 22 commence à décliner, le système permet de limiter sans risque le sur-refroidissement, différence entre la température des hydrocarbures et la température d'évaporation de ces hydrocarbures à la même pression (sur-refroidissement correspondant au terme anglais *"sub-cool"*). Le sur-refroidissement peut alors être plus faible sans risque d'emballement, c'est-à-dire sans risque de vaporisation. En limitant le sur-refroidissement, les hydrocarbures à produire sont plus chaud, moins visqueux et donc plus facile à extraire.

[0037] La suite de ce document expose particulièrement les différences entre les modes de réalisation d'installations 20 de production d'hydrocarbures fonctionnant selon le procédé précédent.

[0038] Conformément au mode de réalisation de l'installation de production spécifiquement illustré en figure 2, la ligne 36 d'injection des gaz 38 débouche en surface dans le tube d'évacuation 26 de la ligne de production. Le gaz sous pression détendu 38 est ainsi injecté dans la partie en surface de ligne de production dénommée "conduite d'écoulement" (de l'expression anglaise "*flow line"*). L'injection du gaz sous pression détendu 38 dans la partie en surface de la ligne de production permet de réaliser une diminution de la pression hydrostatique de la ligne de production même lorsque la pression après détente est faible.

[0039] Selon un autre mode de réalisation illustré en figure 3, le gaz sous pression 38 est prévu pour être injecté dans la ligne de production au niveau du tube de production 24, de manière à activer la production d'hydrocarbures 80. Pour la partie de ligne d'injection 36 disposée dans le puits 22, la ligne d'injection 36 est sous la forme d'un annulaire autour du tube de production 24. Le gaz 38 est détendu par la turbine 30 avant d'être injecté dans la ligne de production du puits 22. De manière analogue au mode de réalisation illustré en figure 2, en figure 3 la production de d'hydrocarbures est facilitée d'une part par la pompe de fond 40 et d'autre part par l'injection de gaz. Toutefois, l'injection de gaz dans la ligne de production du puits 22 tel qu'illustrée en figure 3 correspond à une technique de *gas lift,* i.e. à de l'activation par injection de gaz. Particulièrement selon le mode de réalisation illustré en figure 3, l'injection du gaz 38 détendu est réalisée "en fond de puits" au-dessus de l'emplacement de la pompe de fond 40, directement dans la ligne de production au niveau du tube de production 24. Dans tous les cas, modes de réalisation de la figure 2 ou de la figure 3, l'injection de gaz est réalisée en aval de la pompe dans la ligne de production.

[0040] L'expression "en fond de puits" est utilisée dans ce document comme caractérisant un positionnement proche des couches géologiques formant le réservoir du gisement d'hydrocarbures exploité par le puits 22. Cette expression est utilisée en opposition avec les expressions "en tête de puits" et "en surface". L'expression "en surface" caractérise dans ce document un positionnement au niveau du sol, au-dessus du sol ou immédiatement en-dessous du sol. Un dispositif disposé en surface peut ainsi correspondre à un dispositif enfoui à une profondeur négligeable par rapport à la profondeur du puits. L'expression "en tête de puits" caractérise dans ce document un positionnement "en surface", à l'aplomb du puits, c'est-à-dire à la verticale du puits. Ainsi la distance entre un positionnement "en tête de puits" et un positionnement "en fond du puits" est sensiblement égale à la

longueur de la trajectoire du puits 22. Les traits mixtes modélisant la vue interrompue du puits 22 dans les figures séparent d'une part la tête de puits et la surface, au-dessus des traits mixtes, du fond de puits 22 d'autre part, en-dessous des traits mixtes.

[0041] Dans le mode de réalisation illustré en figure 3, la turbine 30 est disposée en tête de puits 22. Pour ce mode de réalisation comme pour le mode de réalisation illustré en figure 2, la disposition de la turbine 30 en surface permet d'éviter que la détente des gaz sous pression 38 au niveau de la turbine 30 ne refroidisse l'hydrocarbure 80 en fond de puits 22. Le refroidissement de l'hydrocarbure 80 par le gaz peut par exemple entraîner la formation de dépôt, tel que la formation de dépôt de paraffine pour les hydrocarbures paraffiniques, autrement désignés par l'expression bruts paraffiniques. Les modes de réalisation illustrés en figures 2 et 3 présentent alors l'avantage de faciliter la gestion du risque de formation de dépôt qui est limité au niveau de l'injection du gaz détendu 38 dans la ligne de production, soit en surface du puits ou en tête de puits, respectivement.

[0042] En outre, le mode de réalisation illustré en figure 3 permet éventuellement de disposer de plus de diamètre. Un tel mode de réalisation est alors particulièrement préféré pour la production d'hydrocarbures présents sous la forme d' "huile lourde". Pour une telle application à la production d' "huile lourde", la pompe de fond 40 est de préférence du type PCP. L'utilisation de la pompe 40 de type PCP pour la production d' "huile lourde" permet une stabilisation de l'activation par injection de gaz et un meilleur contrôle du débit notamment en début de production après l'injection du gaz sous pression 38 dans la ligne de production. Par ailleurs pour faciliter encore la production d'hydrocarbures du type "huile lourde", en complément du *gas lift* et de la pompe de fond 40, le gaz sous pression 38 peut être chauffé après avoir été détendu par la turbine 30.

