

①⑫

DEMANDE DE BREVET EUROPEEN

②① Numéro de dépôt: **84401749.1**

⑤① Int. Cl.⁴: **E 21 B 43/12, E 21 B 43/40,**
E 21 B 43/18, E 21 B 36/00

②② Date de dépôt: **31.08.84**

④③ Date de publication de la demande: **05.03.86**
Bulletin 86/10

⑦① Demandeur: **Chaudot, Gérard, 14, Allée de la**
Rochefoucauld, F-78570 Andresy (FR)

⑦② Inventeur: **Chaudot, Gérard, 14, Allée de la**
Rochefoucauld, F-78570 Andresy (FR)

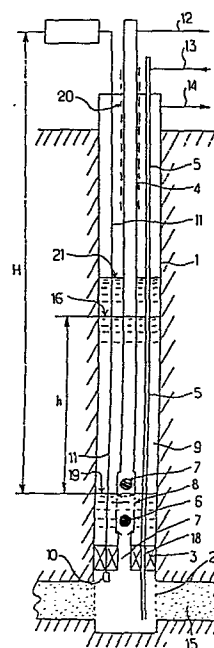
⑧④ Etats contractants désignés: **AT BE CH DE GB IT LI LU**
NL SE

⑦④ Mandataire: **Jolly, Jean-Pierre et al, Cabinet**
BROT 83, rue d'Amsterdam, F-75008 Paris (FR)

⑤④ **Production de gisements d'hydrocarbures avec réinjection d'effluents dans le gisement.**

⑤⑦ L'installation selon l'invention comprend au moins un cuvelage étanche (1) dont la base communique avec le gisement; au moins un bouchon étanche (3) disposé dans la partie inférieure du cuvelage et réalisant une capacité (9); au moins un conduit (14) pour réaliser soit une purge de gaz, soit une injection de gaz sous pression; une tubulure d'injection (13) de condensats traversant la capacité et débouchant dans la base du cuvelage (1) au-delà dudit bouchon; une tubulure de production (4) traversant ladite capacité et éventuellement ledit bouchon, cette tubulure communiquant avec le volume intérieur du cuvelage (1) en aval du bouchon (3), ainsi qu'avec ladite capacité par l'intermédiaire d'un système d'obturation (6, 7 et 8).

L'invention s'applique notamment à la mise en production de gisements inaccessibles par l'utilisation de procédés traditionnels.



voir page de garde 1

Installation pour la mise en production de gisements d'hydrocarbures avec réinjection d'effluents dans le gisement ou dans le ou les puits et procédé pour la mise en oeuvre de cette installation.

5 La présente invention concerne une installation pour la mise en production de gisements d'hydrocarbures avec réinjection d'effluents dans le gisement ou dans le ou les puits conformément au procédé faisant l'objet du brevet européen n° 0 089 986 et le procédé pour la mise en
10 oeuvre de cette installation.

On rappelle que le procédé d'exploitation faisant l'objet dudit brevet est destiné à maximiser la récupération des fluides des gisements d'hydrocarbures liquides, et en faciliter l'exploitation avec application,
15 en particulier, aux gisements d'hydrocarbures lourds et/ou visqueux, et aux gisements d'hydrocarbures ayant un point de figeage élevé.

On rappelle que ce procédé fait intervenir la récupération des fractions légères condensables et/ou gazeuses de l'effluent et leur réinjection dans le ou les puits et/ou le gisement. Il comprend le chauffage de l'effluent provenant du puits, la séparation des phases gazeuses, liquides et solides de l'effluent, la compression, le refroidissement et la déshydratation de la phase gazeuse avec récupération des condensats hydrocarbures et la réinjection du condensat en phase liquide dans le puits ou dans le gisement.
20
25

On précise maintenant que l'exploitation traditionnelle des gisements d'hydrocarbures conduit généralement à laisser dans le gisement une partie importante des hydrocarbures en place à l'origine pour différentes raisons dont
30 quelques unes sont évoquées ci-après :

- soit que dans le gisement lui-même, le pétrole brut est très visqueux et a tendance à rester piégé dans la matrice ;
- 35 - soit que le pétrole repose sur un matelas d'eau qui a tendance à s'écouler plus facilement que le pétrole, ceci conduisant à noyer les puits de production d'une façon presque irréversible (water conning) ;
- soit que le pétrole est sous-jacent à une accumu-

lation de gaz qui aura tendance à s'écouler plus facilement que le pétrole (gas conning), ceci conduisant à une augmentation de la production de gaz au détriment de la production de pétrole ;

- 5 - soit que le gisement de pétrole est de faible épaisseur et intercalé entre un matelas d'eau et une poche de gaz ;
- soit que la pression du pétrole brut dans le gisement est trop faible naturellement ou du fait de soutirages antérieurs et ne permet plus son acheminement jusqu'en surface, principalement en mer, ou si l'on utilise des puits de production fortement déviés ;
- 10 - soit que le pétrole brut est trop visqueux et le gisement trop profond, échappant ainsi aux procédés et méthodes connus de production ;
- 15 - soit que des constituants du pétrole brut figent, floculent, ou se déposent depuis le gisement lui-même, jusque dans les installations de surface, du fait de la mise en production du gisement et rendant ainsi l'exploitation du gisement très aléatoire ;
- 20 - soit que l'environnement de surface, en mer particulièrement, et aussi dans les régions de climat très froid, ne permet pas l'utilisation de méthodes connues.

Pour la grande majorité des gisements on est ainsi amené à fixer une pression d'abandon du gisement au-delà de laquelle il n'est plus rentable d'exploiter le gisement, à moins que, pour certains d'entre eux, on ne puisse même pas procéder à leur mise en exploitation.

Les procédés et techniques connus concernent, d'une part, l'amélioration de la productivité des puits de production, principalement par pompage, injections de gaz (gas lift) et d'autre part, l'amélioration du déplacement du pétrole brut dans la matrice du gisement par réchauffage, utilisant la vapeur d'eau ou la combustion in situ ou par déplacement du pétrole brut vers les puits de production par des fluides appropriés injectés dans des puits spécialisés. Ces méthodes, toujours coûteuses, donnent des résultats parfois inattendus et sont limitées dans leurs applications par des facteurs tels que :

- La profondeur du gisement et sa pression ;
- La déviation des puits ;
- Les coûts de production ;
- Les possibilités de mise en oeuvre.

5 En outre, si certaines sont applicables pour des gisements situés à terre, elles deviennent rapidement irréalisables en mer pour peu que la profondeur d'eau soit importante ou les conditions climatiques sévères.

10 Enfin, dans pratiquement tous les cas, la décision de développement d'un gisement est fondée sur l'estimation de la partie récupérable des réserves découvertes. Pour peu que le gisement ne se comporte pas de la manière espérée, qu'il réagisse mal aux traitements qui lui sont infligés en vue d'accroître son potentiel ou que le cours du pétrole brut fluctue en baisse, alors l'exploitation du gisement
15 peut conduire aux limites de la rentabilité.

 L'invention a donc pour objet de supprimer tout ou partie de ces inconvénients et de ces aléas, d'autoriser la mise en production de gisements inaccessibles par l'uti-
20 lisation de procédés traditionnels et de permettre une récupération supplémentaire à partir de gisements en cours de déplétion ou déjà déplétés et abandonnés. En outre, même si un arrêt d'exploitation de longue durée devait être envisagé, il permet de laisser les puits de production et le gi-
25 sement dans un état tel qu'il sera facile de réinitier la production dès lors que les conditions techniques ou économiques d'exploitation seront redevenues favorables.

 Pour parvenir à ces résultats, l'installation de production selon l'invention comprend au moins :

30 - un cuvelage étanche dont la base est en communication avec le gisement ;

 - au moins un bouchon étanche disposé dans la partie inférieure du cuvelage et réalisant, avec la partie supérieure de celui-ci, une capacité ;

35 - au moins un conduit débouchant dans la partie supérieure de ladite capacité, ce conduit permettant de réaliser dans la capacité, soit une purge de gaz, soit une injection de gaz sous pression ;

 - une tubulure d'injection de condensat traversant la

capacité et débouchant dans la base du cuvelage au-delà du-
dit bouchon ;

5 - une tubulure de production traversant ladite ca-
pacité et éventuellement ledit bouchon, cette tubulure com-
muniquant, dans sa partie supérieure, avec une tubulure de
sortie de l'effluent et, dans sa partie inférieure, avec le
volume intérieur du cuvelage en aval du bouchon, ainsi qu'a-
vec ladite capacité, par l'intermédiaire d'un système d'ob-
turation permettant d'obtenir un cycle de fonctionnement
10 comprenant au moins les phases suivantes :

- au cours d'une phase initiale, le système d'obtura-
tion laisse le passage de l'effluent à l'intérieur de la
capacité qui dès lors se remplit.

15 - au cours d'une seconde phase, pendant laquelle un
gaz sous pression est injecté dans la capacité par le sus-
dit conduit, le système d'obturation interdit le retour de
l'effluent contenu dans la capacité vers le gisement, tan-
dis qu'il autorise son passage vers la tubulure de sortie
par la tubulure de production (chasse à gaz), cette seconde
20 phase comprenant, en outre, simultanément une injection de
condensats dans le gisement, et

- au cours d'une troisième phase, le système d'obtu-
ration retient éventuellement la colonne d'effluent dans la
tubulure de production et autorise le passage, vers la ca-
25 pacité, de l'effluent mélangé aux condensats injectés dans
le gisement, de sorte qu'un nouveau cycle peut recommencer.

Afin de faciliter la compréhension et d'en faire
ressortir les avantages, la description sera faite à titre
d'exemple non limitatif à partir d'un appareillage pour la
30 production d'un gisement contenant un pétrole brut visqueux
à une pression de fond n'assurant pas la remontée de l'ef-
fluent jusqu'en surface.