[0043] Le positionnement en surface de la turbine 30 contribue aussi à faciliter l'architecture de l'installation. En effet, dans les variantes de transmission mécanique de l'énergie de la turbine 30 à la pompe 40, le réducteur 44 peut être très volumineux, particulièrement dans le cas où le réducteur 44 est du type magnétique. La disposition en surface de la turbine 30 permet alors la disposition en surface du réducteur 44 entre la turbine 30 et la pompe 40, la surface étant moins soumise à des contraintes d'encombrement que le fond du puits 22.

[0044] L'installation proposée, notamment telle qu'illustrée en figure 3, permet un abaissement de la pression dans le puits 22 selon le diagramme de la figure 4. La figure 4 montre un diagramme de l'évolution de la pression, P, en fonction de la profondeur verticale, H, dans le puits 22. Le point BH, abréviation de l'expression anglaise *"Bottom Hole*", correspond à la profondeur verticale au fond du puits. L'installation illustrée en figure 3 permet à la pression de suivre la courbe 140 présentant une diminution de pression 142 à la profondeur à laquelle la pompe 40 est disposée. Cette diminution de pression 142 permet d'obtenir une faible pression de fond de puits au point 144. Cette faible pression au point 144 est à comparer à la pression obtenue au point 132 qui est la pression hydrostatique des hydrocarbures en fond de puits. Le point 132 est le point de la courbe de la pression hydrostatique en traits discontinus 130 à la profondeur au fond du puits. En d'autres termes, la courbe 130 correspond à l'évolution de la pression dans le puits à l'état naturel, c'est-à-dire en l'absence de dispositifs particuliers dans le puits pour faciliter la production du puits. La pression au fond du puits obtenue à l'aide de l'installation proposée correspond, par rapport au point 132 de pression hydrostatique en fond de puits 22, à une chute de pression 146 (également désignée par l'expression anglaise "*draw down"*) favorisant l'extraction d'hydrocarbures du puits 22. L'utilisation d'une partie de l'énergie du gaz sous pression pour actionner la pompe de fond 40 et de l'autre partie de l'énergie du gaz sous pression utilisée en *gas lift* permet une extraction par double effet des hydrocarbures du puits 22 à partir d'une source unique.

[0045] Lors de la mise en place d'un *gas lift* classique dans le puits 22, c'est-à-dire à l'aide du même gaz sous pression 38 mais sans détente avant injection, la pression en fonction de la profondeur suit la courbe en trait fin 134 pour atteindre une pression en fond de puits au point 136. Cette pression au fond du puits 22 permet une chute de pression 138 moins importante que la chute de pression 146 permise par l'installation proposée. L'extraction par double effet à partir d'une source unique permet alors une production plus importante du puits 22 en comparaison à l'utilisation de la totalité de l'énergie du gaz sous pression en *gas lift.* L'injection du gaz sous pression après la détente correspond en effet à une utilisation du *gas lift* dans son domaine efficace, tel que pour des pressions de l'ordre de ou inférieure à 30 bars, l'énergie excédentaire étant utilisée sous forme d'énergie mécanique pour l'entraînement de la pompe 40.

[0046] Par ailleurs, cette production plus importante peut être réalisée avec des niveaux de pression du gaz sous pression 38 de l'ordre 70 bars ou 65 bars. L'utilisation de niveaux de pression de l'ordre de 70 bars ou 65 bars limite les risques d'usure de l'installation et augmente le nombre de technologies utilisables en comparaison à l'utilisation de pressions plus élevées en *gas lift* pour obtenir une efficacité comparable à celle de l'extraction par double effet proposée.

[0047] En alternative au positionnement de la turbine 30 en surface, la figure 5 montre un mode de réalisation de l'installation où la turbine 30 est disposée en fond de puits. Ce mode de réalisation est particulièrement avantageux lorsque les hydrocarbures 80 à produire sont très chauds. La chaleur des hydrocarbures 80 à produire limite l'influence sur la production du refroidissement des hydrocarbures 80 par l'injection du gaz sous pression 38 détendu. Dans un tels cas d'hydrocarbures à produire à température élevée, dans l'installation proposée la pompe 40 peut être de type roto-dynamique à haute vitesse

de préférence à une pompe submersible électrique haute température (type de pompe également désigné par l'expression anglaise "*Electric Submersible Pump High Temperature*" abrégée en "*ESP-HT*") plus couteuse. La disposition de la turbine 30 en fond de puits peut être aussi envisagée lorsqu'il est prévu de préchauffé le gaz sous pression 38 dans la partie annulaire de la ligne d'injection 36, pour limiter le refroidissement des hydrocarbures à produire. Dans tous les cas, du fait du positionnement en fond de puits de la turbine, le gaz sous pression avant détente est plus chaud que dans les modes réalisations décrits précédemment en référence aux figures 2 et 3.