La figure 1a schématise un mode de complétion simple
d'un puits ;

35 Les figures 1b et 1c représentent des variantes du
mode d'exécution représenté figure 1a ;

Les figures 2a à 2e schématisent les différentes
phases du cycle de production d'un puits complété selon la
figure 1 ;

40 La figure 3 schématise la complétion d'un puits avec

stockage intégré ;

Les figures 4a et 4b schématisent l'évolution des pressions dans le gisement aux alentours du puits de production ;

5 Les figures 5a à 5d schématisent l'évolution des pressions et de l'état de remplissage d'un puits durant un cycle de production ;

10 La figure 6 montre l'organisation de la production pour quatre puits afin d'améliorer le rendement et la rentabilité du procédé dès que le nombre de puits en service est supérieur à l'unité ;

La figure 7a représente un autre mode de réalisation de l'installation selon l'invention ;

15 Les figures 7b et 7c sont des variantes d'exécution de l'installation représentée figure 7a.

20 Avec référence à la figure 1, le puits de production comporte un cuvelage étanché 1 permettant d'assurer la liaison entre le gisement 15 et la surface. Il comporte à sa base une partie perforée ou crépinée 2 mettant en communication le gisement et l'intérieur du cuvelage. En outre, ce cuvelage 1 est muni, à l'intérieur et dans sa partie inférieure, immédiatement au-dessus du gisement, d'un bouchon étanche 3 (packer de production) traversé par deux orifices principaux 17 et 18 étanchéifiabiles, l'un 17 permettant l'écoulement des fluides par une tubulure de production de pétrole 4, et l'autre 18 permettant l'injection d'hydrocarbures légers liquides ou partiellement gazeux, appelés par la suite condensats, au travers d'une tubulure d'injection de condensats 5.

30 Ce bouchon étanche 3 définit dans la partie supérieure du puits une capacité 9 dans laquelle pourront être accumulés les fluides produits par le gisement mélangés aux condensats injectés, avant leur transfert en surface, par la tubulure 4, cette dernière étant équipée de deux clapets anti-retour 6 et 7 séparés par une tubulure perforée 8 permettant de mettre en communication alternativement le gisement 15, la capacité 9 et l'intérieur de la tubulure de production 4.

Accessoirement un détecteur de pression et de tem-

pérature de fond 10 permettra de mesurer les variations de pression et de température en dessous du clapet inférieur 6. Ces indications seront transmises en surface par un câble 11 équipé des presse-étoupes nécessaires à maintenir l'étanchéité requise.

En surface, le puits est équipé d'une tubulure 12 permettant d'acheminer les fluides produits jusque dans les installations de séparation-traitement, et d'une seconde tubulure 13 permettant d'acheminer le condensat injecté sous pression dans le puits. En outre, une tubulure 14 sera raccordée en tête du cuvelage étanché 1 afin d'injecter et de soutirer du gaz moteur.

Avec ces équipements, le cycle de fonctionnement du puits sera le suivant :

Au début du cycle, le puits est au repos et, sous l'effet de la pression dans le gisement 15, les liquides ont atteint le niveau 16 dans le cuvelage 1 en passant par l'orifice 17 ménagé dans le bouchon étanche 3, en soulevant le clapet inférieur 6 et en envahissant la capacité 9 par le tube crépiné 8. Le niveau atteint dans la tubulure de production 4 sera sensiblement voisin du niveau 16 si les pressions en tête du cuvelage 1 et de la tubulure 4 sont identiques. Les clapets 6 et 7 reposent sur leurs sièges sous l'effet de leur propre poids.

On procède alors à l'injection de gaz sous pression, par la tubulure 14. Cette injection va accentuer la fermeture du clapet 6, ouvrir le clapet 7, les liquides accumulés dans le cuvelage 1 s'écoulant vers le bas puis à travers le tube crépiné 8 et le clapet 7 vers le haut à l'intérieur de la tubulure 4. Si la pression du gaz injecté est suffisante, le niveau 16 pourra descendre jusqu'au niveau 19, niveau auquel du gaz commencera à traverser le tube crépiné 8 pour remonter dans la tubulure 4. A ce point la pression maximum du gaz moteur sera conditionnée par la hauteur de refoulement H des fluides à travers la tubulure 4, et le volume des liquides déplacés sera fonction de la différence entre les niveaux 16 de commencement de chasse et 19 de fin de chasse.

Durant ce déplacement, la pression régnant au-dessus

du clapet 6 étant supérieure à la pression régnant en dessous, on procèdera à l'injection de condensats au niveau de la couche productrice 15 par l'intermédiaire de la tubulure d'injection de condensats 5. Du fait de la contre-
5 pression maintenue au-dessus du clapet 6, ces condensats vont envahir le gisement 15 au voisinage du puits, et par voie de conséquence, diminuer la viscosité du pétrole brut dans le gisement et augmenter la perméabilité relative au
10 pétrole brut mélangé avec des condensats, favorisant ainsi l'écoulement ultérieur vers le puits dans la zone envahie par les condensats.

Après cette chasse au gaz, la pression de ce dernier est abaissée par purge du gaz au travers de la tubulure 14 par exemple. Le clapet 7 va se refermer sous l'effet
15 du poids de la colonne de liquides accumulés dans la tubulure de production 4, et le clapet 6 va s'ouvrir dès que l'effet de la pression de fond sera supérieur à l'effet de la pression régnante dans le cuvelage 1, et le pétrole brut mélangé aux condensats précédemment injectés va s'écouler
20 de nouveau et remplir le cuvelage 1 jusqu'à un niveau 21. Le cycle de débit en surface pourra alors reprendre..

Si un ou plusieurs autres puits participent à la production du gisement, le gaz sous pression accumulé dans le cuvelage 1, en fin de chasse des liquides pourra être
25 utilisé directement dans un autre puits se trouvant prêt à être chassé, pour en déplacer les liquides jusqu'à équilibrer des pressions dans les deux puits.

On améliorera ainsi considérablement le rendement énergétique de la production à condition d'installer un
30 ensemble de vannes permettant de balancer le gaz directement d'un puits aux autres.

Les pièces d'usure principales étant les clapets de pied 6 et 7, ceux-ci pourront être retirables simultanément ou indépendamment l'un de l'autre, par l'intérieur de la
35 tubulure de production 4, et réancrables, après vérification ou échange en surface. Leur mise en place et leur démontage étant effectués par des méthodes classiques, telles que le pompage ou l'utilisation d'une ligne (wire line). Pour certaines applications, ou selon l'état de déplétion

du gisement, la tubulure de production 4, équipée de son clapet de pied 7, pourra être abaissée pas par pas selon le but recherché, le clapet 6 restant au voisinage du bouchon étanche 3. D'autres applications ne nécessiteront pas l'installation du clapet supérieur 7 soit que l'on acceptera une retombée des fluides accumulés dans la tubulure 4 en fin de chasse, soit qu'on laissera échapper du gaz accumulé dans le cuvelage 1 par l'extrémité inférieure de la tubulure de production 4, afin d'alléger et de pousser les liquides restants dans la tubulure 4.

Certaines applications pourront requérir un ou plusieurs orifices calibrés répartis le long de la tubulure 4 et permettant au gaz s'accumulant dans le haut du cuvelage 1, sous certaines conditions, de pénétrer latéralement, à un ou plusieurs niveaux dans la tubulure 4 durant la chasse des liquides, ceci dans le but de diminuer la densité moyenne de la colonne de fluides circulant dans la tubulure 4. Une telle disposition permettra ainsi de favoriser le débit (gas lift).

Si la pression du gisement est très faible, on peut même placer les clapets de pied 6 et 7 en face et même en dessous du niveau du gisement 15 afin de permettre le soutirage du gisement, prolonger ainsi sa vie, voire remettre en production un gisement abandonné. Dans ce cas, la partie de la tubulure de production comprise entre les clapets 6 et 7 est raccordée à la capacité par l'intermédiaire d'un conduit.

La figure 1b donne par exemple le schéma correspondant d'arrangement des équipements de fond de puits.

En outre, d'autres applications telles que celles représentées figure 1c nécessiteront l'inversion des circulations dans le cuvelage 1 et la tubulure de production 4. Dans cet exemple le cuvelage 1 est obturé par deux bouchons étanches 3, 31 que traverse la tubulure d'injection de condensats 5. Ces deux bouchons 3, 31 délimitent une chambre intermédiaire 31' dans laquelle débouche la tubulure de production 4. La capacité 9, qui se trouve alors délimitée par le bouchon supérieur 31, communique avec la chambre intermédiaire 31' au moyen d'un conduit équipé d'un clapet de pied

7. Le bouchon inférieur 3 comprend un passage en direction du gisement équipé d'un second clapet de pied 6. Par ailleurs le cuvelage pourra comprendre, dans sa partie supérieure, une conduite de sortie 14' pouvant servir à l'évacuation de l'effluent et du condensat. Le débit en surface s'effectuera alors par le cuvelage principal 1, et l'injection de gaz de déplacement par la tubulure 4. Bien entendu, les clapets de pied 6 et 7 seront installés de façon particulière afin de permettre un fonctionnement correct.

10 Le débit des condensats et leurs qualités seront ajustés au fur et à mesure, selon la récupération qui en sera faite à partir du pétrole brut produit, et selon les effets recherchés dont les principaux sont les suivants :

- 15 - diminution de la viscosité du pétrole brut ;
- diminution de la densité du pétrole brut ;
- augmentation de la productivité des puits ;
- augmentation de la récupération du pétrole brut en place dans le gisement ;
- abaissement du point de figeage du pétrole brut ;
- 20 - élévation du point de bulle du pétrole brut dans le puits, voire dans le gisement, de façon à pallier le problème de dépôt des asphaltènes ou autres composés précipitant ou risquant de provoquer des colmatages dans le gisement et/ou dans les puits ;
- 25 - inhibition ou occultation des phénomènes de rabaissement de nappe de gaz ou de relèvement de nappe d'eau, ou les deux simultanément, même si ceux-ci sont largement développés ; dans ce cas particulier, les propriétés des condensats injectés pourront être modifiées par ajout d'une
- 30 fraction du pétrole brut produit, de fluides étrangers, de l'ammoniaque, par exemple, et/ou de produits chimiques favorisant l'efficacité du procédé selon le problème à résoudre.

35 Pour atteindre les susdits effets recherchés, il se peut que les condensats soient remêlangés à une fraction gazeuse avant injection, ou une fraction de gaz liquéfié, mais redevenant volontairement gazeuse au cours de son transfert jusque dans le gisement 15, ou encore que les condensats récupérés soient fractionnés de façon à n'injecter qu'une

ou plusieurs coupes de ces derniers afin de résoudre un problème particulier. En outre, si les conditions du gisement
15 et de son exploitation le nécessitent seule l'injection intermittente ou continue de condensats amendés par des
5 fluides étrangers ou non sera effectuée, les gaz issus de la séparation du pétrole brut et des condensats n'étant pas réutilisés dans les puits.

Les figures 2a à 2e illustrent, à différents stades du cycle de production, l'évolution des fluides dans le
10 puits et la manière dont est conduite l'injection de condensats dans le gisement.