[0048] Le mode de réalisation illustré en figure 5 avec le moteur pneumatique en fond de puits 22, illustré sous forme de turbine 30, est préféré au mode de réalisation illustré en figure 3 avec le moteur en tête de puits pour la phase précitée de stimulation du puits 22 lorsque les hydrocarbures sont des huiles lourdes. D'une manière générale, le mode de réalisation illustré en figure 5 est également préféré pour les puits 22 de bruts standards. Inversement, le mode de réalisation illustré en figure 3 est préféré pour la phase précitée de montée en régime de l'exploitation du puits 22 lorsque les hydrocarbures sont des huiles lourdes.

[0049] Bien entendu, la présente invention n'est pas limitée aux exemples et aux modes de réalisation décrits et représentés, mais elle est susceptible de nombreuses variantes accessibles à l'homme de l'art.

[0050] En particulier, l'injection des gaz sous pression détendu peut être réalisée pour une même installation de production d'hydrocarbures à la fois dans le tube de production 24 en fond de puits et dans le tube de refoulement 26 en surface. Une telle variante correspond ainsi à la combinaison des modes de réalisation illustrés par la figure 2 et par la figure 3.

[0051] Par ailleurs, en complément de la pompe de fond 40 et de l'éventuel *gas lift,* la ligne d'injection du gaz sous pression peut comprendre un ou des surpresseurs (non représentés) pour augmenter la pression du gaz sous pression en amont de la turbine. Cette augmentation de pression permise par les surpresseurs permet de disposer de plus d'énergie pour la turbine et/ou de plus d'énergie après la détente réalisée pour la turbine pour l'activation du puits par injection du gaz détendu. Cette augmentation de pression par les surpresseurs permet en définitive une amélioration encore plus importante de la production du puits.

Revendications

1. Installation de production d'hydrocarbures, comprenant :

- un puits (22) d'hydrocarbures ;
- une ligne de production d'hydrocarbures comprenant :
  * dans le puits (22), un tube de production (24), et
  * en surface, un tube d'évacuation (26) depuis le tube de production (24) ;
- en surface, une source (34) de gaz sous pression (38) ;
- une ligne d'injection (36) du gaz sous pression (38) dans la ligne de production d'hydrocarbures, la ligne d'injection (36) étant reliée à la source (34) de gaz sous pression (38) et débouchant dans le tube d'évacuation (26) de la ligne de production, en aval de la pompe de circulation (40) ;
- une pompe (40) de circulation d'hydrocarbures du puits (22) dans la ligne de production d'hydrocarbures ;
- un moteur pneumatique (30) d'alimentation en énergie de la pompe (40), disposé sur la ligne d'injection (36) du gaz sous pression (38) et adapté à être entrainé en rotation par détente du gaz sous pression (38).

2. Installation selon la revendication 1, comprenant un arbre (42) de transmission mécanique reliant le moteur pneumatique (30) à la pompe (40).

3. Installation selon la revendication 1, dans laquelle le moteur pneumatique (30) est un générateur électrique.

4. Installation selon l'une des revendications 1 à 3, dans laquelle la pompe (40) dans le puits (22) est du type submersible électrique ou du type progressive à cavité.

5. Installation selon l'une des revendications 1 à 4, dans laquelle la pompe (40) est disposée en fond de puits.

6. Installation selon la revendication 5, dans laquelle la ligne d'injection (36) débouche en fond de puits (22), de préférence dans le tube de production (24) de la ligne de production d'hydrocarbures.

7. Installation selon la revendication 6, dans laquelle le moteur pneumatique (30) est en tête de puits (22).

8. Installation selon la revendication 6, dans laquelle le moteur pneumatique (30) est en fond de puits (22).

9. Procédé d'exploitation d'un puits (22) de production d'hydrocarbures (80) activé par injection de gaz, à l'aide d'une installation de production d'hydrocarbures selon l'une des revendications 1 à 8 et comprenant le puits (22), le procédé comprenant :

a) la fourniture d'un gaz sous pression (38) à

partir de la source (34) en surface de gaz sous pression (38) de l'installation ;
b) la récupération d'énergie par la détente du gaz sous pression (38) à l'aide du moteur pneumatique (30) de l'installation ;
c) l'actionnement de la pompe (40) de circulation d'hydrocarbures du puits (22) au moyen de l'énergie récupérée à l'étape b) ;
d) l'injection du gaz sous pression détendu (38) dans la ligne de production d'hydrocarbures de l'installation.

10. Procédé selon la revendication 9, dans lequel le gaz sous pression (28) est à une pression supérieure ou égale à 70 bars avant la détente.

11. Procédé selon la revendication 9 ou 10, dans lequel le gaz sous pression (38) est détendu par le moteur pneumatique (30) à une pression inférieure ou égale à 30 bars.

12. Procédé d'exploitation d'un puits (22) de production d'hydrocarbures (80) activé par injection de gaz, à l'aide d'une installation de production d'hydrocarbures selon l'une des revendications 1 à 8, le procédé faisant emploi :

- d'un puits (22) d'hydrocarbures ;
- d'une ligne de production d'hydrocarbures comprenant :

  * dans le puits (22), un tube de production (24), et
  * en surface, un tube d'évacuation (26) depuis le tube de production (24) ;

- en surface, d'une source (34) de gaz sous pression (38) ;
- d'une ligne d'injection (36) du gaz sous pression (38) dans la ligne de production d'hydrocarbures, la ligne d'injection (36) étant reliée à la source (34) de gaz sous pression (38) et débouchant dans le tube d'évacuation (26) de la ligne de production, en aval de la pompe de circulation (40) ;

ce procédé comprenant la mise à niveau de l'installation par :

- la mise en place d'une pompe (40) de circulation d'hydrocarbures du puits (22) ; et
- la mise en place, sur la ligne d'injection (36) du gaz sous pression (38), d'un moteur pneumatique (30) d'alimentation en énergie de la pompe (40), adapté à être entrainé en rotation par détente du gaz sous pression (38).