Ainsi, dans la figure 2a, l'effluent remonte dans la capacité tandis que le gaz de chasse s'écoule par la tubulure 14. Cette phase se poursuit jusqu'à ce que l'effluent
15 atteigne dans la capacité 9 un niveau maximum prédéterminé.

Au cours d'une seconde phase, on injecte par la tubulure 14 un gaz de chasse sous pression. Sous l'effet de ce gaz, l'effluent remonte par la tubulure de production et s'écoule par la tubulure de sortie de l'effluent. Parallèlement, on injecte par la tubulure 13 le condensat dans
20 le gisement. Dès que l'on atteint un niveau minimum de l'effluent dans la capacité (figure 2c), on interrompt les injections de gaz de chasse et de condensat.

On procède ensuite au purgeage du gaz dans la capacité en transférant dans un premier temps le gaz de chasse sous pression dans un autre puits prêt à être chassé jusqu'à ce qu'on obtienne un équilibre des pressions dans les
25 capacités des deux puits (figure 2d). Au cours de cette phase, l'effluent commence à remonter dans la capacité.

On procède ensuite, dans un second temps, au purgeage complet de la capacité (figure 2e) de sorte que l'effluent peut remonter jusqu'au niveau maximum précédemment
30 mentionné. Un nouveau cycle peut alors recommencer.

Avec référence à la figure 3, la complétion du puits selon la figure 1 précédente est amendée par la création
35 d'une chambre de stockage de gaz 30 sous pression, dans la partie supérieure du puits, et corrélativement par la diminution du volume "mort" de gaz ne participant pas à la chasse effective des liquides accumulés dans le cuvelage 1. En

effet, il est intéressant, d'une part, de disposer d'un volant de gaz important sous pression, afin de faciliter, voire accélérer, les phases de chasse des liquides et permettre un redémarrage rapide de la production après une période d'arrêt, et d'autre part, occulter un volume "mort" croissant avec la déplétion du gisement. D'ailleurs, le ou les puits peuvent, en début d'exploitation, être complétés selon la figure 1, puis après déplétion partielle du gisement, être recomplétés selon la figure 3, tout en conservant si
5
10
15
20
25
30
35
40
45
50
55
60
65
70
75
80
85
90
95
100
105
110
115
120
125
130
135
140
145
150
155
160
165
170
175
180
185
190
195
200
205
210
215
220
225
230
235
240
245
250
255
260
265
270
275
280
285
290
295
300
305
310
315
320
325
330
335
340
345
350
355
360
365
370
375
380
385
390
395
400
405
410
415
420
425
430
435
440
445
450
455
460
465
470
475
480
485
490
495
500
505
510
515
520
525
530
535
540
545
550
555
560
565
570
575
580
585
590
595
600
605
610
615
620
625
630
635
640
645
650
655
660
665
670
675
680
685
690
695
700
705
710
715
720
725
730
735
740
745
750
755
760
765
770
775
780
785
790
795
800
805
810
815
820
825
830
835
840
845
850
855
860
865
870
875
880
885
890
895
900
905
910
915
920
925
930
935
940
945
950
955
960
965
970
975
980
985
990
995

besoin est des équipements de fond tels que le bouchon étanche 3 et les accessoires qui y sont rattachés, et précédemment installés. Ce stockage de gaz peut être réalisé par la mise en place d'un bouchon permanent ou retirable 32 percé d'orifices étanchéifiables 33, 34, 35 et 36 .

15 L'orifice 33 permettra le passage des fluides expulsés jusqu'en surface par la tubulure 4.

L'orifice 34 permet l'injection des condensats depuis la surface jusqu'en dessous du bouchon inférieur 3 par l'intermédiaire de la tubulure continue 5.

20 L'orifice 35 permet l'admission et l'échappement du gaz de déplacement des fluides, au-dessus des liquides accumulés dans la capacité 9.

L'orifice 36 permet le passage du câble de transmission d'informations du fond jusqu'en surface.

25 Afin de simplifier le bouchon étanche 32, plusieurs des orifices 33, 34, 35 et 36 peuvent être rassemblés dans un passage commun au travers du bouchon 32.

La chambre de stockage de gaz 30 ainsi créée est alimentée ou soutirée par une tubulure plongeante 38 qui
30
35
40
45
50
55
60
65
70
75
80
85
90
95
100
105
110
115
120
125
130
135
140
145
150
155
160
165
170
175
180
185
190
195
200
205
210
215
220
225
230
235
240
245
250
255
260
265
270
275
280
285
290
295
300
305
310
315
320
325
330
335
340
345
350
355
360
365
370
375
380
385
390
395
400
405
410
415
420
425
430
435
440
445
450
455
460
465
470
475
480
485
490
495
500
505
510
515
520
525
530
535
540
545
550
555
560
565
570
575
580
585
590
595
600
605
610
615
620
625
630
635
640
645
650
655
660
665
670
675
680
685
690
695
700
705
710
715
720
725
730
735
740
745
750
755
760
765
770
775
780
785
790
795
800
805
810
815
820
825
830
835
840
845
850
855
860
865
870
875
880
885
890
895
900
905
910
915
920
925
930
935
940
945
950
955
960
965
970
975
980
985
990
995

permettra la vidange éventuelle des liquides existants ou pouvant s'accumuler dans la partie inférieure de la chambre de stockage 30.

Pour certaines applications, la mise en place du bouchon étanche 32 ne peut avoir pour but que de diminuer
35
40
45
50
55
60
65
70
75
80
85
90
95
100
105
110
115
120
125
130
135
140
145
150
155
160
165
170
175
180
185
190
195
200
205
210
215
220
225
230
235
240
245
250
255
260
265
270
275
280
285
290
295
300
305
310
315
320
325
330
335
340
345
350
355
360
365
370
375
380
385
390
395
400
405
410
415
420
425
430
435
440
445
450
455
460
465
470
475
480
485
490
495
500
505
510
515
520
525
530
535
540
545
550
555
560
565
570
575
580
585
590
595
600
605
610
615
620
625
630
635
640
645
650
655
660
665
670
675
680
685
690
695
700
705
710
715
720
725
730
735
740
745
750
755
760
765
770
775
780
785
790
795
800
805
810
815
820
825
830
835
840
845
850
855
860
865
870
875
880
885
890
895
900
905
910
915
920
925
930
935
940
945
950
955
960
965
970
975
980
985
990
995

l'espace mort dans la partie haute du cuvelage 1 ou d'éviter d'atteindre des pressions trop élevées en tête de cuvelage 1, la chambre 30 ainsi dégagée n'ayant alors pas de fonction particulière de stockage actif gaz.

D'autres applications conduiront à utiliser cette

chambre de stockage 30 pour le stockage des condensats hydrocarbures liquides, et même plusieurs puits d'un gisement pourront avoir des chambres de stockage 30 remplissant simultanément et/ou successivement les trois fonctions précédemment définies de stockage gaz, espace "mort" et stockage condensat.

Les figures 4a et 4b schématisent la comparaison de l'évolution de la pression aux abords d'un puits débitant en continu sans injection de condensats, et l'évolution de la pression aux abords d'un puits débitant cycliquement avec injection de condensat. Sur la figure 4a est représentée, à titre de comparaison, l'évolution de la pression dans le gisement aux abords du puits si celui-ci est soutiré en continu ou par pompage continu. On voit que la pression qui à l'origine de l'exploitation (temps T_0) est représentée par une droite horizontale C_0 , va glisser à la courbe C_1 après une durée d'exploitation T_1 puis à la courbe C_2 , après un temps d'exploitation T_2 . Si après cette phase d'exploitation continue, le puits est fermé pendant un temps T_3 , la courbe C_2 va glisser en sens inverse jusqu'à la courbe C_3 et, par exemple, la pression à une distance R de l'axe du puits qui avait chuté à la valeur P_2 remonte à la valeur P_3 .

Si maintenant sur la figure 4b est représentée l'évolution de la pression dans le gisement aux abords du puits dans lequel est effectué un soutirage cyclique on voit que la courbe représentant la pression dans le gisement aux abords du puits aura atteint le profil C_2 après le temps T_2 de soutirage du cycle. Le puits étant fermé, on peut dire que la pression évoluerait en sens inverse après un temps T_3 de fermeture pour atteindre le profil C_3 , si il n'y avait pas d'injection de condensat miscible, par le puits dans la zone productrice. Mais l'injection de condensat va déplacer cette dernière courbe pour deux raisons simultanément.

Premièrement, sous l'effet de la baisse de viscosité du brut et sous l'effet de l'augmentation de la perméabilité relative au mélange pétrole brut-condensat, la remontée de pression sera plus rapide et la courbe C_3 glis-

sera en C32.

Deuxièmement, sous l'effet de la remontée de pression, du fait de l'injection de condensat par le puits, la courbe C32 passera à la courbe C3 toujours dans le même laps
5 de temps T3. Comme le débit du puits est fonction directe de la baisse de pression, le débit instantané pourra être plus élevé et, d'autre part, la baisse de pression étant plus uniformément répartie dans un volume plus grand du gisement, des régions plus éloignées du puits que précédemment
10 participeront à la production, par voie de conséquence la récupération du pétrole brut en place dans le gisement sera considérablement améliorée, sans pour autant faire intervenir obligatoirement des fluides étrangers.

Avec référence aux figures 5a à 5d, il est maintenant montré, sur un diagramme triple, l'évolution de la pression et l'état de remplissage ou de vidange du puits durant
15 un cycle de production, en se référant à la complétion du puits selon la figure 1.

La figure 5a montre l'évolution de la pression du gaz de déplacement en tête du cuvelage principal 1 durant
20 le cycle de production.

La figure 5b montre l'état de vidange et de remplissage de la capacité 9 intérieure au cuvelage principal 1.

La figure 5c montre l'évolution de la pression dans
25 le fond du puits, en dessous du bouchon étanche 3, et

La figure 5d montre les phases pendant lesquelles peuvent être effectuées les injections de condensats.

Avec référence à la figure 6 il est maintenant montré le décalage des cycles de production pour quatre puits, par exemple courbes P1, P2, P3, P4, de façon à limiter la
30 puissance installée de compression du gaz de déplacement et obtenir un débit aussi régulier que possible de la production moyenne des quatre puits.

Un premier avantage des modes de réalisation précédemment décrits consiste en ce qu'on utilise cycliquement
35 du gaz pour fournir l'énergie nécessaire à acheminer les hydrocarbures liquides au moins jusqu'en surface, la totalité ou une partie de ce gaz moteur étant extraite dans le

ou les puits de production par dégazage partiel ou total des hydrocarbures qui y sont contenus, ledit gaz étant injecté et purgé alternativement afin de permettre, d'une part, la remontée de pression dans le gisement aux abords du puits de production et l'injection de condensats d'hydrocarbures dans ledit puits et ledit gisement, et, d'autre part, l'éjection des liquides contenus dans ledit puits. Il est clair qu'en procédant de cette façon la pression au fond du puits pourra atteindre une valeur très basse, même bien inférieure aux pressions d'abandon de gisement généralement pratiquées, en tous cas inférieure au point de bulle du pétrole brut dans le gisement, sans pour autant générer de problèmes insurmontables, la capacité 9 aménagée dans le cuvelage principal 1 jouant alors le rôle de séparateur de phases liquide et gazeuse.

On provoque ainsi volontairement une respiration des puits, cette respiration étant ajustable à volonté depuis la surface, en fréquence, volume et pression dans les limites définies par les caractéristiques dimensionnelles des équipements des puits et par les caractéristiques des installations d'injection de gaz et de récupération des condensats, le débit de pétrole brut étant fonction de ses propres caractéristiques, de celles du gisement, de la différence de pression imposée au niveau du gisement, du volume et des caractéristiques du condensat injecté. En outre, la chasse en surface des liquides provisoirement stockés dans la capacité 9 du cuvelage principal 1, pourra être effectuée de manière lente ou rapide selon l'effet recherché c'est-à-dire lentement si l'on souhaite bénéficier d'un refroidissement par échange thermique avec les terrains traversés jusqu'en surface, voire la mer, ou rapidement si l'on veut diminuer les déperditions calorifiques.

Ainsi, ce procédé perfectionné est applicable à des gisements en cours de déplétion, voire déjà abandonnés.

Il est clair également que l'énergie complémentaire fournie au pétrole brut pour lui permettre d'atteindre les installations de surface n'est pas transmise par des organes mécaniques ni électriques depuis la surface, ce qui rend ce procédé particulièrement intéressant pour l'ex-

5 exploitation des puits fortement déviés de la verticale, voire horizontaux, lesdits puits pouvant être situés à terre ou en mer, sans vraiment de limitations du fait de la profondeur d'eau au droit des puits et/ou du gisement, et permettant ainsi l'implantation des installations de production de surface à distance du gisement sans nécessiter surtout un accès vertical ou subvertical permanent au droit desdits puits ou dudit gisement.

10 Il arrive également que la matrice du gisement soit hétérogène et que le cheminement du pétrole soit favorisé dans des canaux préférentiels (fingering et channelling). Dans ce cas, la production du ou des puits sera alimentée par des zones de plus en plus lointaines des puits, alors que des zones recellant des quantités importantes de pétrole
15 situées au voisinage des puits ne participeront que très peu à la production, ce pétrole piégé restant habituellement en place dans le gisement jusqu'à l'abandon de l'exploitation. L'injection de condensat dans le gisement, suivie de production (rocking), va permettre par imbibition
20 et solubilisation d'atteindre ces zones autrement inexploitable.

Un deuxième avantage, obtenu par l'installation selon l'invention, consiste en ce que l'on fait alterner, pour chaque puits, des périodes de production du gisement,
25 suivies de périodes de remontée de pression dans le gisement durant lesquelles une injection de condensats hydrocarbures sera effectuée. Les fluides produits par le gisement et mélangés aux condensats hydrocarbures sont stockés en fond de puits pendant le débit du gisement et sont éjectés par un gaz de chasse, de préférence le gaz associé
30 au pétrole brut récupéré en surface et recomprimé avec extraction des condensats hydrocarbures, durant les périodes de remontée de pression dans le gisement.

Un troisième avantage selon l'invention consiste
35 en ce que l'on favorise l'écoulement du pétrole brut dans la matrice du gisement par lessivage avec des condensats hydrocarbures de préférence extraits de l'effluent du gisement et réinjectés dans le gisement. Cette injection est effectuée de façon discontinue, de préférence pendant les

périodes de remontée de pression du gisement, afin de permettre la pénétration de la matrice par les condensats, ce qui conduit à plusieurs effets concourants à l'augmentation de la récupération des fluides du gisement et de la productivité des puits.

Un quatrième avantage consiste en ce que, dès lors qu'un excédent de condensat sera constitué jour après jour, on stocke ce volume excédentaire et on l'injecte périodiquement dans au moins un puits dont le cycle de production sera arrêté pendant une durée suffisante, de façon à permettre l'injection elle-même puis l'imbibition de la matrice du gisement dans des régions de plus en plus lointaines qui ne seraient pas atteintes par les injections effectuées durant les cycles normaux de production. Dès que la déplétion du gisement sera jugée suffisante, la totalité des condensats excédentaires disponibles sera injectée dans un ou plusieurs puits et déplacée vers les autres puits demeurant en production, par le pompage d'un fluide de déplacement caractérisé par un rapport de mobilité favorable entre le fluide de déplacement et les condensats afin d'effectuer un balayage dont le front de déplacement sera stabilisé et améliorer ainsi la récupération du pétrole brut encore contenu dans le gisement.

Un cinquième avantage procuré par l'invention consiste en ce que l'on injecte, de façon continue ou discontinue, une partie des condensats, en tête du cuvelage principal 1, par l'intermédiaire d'une vanne automatique ou manuelle de façon à éviter le figeage, en particulier durant les périodes de démarrage, du pétrole ayant subi un refroidissement dans la partie supérieure du puits.

En outre, ce perfectionnement permettra d'effectuer l'ajout directement dans le puits d'agents physico-chimiques permettant de contrôler ou de maîtriser des problèmes pouvant survenir ultérieurement dans les installations de production, tels que le moussage ou l'émulsification.

Il permet également d'ajuster si nécessaire la densité et la viscosité du pétrole ou du mélange remontant des profondeurs du puits.

L'injection de ce condensat pourra être effectuée

dans la partie annulaire du puits à l'aide d'une tubulure séparée, ou conjointement avec l'injection du gaz moteur nécessaire à l'éjection des fluides du puits si ce dernier est requis pour assurer le débit du puits.

5 Un sixième avantage procuré par l'invention consiste en ce que l'on compense, dans la partie du puits soumise à leurs effets, les variations de températures provoquées par la détente du gaz moteur ou autre, et/ou la baisse de température correspondant au gradient géothermique durant
10 les phases de remplissage et de stabilisation du puits, ces dernières pouvant conduire au dépôt et/ou à l'accumulation des composants du pétrole brut à point de figeage élevé ou à haute viscosité, gênant ou empêchant la mise en oeuvre ~~correc-~~
te du procédé faisant l'objet du brevet européen n° 0 089 986.

15 Avec référence à la figure 1, un système 20 de réchauffage par résistance électrique, serpentín de vapeur ou de fluide chaud peut être installé dans la partie supérieure du puits. Il pourra être auto-régulant ou régulé par un dispositif connu se basant sur la température de sortie de
20 l'effluent par exemple.

 Un septième avantage consiste en ce que l'on peut stabiliser les condensats issus des unités de récupération (références 9 et ou 6 de la figure du brevet susmentionné) placées en surface et en particulier les condensats froids
25 contenant une quantité importante de méthane et d'éthane. En effet, pour de nombreuses applications, il n'apparaît pas souhaitable d'injecter dans le fond du puits et, surtout dans le gisement, des condensats trop légers risquant de générer une production de gaz intempestive, ou de pas-
30 ser le point de bulle des condensats eux-mêmes durant leur acheminement vers le fond du puits, entravant ainsi le cheminement des condensats par piégeage du gaz (vapeur lock).

 Cette stabilisation pourra s'effectuer par une élévation de température et/ou une baisse de pression de ces
35 condensats par un procédé bien connu avec prélèvement d'une partie des composants les plus légers et leur réincorporation éventuelle dans l'effluent en cours de traitement en un point tel qu'il y ait compatibilité de pression ou que le procédé en soit bénéficiaire. Mais elle pourra aussi

s'effectuer, afin de conserver une quantité et/ou une qualité optimum du condensat, par le remélange avec une partie de l'effluent liquide pris dans, ou en aval de l'unité de séparation (référence 4 du brevet européen susmentionné).

5 En procédant de cette façon il sera, en particulier, possible d'ajuster le point de bulle du condensat aux variations des conditions thermodynamiques du gisement provenant de sa déplétion, ou bien d'affiner la solution à des problèmes de relèvement de nappe d'eau (water conning) ou
10 de rabaissement de nappe de gaz (gaz conning), ou encore de particulariser la composition du condensat pour résoudre des problèmes de pétrole à point de figeage élevé. Dans ce dernier cas il peut être souhaitable de dévier une partie des liquides produits dans l'unité 4 du brevet susmentionné
15 né (side stream) et d'en extraire par des moyens classiques une coupe intermédiaire d'hydrocarbure qui sera ensuite injectée dans le gisement, remélangée ou non aux condensats, afin d'en renforcer le pouvoir solubilisant selon l'application, à moins que cette coupe ne serve de base à
20 la génération d'un solvant plus sélectif propre à résoudre le problème posé, directement au voisinage des installations objet du brevet susmentionné, dans le but évident de diminuer les coûts et aléas de transport et éviter les problèmes d'incompatibilités physico-chimiques si ledit solvant était
25 généré à partir du pétrole d'un autre gisement.

La figure 7 présente un mode de réalisation comportant des variantes d'installation permettant de réchauffer efficacement le pétrole accumulé dans le puits, durant sa phase d'éjection, et, conjointement, de générer l'énergie
30 nécessaire à l'évacuation des liquides jusqu'en surface.

Il est réalisé par exemple par la mise en place dans un cuvelage principal 1 d'un bouchon étanche 3 percé d'un ou plusieurs orifices étanchéifiabiles 17, 18, placé au-dessus du niveau de la zone productrice 15.

35 L'orifice 17 reçoit un clapet de pied 6 raccordé ou non par une tubulure crépinée à la tubulure de production 4 équipée elle-même d'un clapet de pied 7.

L'orifice 18 permet le passage d'une tubulure 5 d'injection de condensats depuis la surface du sol jusqu'au

niveau de la zone productrice. On notera que l'orifice 17 peut être équipé d'un noyau étanche permettant le passage simultané du clapet de pied 6 et de la tubulure d'injection de condensat 5, ceci afin de simplifier le bouchon étanche 3 et les procédures de mise en place des différents éléments.