Patentansprüche

1. Kohlenwasserstoffproduktionsanlage, die Folgendes umfasst:

- ein Kohlenwasserstoffbohrloch (22);
- eine Produktionslinie für Kohlenwasserstoffe, umfassend:

  * in dem Bohrloch, (22) ein Steigrohr (24) und
  * an der Oberfläche, ein Ableitungsrohr (26) von dem Steigrohr (24)

- an der Oberfläche, eine Quelle (34) von Druckgas (38) ;
- eine Einspritzleitung (36) für das Druckgas (38) in der Produktionslinie für Kohlenwasserstoffe, wobei die Einspritzleitung (36) an die Quelle (34) von Druckgas (38) angeschlossen ist und, stromabwärts der Umwälzpumpe (40), in das Ableitungsrohr (26) der Produktionslinie mündet;
- eine Pumpe (40) zum Umwälzen von Kohlenwasserstoffen des Bohrlochs (22) in der Produktionslinie für Kohlenwasserstoffe;
- einen Pneumatikmotor (30) zur Energieversorgung der Pumpe (40), der an der Einspritzleitung (36) des Druckgases (38) angeordnet und dazu ausgelegt ist, durch Expansion des Druckgases (38) zur Rotation angetrieben zu werden.

2. Anlage nach Anspruch 1, umfassend eine mechanische Antriebswelle (42), die den Pneumatikmotor (30) mit der Pumpe (40) verbindet.

3. Anlage nach Anspruch 1, wobei der Pneumatikmotor (30) ein elektrischer Generator ist.

4. Anlage nach einem der Ansprüche 1 bis 3, wobei die Pumpe (40) in dem Bohrloch (22) eine elektrische Tauchpumpe oder eine Exzenterschneckenpumpe ist.

5. Anlage nach einem der Ansprüche 1 bis 4, wobei die Pumpe (40) am Boden des Bohrlochs angeordnet ist.

6. Anlage nach Anspruch 5, wobei die Einspritzleitung (36) am Boden des Bohrlochs (22) einmündet, vorzüglich in das Steigrohr (24) der Produktionslinie für Kohlenwasserstoffe.

7. Anlage nach Anspruch 6, wobei der Pneumatikmotor (30) sich am Kopf des Bohrlochs (22) befindet.

8. Anlage nach Anspruch 6, wobei der Pneumatikmotor (30) sich am Boden des Bohrlochs (22) befindet.

9. Verfahren zum Betrieb eines Bohrlochs (22) zur Produktion von Kohlenwasserstoffen (80), das durch Gaseinspritzung aktiviert wird, mit Hilfe einer Anlage zur Produktion von Kohlenwasserstoffen nach einem der Ansprüche 1 bis 8 und umfassend das Bohrloch (22), wobei das Verfahren Folgendes umfasst:

a) Zuführung eines Druckgases (38) von der Quelle (34) an der Oberfläche des Druckgases (38) der Anlage;
b) Energierückgewinnung durch die Expansion des Druckgases (38) mit Hilfe des Pneumatikmotors (30) der Anlage;
c) Betätigung der Pumpe (40) zum Umwälzen von Kohlenwasserstoffen des Bohrlochs (22) mittels der in Schritt b) zurückgewonnenen Energie;
d) Einspritzen des expandierten Druckgases (38) in die Produktionslinie für Kohlenwasserstoffe der Anlage.

10. Verfahren nach Anspruch 9, wobei das Druckgas (28) vor der Expansion einen Druck von mindestens 70 bar aufweist.

11. Verfahren nach Anspruch 9 oder 10, wobei das Druckgas (38) durch den Pneumatikmotor (30) auf einen Druck von höchstens 30 bar expandiert wird.

12. Verfahren zum Betrieb eines Bohrlochs (22) zur Produktion von Kohlenwasserstoffen (80), das durch Gaseinspritzung, mit Hilfe einer Anlage zur Produktion von Kohlenwasserstoffen nach einem der Ansprüche 1 bis 8 aktiviert wird, wobei das Verfahren Folgendes verwendet:

- ein Kohlenwasserstoffbohrloch (22);
- eine Produktionslinie für Kohlenwasserstoffe, umfassend:

  * in dem Bohrloch, (22) ein Steigrohr (24) und
  * an der Oberfläche, ein Ableitungsrohr (26) von dem Steigrohr (24)

- an der Oberfläche, eine Quelle (34) von Druckgas (38) ;
- eine Einspritzleitung (36) für das Druckgas (38) in der Produktionslinie für Kohlenwasserstoffe, wobei die Einspritzleitung (36) an die Quelle (34) von Druckgas (38) angeschlossen ist und, stromabwärts der Umwälzpumpe (40), in das Ableitungsrohr (26) der Produktionslinie mündet;

wobei das Verfahren die Aufrüstung der Anlage umfasst durch:

- die Einrichtung einer Pumpe (40) zum Umwälzen von Kohlenwasserstoffen des Bohrlochs (22); und
- die Einrichtung eines Pneumatikmotors (30) an der Einspritzleitung (36) des Druckgases (38), zur Energieversorgung der Pumpe (40), der dazu ausgelegt ist, durch Expansion des Druckgases (38) zur Rotation angetrieben zu werden.