En surface, le puits est équipé d'une tubulure d'amenée de condensat 13, d'une tubulure d'évacuation de l'effluent 12, d'une conduite d'amenée d'air ou de mélange air-gaz ou air-hydrocarbures pulvérisés 44 au travers d'un carburateur d'un modèle connu 45, cette dernière tubulure pouvant se prolonger à l'intérieur du cuvelage 1 et se terminer par une crépine 46 répartissant l'air ou le mélange injecté sur une certaine hauteur dans la partie supérieure du cuvelage principal 1, d'une tubulure d'échappement 47 munie d'une soupape de sécurité contre la pression 48, et finalement d'un moyen d'allumage 49 par arc électrique point chaud ou autre.

Le fonctionnement de cette installation sera alors le suivant : dès que le niveau dans le puits a atteint un niveau jugé suffisant 50, il est procédé à l'injection d'air ou de mélange carburant-air par la tubulure 46. Dès que le volume et surtout la pression en tête du cuvelage 1 a atteint une valeur susceptible de ne pas mettre en danger l'ouvrage après explosion il est procédé à l'allumage du mélange par le dispositif 49. L'explosion amortie par le volume de gaz hydrocarbure sous-jacent et ne pouvant participer à la combustion par manque de comburant, va créer une surpression fermant le clapet de pied 6 et chassant une partie des liquides accumulés dans le cuvelage principal 1 jusqu'en surface par la tubulure 4 au travers du clapet de pied 7. Les liquides ainsi chassés seront réchauffés pendant leur transit dans la tubulure 4 au travers de la zone où la combustion s'est développée.

Dès que les liquides cessent de couler en surface par la tubulure 4, la tubulure 47 sera ouverte en surface pour permettre l'évacuation des gaz brûlés ainsi que le remplissage du puits par la pression de la couche. Le puits sera alors prêt pour un nouveau cycle.

Si il est accepté une retombée des liquides de la tubulure 4, en fin de chasse, ou si une partie des gaz peut s'échapper par l'extrémité inférieure de la tubulure 4, le clapet de pied 7 peut être supprimé tel que représenté sur la figure 7b dans la vue partielle du fond de puits.

Avec référence à la figure 7c, si le volume des liquides accumulé dans la partie basse du cuvelage principal 1 est faible, la réduction de l'espace mort 55 en tête de puits sera obtenue par la mise en place d'un chemisage 56 étanche à son extrémité inférieure ou non, ceci dans le but de régler la pression et le volume des gaz de chasse et créer une enceinte interchangeable dans la partie haute du puits soumise au contact de la combustion et à une corrosion relativement intense.

Un ou plusieurs des perfectionnements ci-dessus décrits pourront être utilisés simultanément selon les conditions du gisement et le problème à résoudre.

R E V E N D I C A T I O N S

1 - Installation de production pour la mise en oeuvre du procédé de production de gisements d'hydrocarbures, selon la revendication 8 du brevet européen n° 0 089 986, caractérisée en ce qu'elle comprend :

- au moins un cuvelage étanche (1) dont la base est en communication avec le gisement (15) ;
- au moins un bouchon étanche (3), disposé dans la partie inférieure du cuvelage (1) et réalisant, avec la partie supérieure de celui-ci une capacité (9) ;
- au moins un conduit (14) débouchant dans la partie supérieure de ladite capacité, ce conduit (14) permettant de réaliser dans la capacité (9) soit une purge de gaz, soit une injection de gaz sous pression :

- une tubulure d'injection (13) de condensat traversant la capacité et débouchant dans la base du cuvelage (1) au-delà dudit bouchon (3) ;

- une tubulure de production (4) traversant ladite capacité (9) et éventuellement ledit bouchon (3), cette tubulure communiquant, dans sa partie supérieure, avec une tubulure de sortie de l'effluent (12) et dans sa partie inférieure avec le volume intérieur du cuvelage (1) en aval du bouchon (3) ainsi qu'avec ladite capacité, par l'intermédiaire d'un système d'obturation permettant d'obtenir un cycle de fonctionnement comprenant au moins les phases suivantes :

- au cours d'une phase initiale, le système d'obturation laisse le passage de l'effluent à l'intérieur de la capacité (9) qui dès lors se remplit.

- au cours d'une seconde phase pendant laquelle un gaz sous pression est injecté dans la capacité (9) par le susdit conduit (14), le système d'obturation empêche le retour de l'effluent contenu dans la capacité (9), vers le gisement (15), tandis qu'il autorise son passage vers la tubulure de sortie (12) par la tubulure de production (4) (chasse à gaz), cette seconde phase comprenant en outre simultanément une injection de condensats dans le gisement (15), et

- au cours d'une troisième phase le système d'obturation retient éventuellement la colonne d'effluent dans la tubulure de production (4) et autorise le passage, vers la capacité (9), de l'effluent mélangé aux condensats injectés dans le gisement, de sorte qu'un nouveau cycle peut recommencer.

2 - Installation selon la revendication 1, caractérisé en ce que le susdit système d'obturation comprend, dans la partie inférieure de la tubulure de production (4), au moins un clapet de pied anti-retour (6) situé en aval de l'orifice de communication entre la tubulure de production (4) et la capacité (9).

3 - Installation selon la revendication 1, caractérisée en ce que le susdit système d'obturation comprend, dans la partie inférieure de la tubulure de production (4), deux clapets de pied anti-retour (6, 7) disposés en série et en ce que l'orifice de communication entre la tubulure de production (4) et la capacité (9) est situé entre les deux clapets (6, 7).

4 - Installation selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce qu'elle comprend des moyens permettant de transmettre le gaz sous pression accumulé dans la capacité (9) en fin de chasse des liquides, dans un autre puits équipé d'une installation similaire se trouvant prêt à être chassé jusqu'à l'équilibre des pressions entre les deux puits.

5 - Installation selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que les susdits clapets de pied (6, 7) sont retirables simultanément ou indépendamment l'un de l'autre, par l'intérieur de la tubulure de production (4), et réancrables après vérification ou échange en surface.

6 - Installation selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que le clapet de pied (7) situé au-dessus de l'orifice de communication entre la tubulure de production (4) et la capacité (9), ainsi que ladite tubulure de production (4) peuvent être abaissés pas à pas, selon le but recherché.

7 - Installation selon l'une des revendications pré-

cédentes, caractérisée en ce que la tubulure de production (4) comprend un ou plusieurs orifices calibrés, convenablement répartis, permettant au gaz accumulé dans le haut de la capacité (9) de pénétrer dans la tubulure (4) durant la
5 chasse des liquides, ceci dans le but de diminuer la densité moyenne de la colonne de fluide circulant dans la tubulure (4) et de favoriser le débit.

8 - Installation selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce que les clapets de pied
10 (6, 7) sont situés en face et même en dessous du niveau du gisement (15) afin de permettre le soutirage du gisement et en ce que, dans ce cas, la partie de la tubulure de production comprise entre les deux clapets de pied (6, 7) est raccordée à la capacité (9) par l'intermédiaire d'un conduit.

15 9 - Installation selon la revendication 1, caractérisée en ce que, pour permettre l'inversion des circulations, le cuvelage (1) est obturé par deux bouchons étanches (3, 31) que traverse la tubulure d'injection de condensats (5), en ce que ces deux bouchons (3, 31) délimitent
20 une chambre intermédiaire (31') dans laquelle débouche la tubulure de production (4), en ce que la capacité (9) qui se trouve alors délimitée par le bouchon supérieur (31) communique avec la chambre intermédiaire (31') au moyen d'un conduit équipé d'un clapet de pied (7), en ce que le bouchon inférieur (3) comprend un passage vers le gisement équipé d'un second clapet de pied (6) et en ce que le cuvelage (1) peut en outre comprendre, dans sa partie supérieure,
25 une conduite de sortie (14) pouvant servir à l'évacuation de l'effluent et du condensat.

30 10 - Installation selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce qu'elle comprend en outre un bouchon étanche supplémentaire (32) monté dans la partie supérieure du cuvelage (1) de manière à séparer la susdite capacité en deux chambres, à savoir, une chambre supérieure
35 (30) pouvant servir au stockage d'un gaz ou même de liquides tels que par exemple les condensats et une chambre inférieure remplissant les fonctions de la susdite capacité (9), ledit bouchon supplémentaire (32) étant traversé par au moins la tubulure de production (4), la tubulure d'injec-

tion des condensats (5) et par une tubulure traversant la chambre supérieure (30) et servant à l'entrée et à la sortie du gaz de chasse pour la chambre inférieure (capacité 9), ladite installation pouvant en outre comprendre une tubulure plongeante (38) permettant d'alimenter ou de soutirer un gaz dans la chambre supérieure (30) ainsi que de vidanger éventuellement les liquides existants ou pouvant s'accumuler dans la partie inférieure de la chambre (30).

11 - Installation selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce qu'elle comprend une vanne automatique ou manuelle permettant d'injecter, de façon continue ou discontinue, une partie des condensats en tête de cuvelage (1) de façon à éviter le figeage, en particulier durant les périodes de démarrage, de l'effluent ayant subi un refroidissement dans la partie supérieure du puits.

12 - Installation selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce qu'elle comprend des moyens de chauffage (20) installés dans la partie supérieure du cuvelage (1), ces moyens de chauffage pouvant être auto-régulant ou régulés par un dispositif connu se basant, par exemple, sur la température de sortie de l'effluent.

13 - Installation selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce qu'elle comprend des moyens permettant de stabiliser les condensats, et, en particulier, les condensats froids contenant une quantité importante de méthane et d'éthane, ces moyens pouvant effectuer une élévation de température et/ou une baisse de pression des condensats avec prélèvement éventuel d'une partie des composants les plus légers et leur réincorporation éventuelle dans l'effluent en cours de traitement, par exemple en un point tel qu'il y ait compatibilité de pression.

14 - Installation selon la revendication 13, caractérisée en ce que les susdits moyens effectuent un recyclage du condensat avec une partie de l'effluent liquide.

15 - Installation selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce qu'elle comprend des moyens de réchauffer efficacement l'effluent amendé dans le puits et de générer conjointement l'énergie nécessaire à l'évacuation des liquides jusqu'en surface.

16 - Installation selon la revendication 15, caractérisée en ce qu'elle comprend :

- 5 - un cuvelage (1) étanché équipé dans sa partie inférieure d'un bouchon étanche (3) percé d'au moins un orifice (17) recevant un premier clapet de pied (6) ;
- 10 - une tubulure de production (4) s'étendant à l'intérieur du cuvelage et éventuellement équipée d'un second clapet de pied (7) situé au-dessus du bouchon (3), cette tubulure pouvant être éventuellement raccordée au premier clapet (6) par exemple par une tubulure crépinée ;
- une tubulure (5) d'injection de condensats depuis la surface, cette tubulure s'étendant le long du cuvelage et passant au travers du bouchon (3) ;
- 15 - une tubulure (12) d'évacuation de l'effluent raccordée en surface à la tubulure de production (4) ;
- une tubulure d'amenée de condensat (13) raccordée en surface à la tubulure d'injection des condensats (5) ;
- 20 - une tubulure (44) d'amenée d'air ou de mélange air-gaz ou air-hydrocarbure pulvérisés au travers d'un carburateur (45), cette tubulure pouvant se prolonger à l'intérieur du cuvelage et se terminer par une crépine (46) répartissant l'air ou le mélange injecté sur une certaine hauteur, dans la partie supérieure du cuvelage (1) ;
- 25 - une tubulure d'échappement (47) munie d'une soupape de sécurité (48) contre la pression ;
- un moyen d'allumage (49) par un arc électrique, point chaud ou analogue, permettant de provoquer l'explosion du mélange air-carburant injecté dans le cuvelage (1).

30 17 - Installation selon la revendication 16, caractérisé en ce que le cuvelage (1) comprend, dans sa partie supérieure, un chemisage étanche ou non (56) réalisant un espace mort (55), dans le but de régler la pression et le volume des gaz de chasse et créer une enceinte interchangeable dans la partie haute du cuvelage (1) soumise au contact de la combustion et à une corrosion relativement intense.

35 18 - Procédé pour la mise en oeuvre de l'installation selon l'une des revendications précédentes.