Claims

1. Hydrocarbon production facility, comprising:

- a well (22) of hydrocarbons;
- a hydrocarbon production line comprising:

  * in the well (22), a production tube (24), and
  * on the surface, an evacuation tube (26) from the production tube (24) ;

- on the surface, a source (34) of pressurized gas (38);
- an injection line (36) of pressurized gas (38) in the hydrocarbon production line, the injection line (36) being connected to the source (34) of pressurized gas (38) and which opens into the evacuation tube (26) of the production line, downstream of the circulation pump (40);
- a pump (40) for circulation of hydrocarbon from the well (22) to the hydrocarbon production line;
- a pneumatic motor (30) for supplying power to the pump (40), disposed on the injection line (36) of the pressurized gas (38) and adapted to be rotated by expansion of the pressurized gas (38).

2. A facility according to claim 1, comprising a mechanical transmission shaft (42) connecting the pneumatic motor (30) to the pump (40).

3. A facility according to claim 1, where the pneumatic motor (30) is an electric generator.

4. A facility according to one of claims 1 to 3, wherein the pump (40) in the well (22) is an electric submersible type or a progressive cavity type.

5. A facility according to one of claims 1 to 4, wherein the pump (40) is disposed in the well bottom hole.

6. A facility according to claim 5, wherein the injection line (36) opens into the well bottom hole (22), preferably in the production tube (24) of the hydrocarbon production line.

7. A facility according to claim 6, wherein the pneumatic

motor (30) is at the wellhead (22).

8. A facility according to claim 6, wherein the pneumatic motor (30) is at the well bottom hole (22).

9. A method of operating a hydrocarbon (80) production well (22) activated by gas injection, using the hydrocarbon production facility according to one of the claims 1 to 8 and comprising the well (22), the method comprising:

a) providing a pressurized gas (38) from the pressurized gas (38) source (34) at the surface of the facility;
b) recovering energy by the expansion of the pressurized gas (38) using the facility pneumatic motor (30);
c) actuating the pump (40) for circulation of hydrocarbon from the well (22) using the energy recovered in step b);
d) injecting an expanded pressurized gas (38) in a hydrocarbon production line of the facility.

10. A method according to claim 9, wherein the pressurized gas (28) is at a pressure higher than or equal to 70 bars prior to expansion.

11. A method according to claim 9 or 10, wherein the pressurized gas (38) is expanded by the pneumatic motor (30) at a pressure less than or equal to 30 bars.

12. A method of operating a hydrocarbon (80) production well (22) activated by gas injection, using the hydrocarbon production facility according to one of the claims 1 to 8, the method making use of:

- a well (22) of hydrocarbons;
- a hydrocarbon production line comprising:

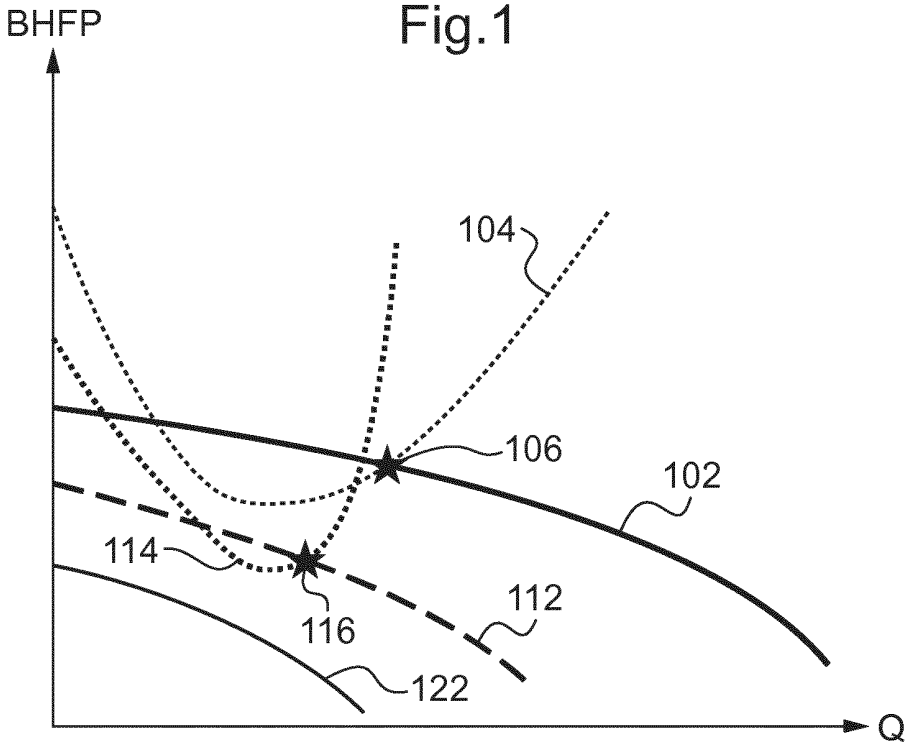
  * in the well (22), a production tube (24), and
  * on the surface, an evacuation tube (26) from the production tube (24);

- on the surface, a source (34) of pressurized gas (38);
- an injection line (36) of pressurized gas (38) in the hydrocarbon production line, the injection line (36) being connected to the source (34) of pressurized gas (38) and which opens into the evacuation tube (26) of the production line, downstream of the circulation pump (40);

the method comprising the upgrade of the facility by:

- positioning a pump (40) for circulation of hydrocarbon from the well (22); and
- positioning, on the injection line (36) of pressurized gas (38), a pneumatic motor (30) for supplying power to the pump (40), adapted to be rotated by expansion of the pressurized gas (38).

Fig.1


BHFP
104
106
102
114
116
112
122
Q

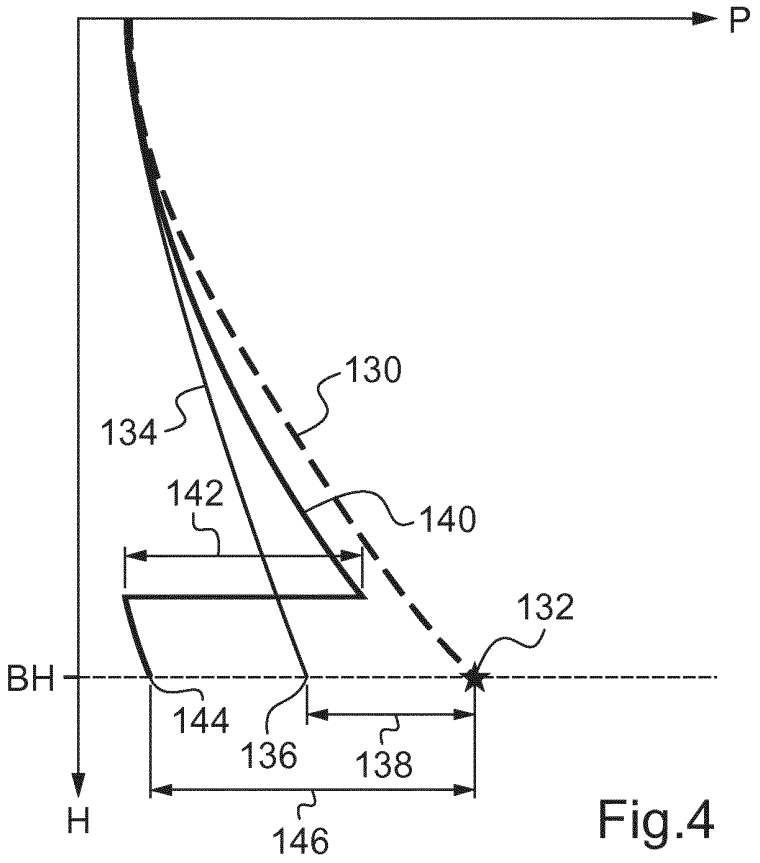

P
130
134
142
140
132
BH
144
136
138
H
146

Fig.4

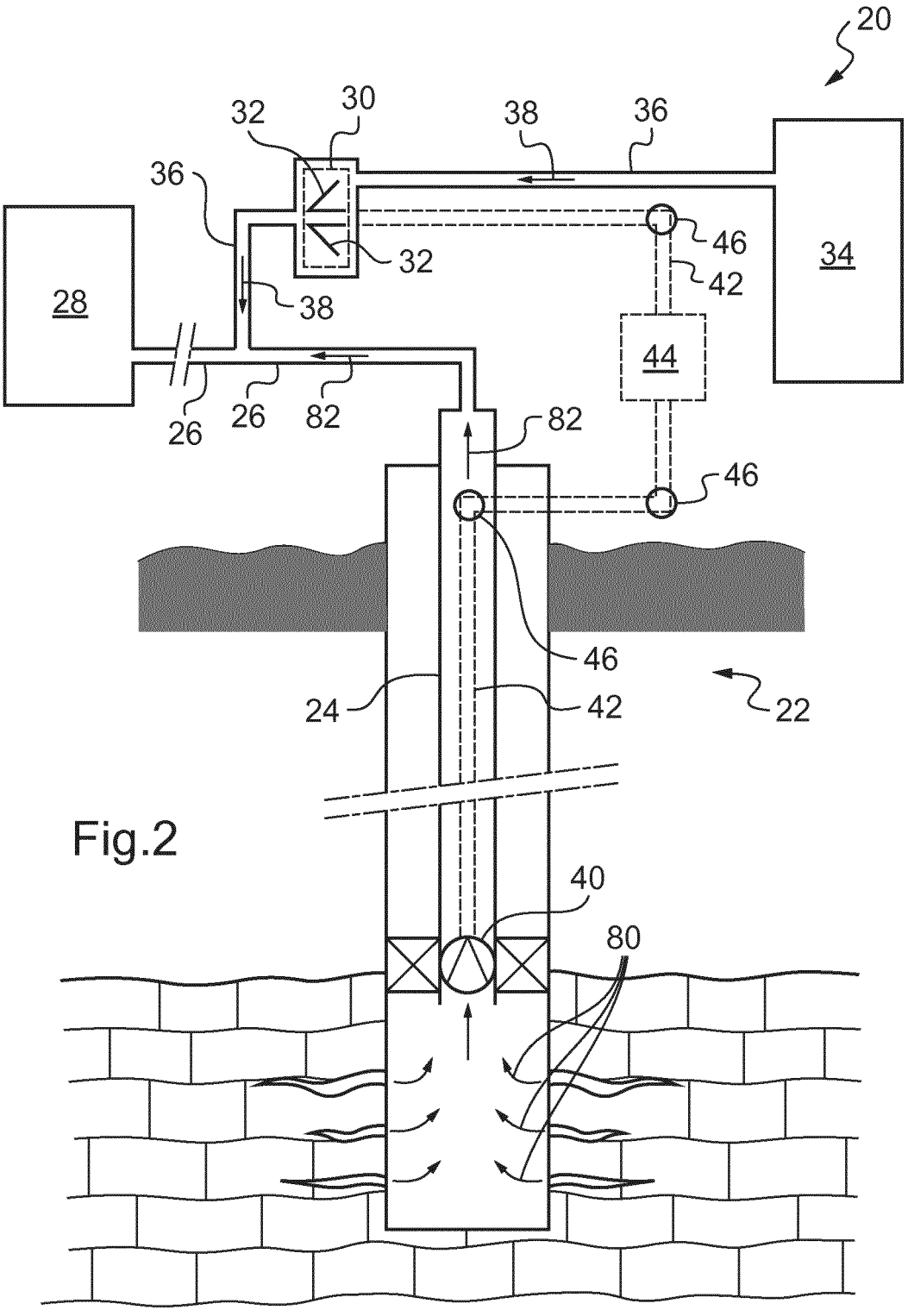


Fig.2

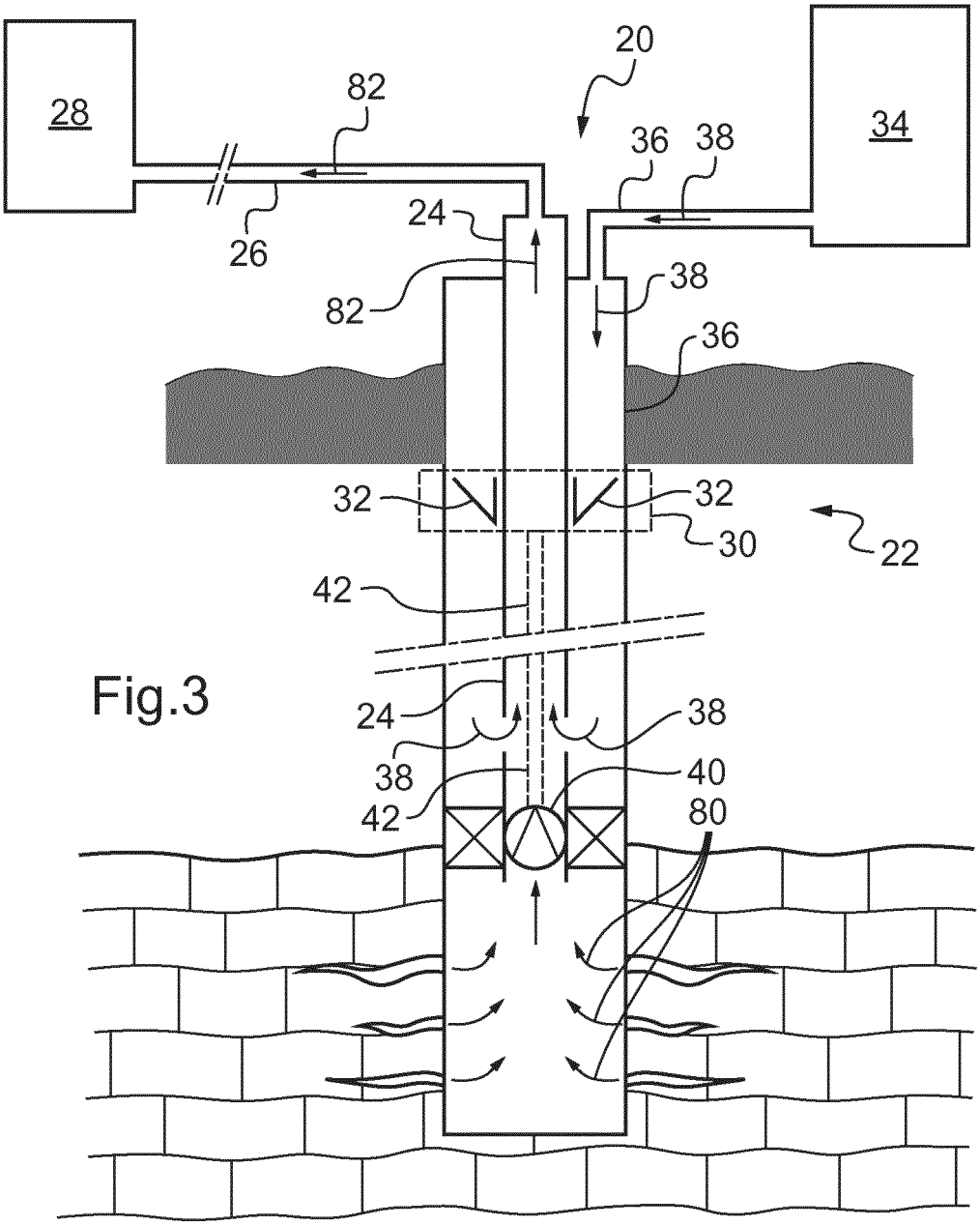


Fig.3

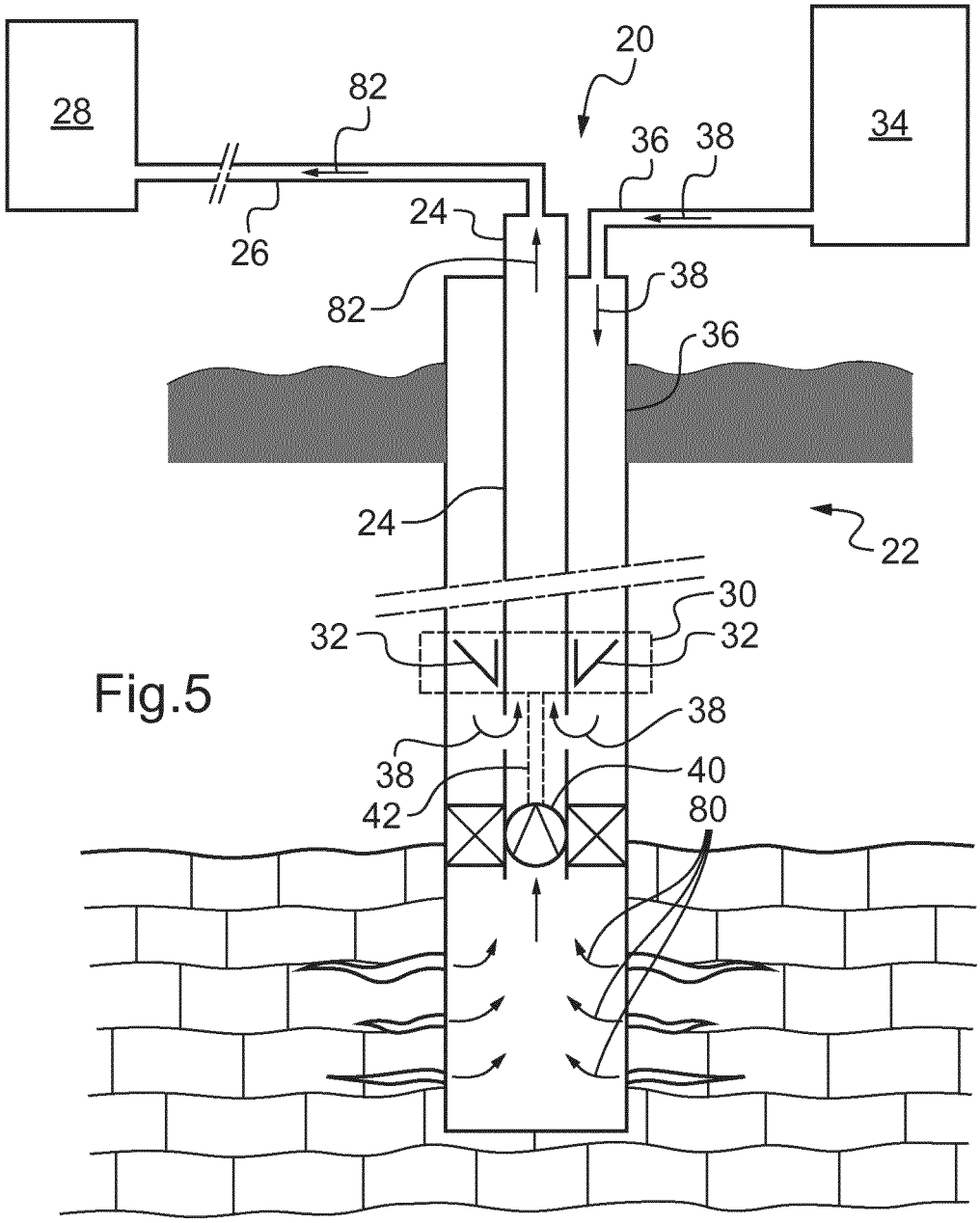


Fig.5

RÉFÉRENCES CITÉES DANS LA DESCRIPTION

Cette liste de références citées par le demandeur vise uniquement à aider le lecteur et ne fait pas partie du document de brevet européen. Même si le plus grand soin a été accordé à sa conception, des erreurs ou des omissions ne peuvent être exclues et l'OEB décline toute responsabilité à cet égard.

Documents brevets cités dans la description

- EP 0756065 A1 **[0002]**
- FR 2783557 A1 **[0002]**
- WO 2013011307 A2 **[0006]**