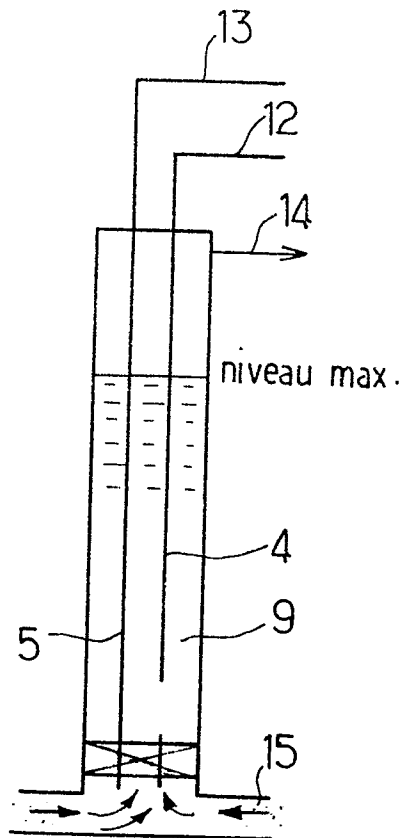


FIG. 2a

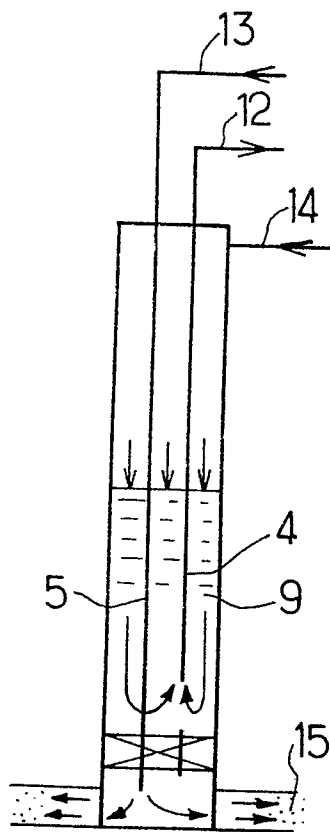


FIG. 2b

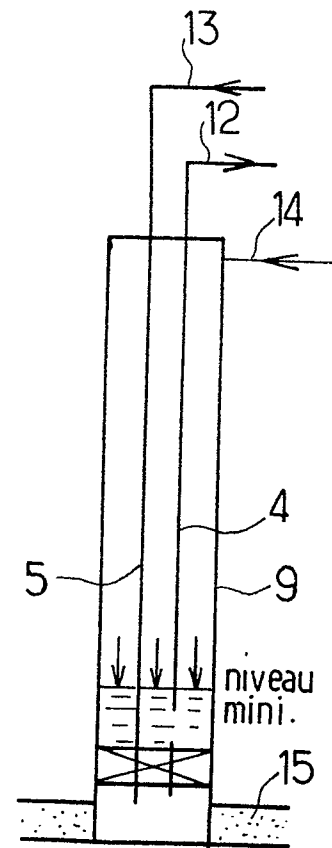


FIG. 2c

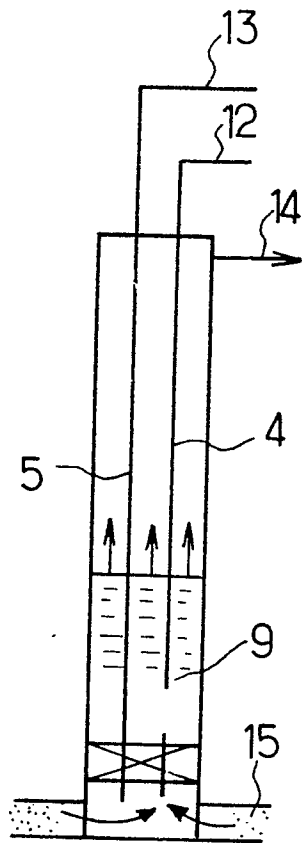


FIG. 2d

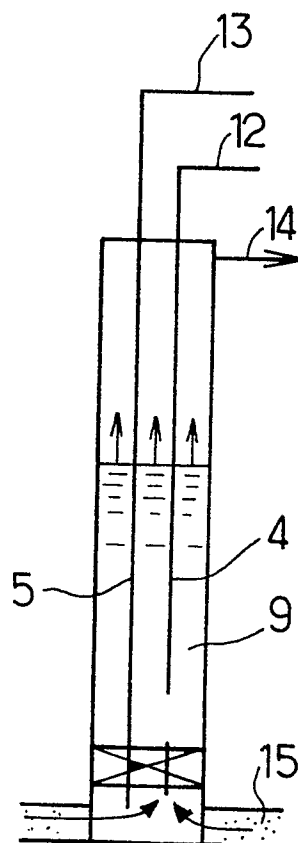


FIG. 2e

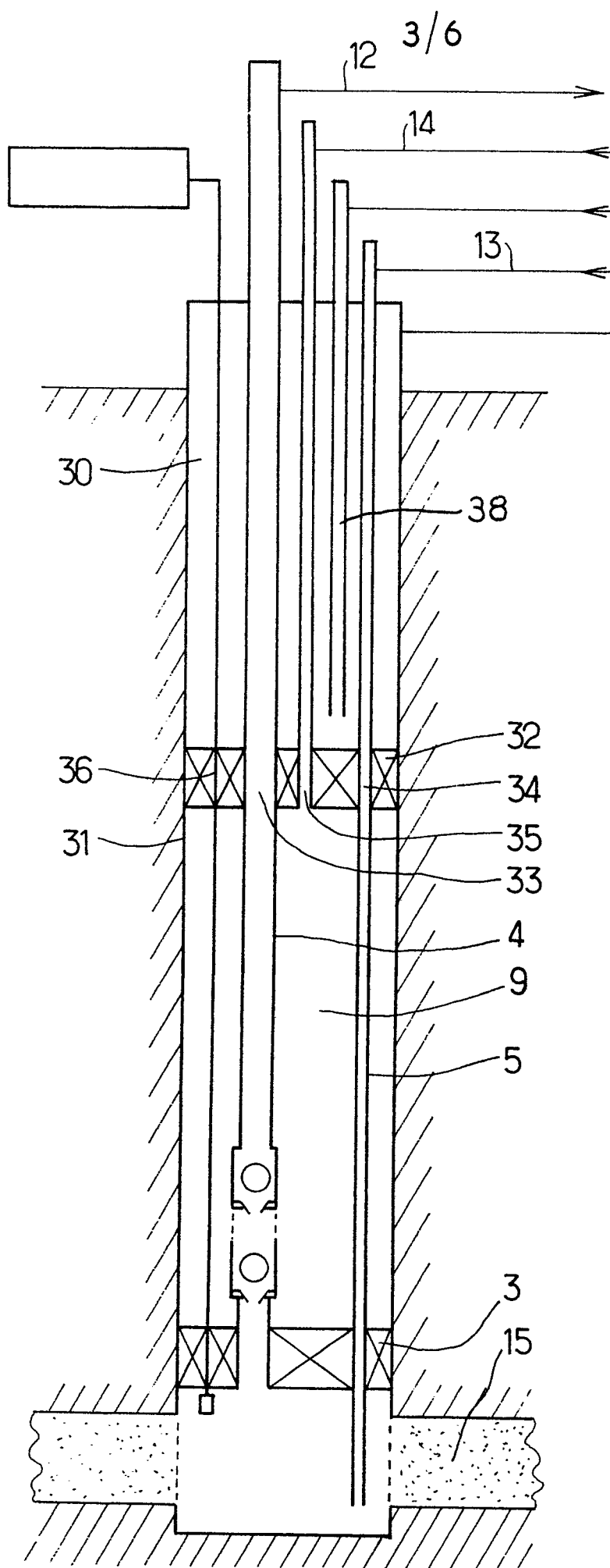
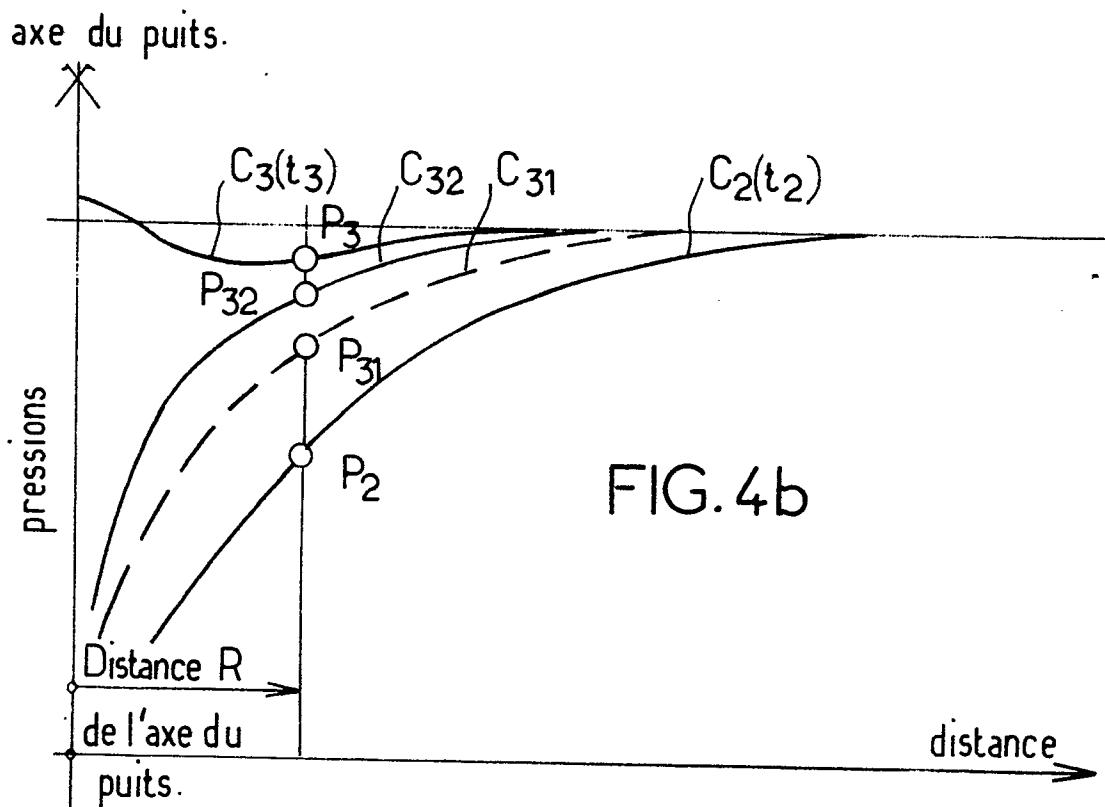
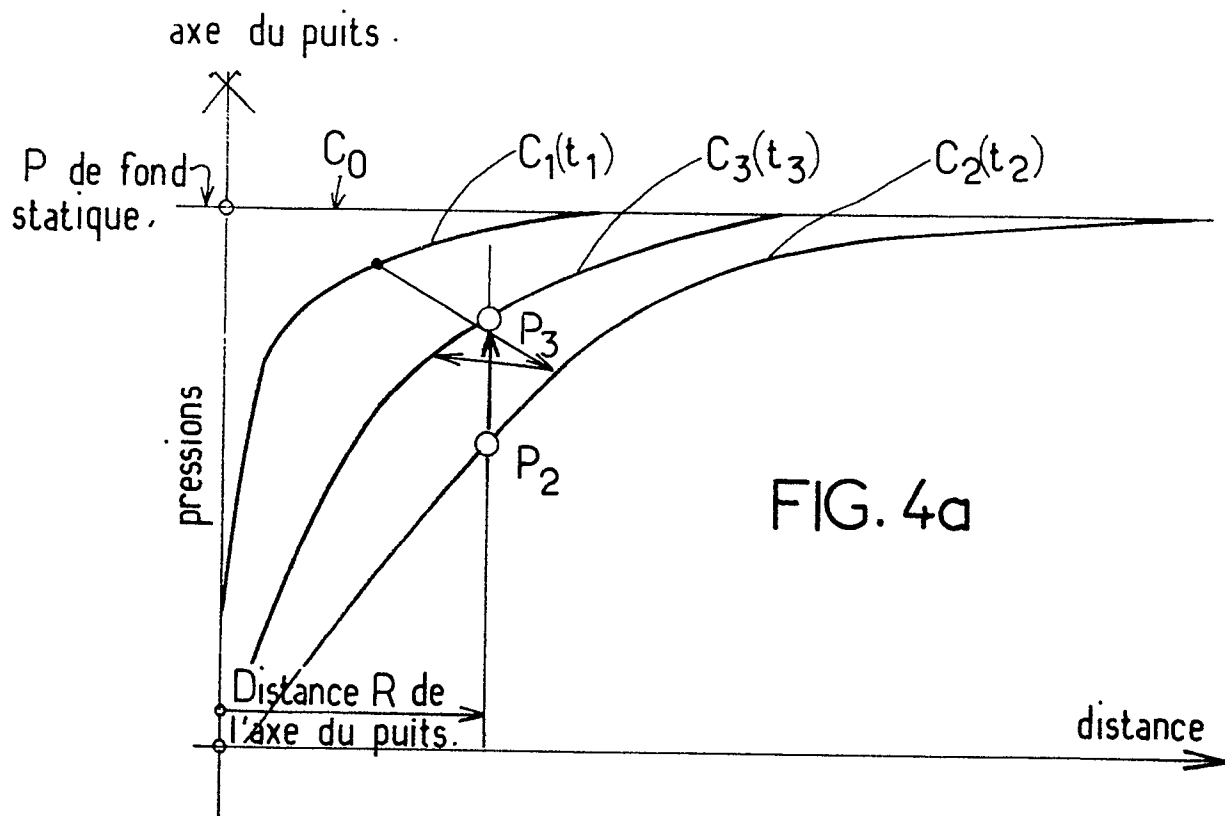
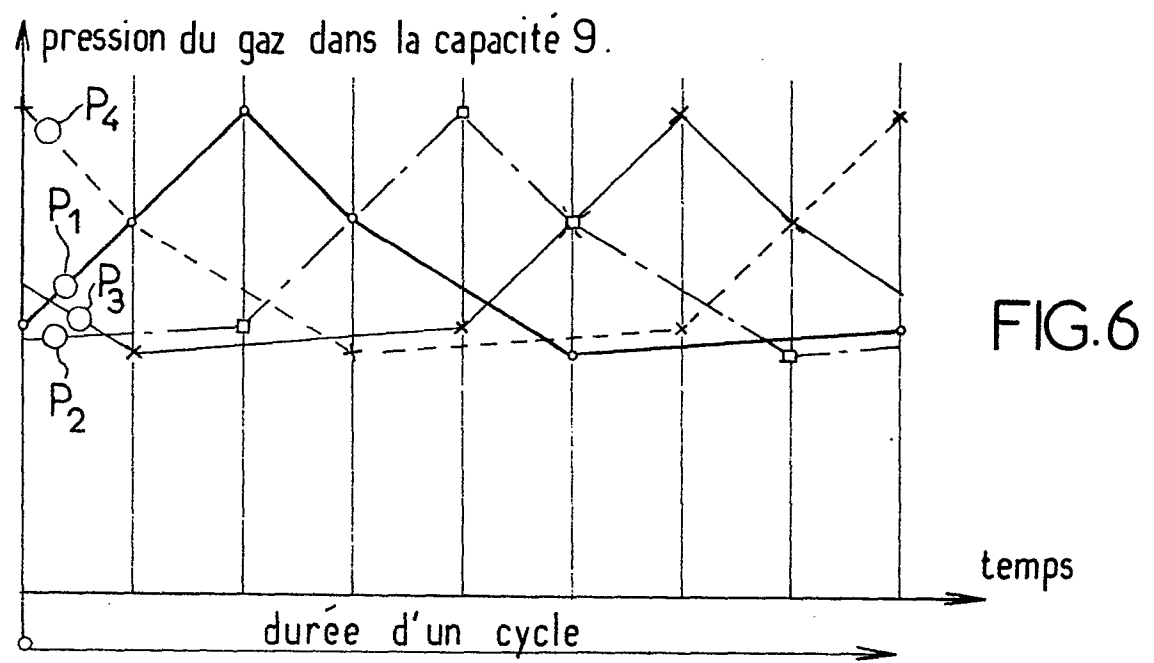
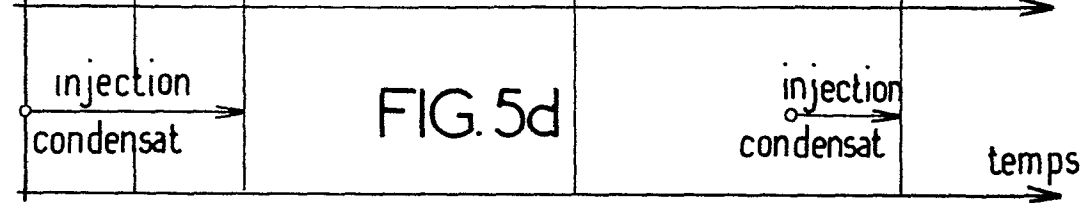
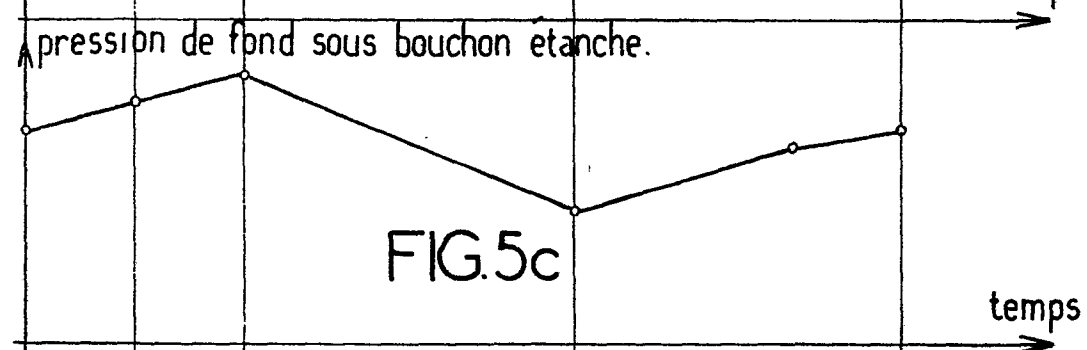
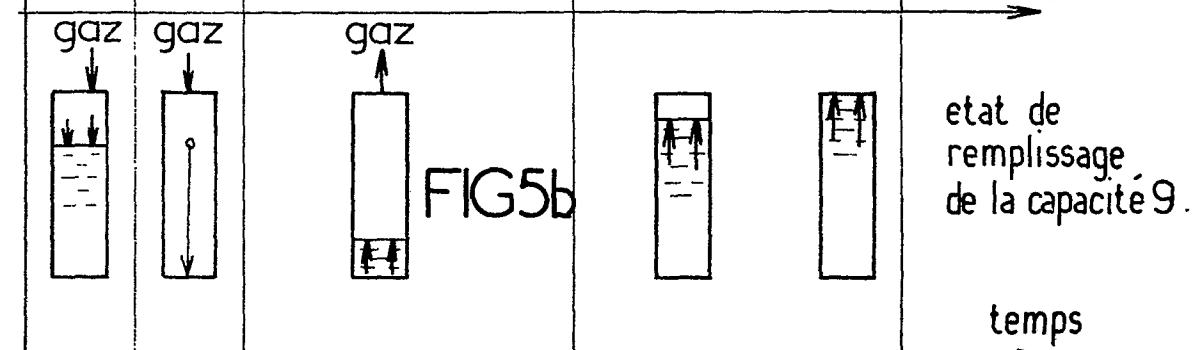
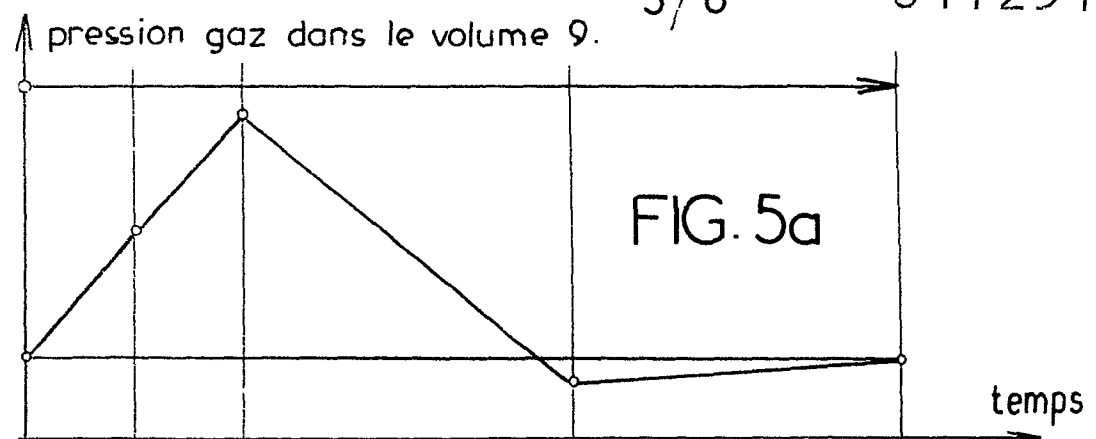


FIG. 3





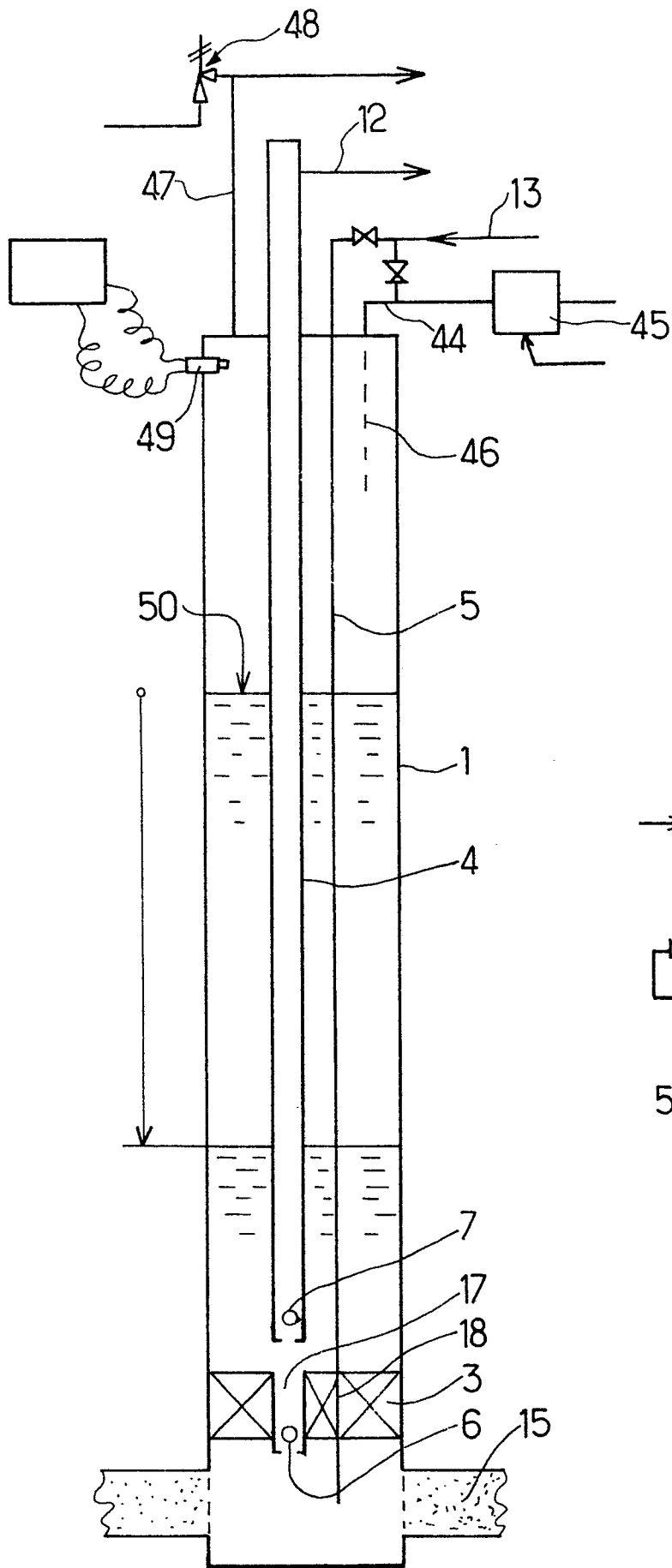


FIG. 7a

FIG. 7b

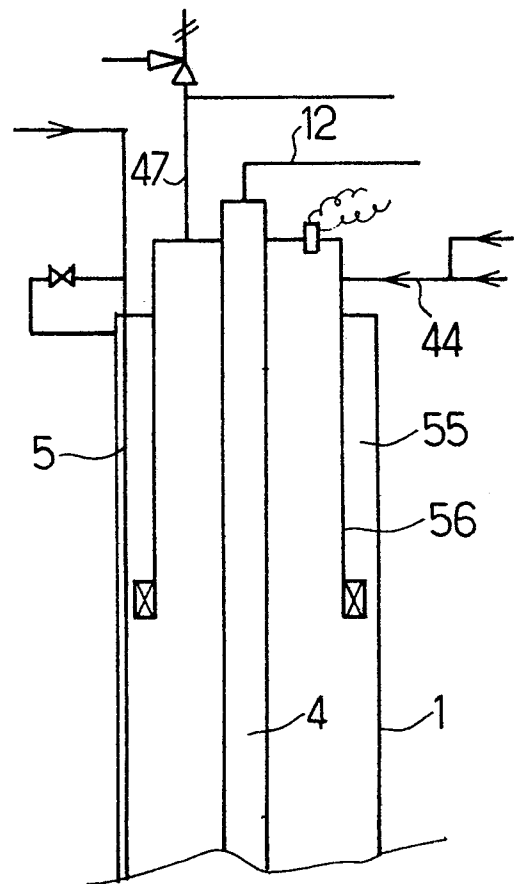
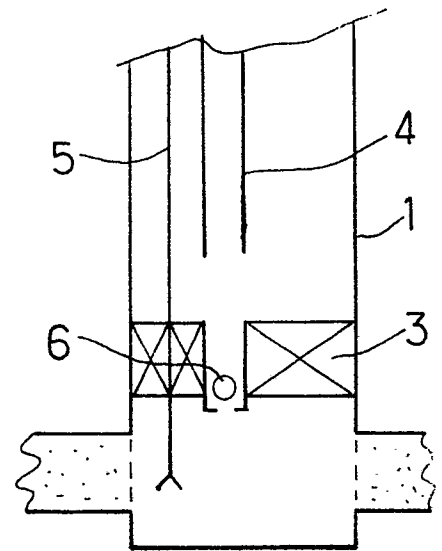


FIG. 7c



Office européen
des brevets

RAPPORT DE RECHERCHE EUROPEENNE

0172971
Numéro de la demande

EP 84 40 1749

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS			
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	Revendication concernée	CLASSEMENT DE LA DEMANDE (Int. Cl. 4)
A	DE-A-3 004 656 (KALINA) * Pages 8-14 *	1, 2, 9, 12, 15	E 21 B 43/12 E 21 B 43/40 E 21 B 43/18 E 21 B 36/00
A	US-A-3 884 299 (McCARTER) * En entier *	1, 2	
A	US-A-1 499 509 (DUNN) * Page 1, ligne 49 - page 3, ligne 115 *	1, 7	
A	US-A-3 797 968 (ELFARR) * Colonne 4, ligne 52 - colonne 8, ligne 49 *	1-3, 5	
A	US-A-3 735 815 (MYERS) * En entier *	1, 2, 8	DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl. 4)
A	US-A-4 243 102 (ELFARR) * Abrégé *	4	E 21 B
A	US-A-3 894 583 (MORGAN) * Colonne 9, ligne 11 - colonne 10, ligne 62 *	5, 10, 11	
A	FR-A-2 514 071 (CHAUDOT) * Revendications 1, 2, 6-8 *	13, 14	
		--- -/-	
Le présent rapport de recherche a été établi pour toutes les revendications			
Lieu de la recherche LA HAYE		Date d'achèvement de la recherche 17-04-1985	Examineur PAUCNIK B.
CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES			
X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : arrière-plan technologique O : divulgation non-écrite P : document intercalaire		T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet antérieur, mais publié à la date de dépôt ou après cette date D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant	



DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS			
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	Revendication concernée	CLASSEMENT DE LA DEMANDE (Int. Cl.4)
A	US-A-3 373 805 (BOBERG) * Colonne 3, lignes 17-65 *	15	
E	FR-A-2 545 533 (CHAUDOT) * Revendications 1-18 *	1-18	
			DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl.4)
Le présent rapport de recherche a été établi pour toutes les revendications			
Lieu de la recherche LA HAYE		Date d'achèvement de la recherche 17-04-1985	Examineur PAUCNIK B.
CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : arrière-plan technologique O : divulgation non-écrite P : document intercalaire T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet antérieur, mais publié à la date de dépôt ou après cette date D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant			