

(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)

(19) Organisation Mondiale de la
Propriété Intellectuelle
Bureau international



(43) Date de la publication internationale
9 octobre 2014 (09.10.2014)

WIPO | PCT

(10) Numéro de publication internationale
WO 2014/162094 A2

(51) Classification internationale des brevets : Non classée

(21) Numéro de la demande internationale :
PCT/FR2014/050777

(22) Date de dépôt international :
1 avril 2014 (01.04.2014)

(25) Langue de dépôt : français

(26) Langue de publication : français

(30) Données relatives à la priorité :
13 52988 3 avril 2013 (03.04.2013) FR

(71) Déposant : TOTAL SA [FR/FR]; 2 place Jean Millier, La
Défense 6, F-92400 Courbevoie (FR).

(72) Inventeurs : JACOB, Matthieu; 366 chemin Pouban, F-
64170 Cescou (FR). LESAGE, Nicolas; Appt 53 - A1, 8
rue Jean-Jacques Rousseau, F-64140 Billere (FR). PEDE-
NAUD, Pierre; 4 chemin de Ferré, F-64230 Lescar (FR).
COFFIN, Philippe; 12 rue du Baron Jacobi, F-64230 Les-
car (FR).

(74) Mandataire : CABINET PLASSERAUD; 52 rue de la
Victoire, F-75440 Paris Cedex 09 (FR).

(81) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre
de protection nationale disponible) : AE, AG, AL, AM,

AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY,
BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM,
DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT,
HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JP, KE, KG, KN, KP, KR,
KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME,
MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ,
OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA,
SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM,
TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM,
ZW.

(84) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre
de protection régionale disponible) : ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ,
UG, ZM, ZW), eurasien (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ,
TM), européen (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK,
EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV,
MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM,
TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW,
KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publiée :

— sans rapport de recherche internationale, sera republiée
dès réception de ce rapport (règle 48.2.g))

(54) Title : PRODUCTION OF INJECTION WATER BY COUPLING DIRECT-OSMOSIS METHODS WITH OTHER ME-
THODS OF FILTRATION

(54) Titre : PRODUCTION D'EAU D'INJECTION PAR COUPLAGE DE PROCÉDES D'OSMOSE DIRECTE ET D'AUTRES
PROCÉDES DE FILTRATION

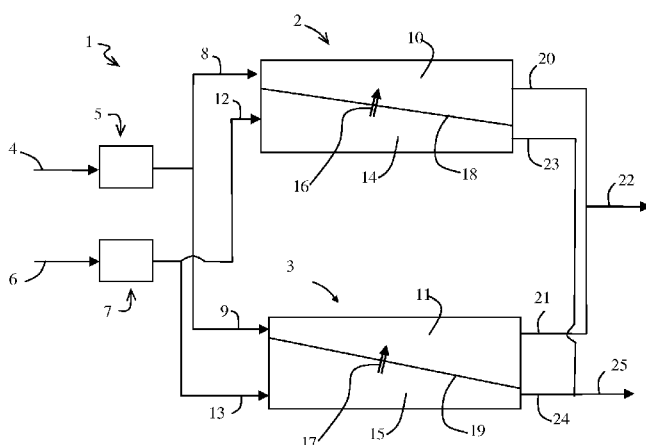


FIGURE 1

(57) Abstract : The invention relates to a method for ex-
tracting hydrocarbons comprising the steps involving ex-
tracting a process flow from an underground formation,
separating this flow into at least one hydrocarbon-contain-
ing fraction and one aqueous fraction referred to as the
produced water, and reinjecting an injection water into the
underground formation. The injection water intended to be
introduced into the underground formation is produced
partly in a direct-osmosis unit from produced water and
partly in a nano filtration and/or reverse-osmosis unit. The
invention also relates to a more general process for extrac-
ting hydrocarbons throughout the exploitation life of the
underground hydrocarbon reservoir, and to an injec-
tion-water production device especially designed for im-
plementing this process.

(57) Abrégé : L'invention concerne un procédé d'ex-
traction d'hydrocarbures comprenant les étapes consistant à
extraire d'une formation souterraine un flux de production,
à séparer ce flux en au moins une fraction hydrocarbonnée
et une fraction aqueuse appelée eau de production, et à ré-
injecter dans la formation souterraine une eau d'injection.
L'eau d'injection destinée à être

[Suite sur la page suivante]



introduite dans la formation souterraine est produite pour une part dans une unité d'osmose directe à partir d'une eau de production et pour une autre part dans une unité de nanofiltration et/ou d'osmose inverse. L'invention concerne également un procédé plus général d'extraction d'hydrocarbures sur toute la durée de l'exploitation du réservoir d'hydrocarbures souterrain, ainsi qu'un dispositif de production d'eau d'injection spécialement conçu pour la mise en œuvre de ce procédé.

**PRODUCTION D'EAU D'INJECTION
PAR COUPLAGE DE PROCEDES D'OSMOSE DIRECTE ET D'AUTRES
PROCEDES DE FILTRATION**

5 DOMAINE TECHNIQUE DE L'INVENTION

La présente invention s'inscrit dans le contexte général de la gestion de l'eau dans l'extraction d'hydrocarbures. Plus spécifiquement, la présente invention concerne un procédé d'extraction d'hydrocarbures dans lequel l'eau
10 d'injection destinée à être introduite dans la formation souterraine est produite pour une part dans une unité d'osmose directe à partir d'une eau de production et pour une autre part dans une unité de nanofiltration et/ou d'osmose inverse. Ce procédé peut être inclus dans un procédé plus
15 général d'extraction d'hydrocarbures sur toute la durée de l'exploitation du réservoir d'hydrocarbures souterrain. La présente invention concerne également un dispositif de production d'eau d'injection spécialement conçu pour la mise en œuvre du procédé ci-dessus.

20

ART ANTERIEUR

Lors de la production d'hydrocarbures, le flux extrait de la formation souterraine est typiquement un mélange d'hydrocarbures, d'eau et de particules solides. Ce flux,
25 appelé flux de production, est généralement traité par décantation et/ou par hydrocyclonage et/ou par une unité de flottation de façon à le séparer en au moins une fraction hydrocarburée valorisable et une fraction aqueuse appelée eau de production.

30 L'eau de production est un sous-produit de l'extraction d'hydrocarbures dont la gestion peut être problématique. En effet, l'eau de production contient essentiellement de l'eau, mais également de nombreux composés qui ne peuvent pas être rejetés sans traitements préalables. Il existe dans la

littérature des procédés permettant de traiter l'eau de production avant son rejet dans l'environnement, par exemple en concentrant les composés polluants de l'eau de production et en les séparant de l'eau pure par osmose directe, comme
5 décrit dans la demande de brevet US 2009/261040. Dans ces procédés, une solution synthétique hypertonique est généralement utilisée comme vecteur osmotique. Une eau apte à être rejetée dans l'environnement est ainsi obtenue.

Une alternative consiste à réinjecter l'eau de
10 production dans le réservoir d'hydrocarbures. En effet, tout au long de la production pétrolière, la pression dans le réservoir diminue du fait de l'extraction des hydrocarbures. Pour maintenir le réservoir en pression, il est connu d'y injecter un fluide, en général de l'eau, de qualité
15 suffisante pour qu'elle n'entraîne pas d'altération de la formation souterraine. La concentration en particules, la taille de ces particules, la turbidité, la concentration saline, la concentration en oxygène et la concentration en hydrocarbures du fluide injecté doivent notamment être
20 contrôlées de façon à ce qu'elles ne dépassent pas certaines valeurs.

Le volume d'eau de production disponible peut ne pas suffire à couvrir les besoins en fluide de réinjection. Un apport d'eau apte à l'injection est alors nécessaire.

25 La provenance de l'eau d'injection dépend généralement de la disponibilité et de contraintes autour du lieu de l'extraction d'hydrocarbures. Par exemple dans le cas de l'extraction offshore, il est connu d'utiliser l'eau prélevée dans la mer. Des étapes de traitement sont cependant
30 généralement indispensables pour obtenir à partir de l'eau de mer une eau dont la qualité est suffisante pour pouvoir être réintroduite dans la formation souterraine. Ces traitements consistent notamment en une élimination des particules et des

microorganismes, en une désulfatation et en une désoxygénation.

L'eau d'injection peut également être de l'eau d'aquifère, de l'eau de rivière ou de lac, et éventuellement
5 des eaux usées domestiques ou industrielles. Là aussi, des étapes de traitement peuvent être nécessaires pour obtenir une eau dont la qualité est compatible avec l'injection dans la formation souterraine.

Lorsque l'eau d'injection est de l'eau de mer, la
10 présence de sulfate dans l'eau est typiquement problématique si la formation souterraine contient des ions baryum. En effet, les ions baryum et sulfate forment des précipités qui créent des dépôts minéraux (en anglais « scaling ») préjudiciables à une bonne extraction des hydrocarbures. En
15 outre, la présence de sulfates peut être à l'origine de la génération par des bactéries sulfato-réductrices de sulfure d'hydrogène (H_2S), gaz toxique et corrosif, qui peut provoquer la corrosion des canalisations utilisées pour la récupération des hydrocarbures. L'élimination des sulfates
20 dans l'eau avant son injection dans la formation souterraine est donc parfois nécessaire.

Un procédé classique permettant l'élimination des sulfates dans l'eau consiste en un procédé membranaire de nanofiltration, qui retient les ions multivalents et laisse
25 passer les ions monovalents. Un autre procédé classique permettant le dessalement de l'eau consiste en un procédé d'osmose inverse. De tels procédés sont, par exemple, décrits dans les demandes de brevet WO 2006/134367 et WO 2007/138327.

Les procédés de nanofiltration et d'osmose inverse ont
30 l'inconvénient majeur de consommer de l'énergie pour créer un gradient de pression nécessaire au passage de l'eau à travers la membrane.

Il a également été décrit des procédés mettant en œuvre de l'osmose directe.

La demande de brevet US 2007/0246426 propose un procédé de récupération d'hydrocarbures, comprenant l'obtention d'une eau pour injection de faible salinité par osmose directe. Dans ce procédé, de l'eau de forte salinité, en particulier de l'eau de mer, est mise en contact, via une membrane d'osmose, avec une solution aqueuse comprenant un soluté extractible, ayant une plus grande osmolalité que l'eau. Ledit soluté est ensuite retiré par différentes méthodes, par exemple par précipitation ou par vaporisation. Un tel procédé nécessite donc de mettre en œuvre des étapes supplémentaires de traitement, qui ne sont pas conventionnelles sur un site d'extraction d'hydrocarbures. En outre, ces étapes additionnelles consomment également de l'énergie.

Un procédé similaire a été décrit dans la demande internationale de brevet WO 2005/012185. Ce document décrit un procédé de séparation du solvant d'une première solution, en particulier d'eau de mer, par osmose directe contre une seconde solution ayant un potentiel osmotique plus élevé que la première solution. Cette seconde solution peut notamment être une solution synthétique. Le solvant est ensuite extrait de cette seconde solution par différentes techniques classiques telles que l'échange d'ions, l'électrodialyse, la nanofiltration, l'osmose inverse, la distillation flash à étages multiples ou à effets multiples, la compression mécanique de vapeurs, la désalinisation spray rapide et la cristallisation. Ce procédé nécessite donc la mise en œuvre d'au moins deux étapes consécutives de traitement, avec une consommation d'énergie accrue, et l'utilisation d'une solution synthétique dont la gestion, dans un environnement naturel, peut être problématique.

La demande internationale de brevet WO 2010/067063 est présentée comme une amélioration du procédé décrit dans WO 2005/012185. Pour améliorer la stabilité du procédé dans le temps, l'étape d'extraction du solvant dans la seconde

solution est réalisée soit par osmose inverse, soit une méthode thermique. De plus, par intermittence, une partie de la solution concentrée récupérée après extraction du solvant est passée sur une membrane de nanofiltration pour une
5 séparation supplémentaire du solvant. Ce procédé comprend donc trois étapes différentes de traitement, ce qui complexifie encore plus le procédé décrit dans WO 2005/012185.

Par ailleurs, la demande internationale de brevet
10 WO 2006/120399 décrit un procédé d'injection d'eau dans une formation souterraine dans lequel l'eau d'injection consiste uniquement en de l'eau de production ayant une forte concentration en solutés diluée par osmose directe avec une solution aqueuse de plus faible concentration en solutés.
15 Cette solution aqueuse peut être de l'eau de mer. La demande de brevet FR 11 58956, déposée par la Société Demanderesse, décrit également un tel procédé qui peut être particulièrement avantageux lorsque l'extraction d'hydrocarbures est une extraction offshore.

20 Toutefois, au cours de ses recherches, la Société Demanderesse a découvert que les procédés décrits dans WO 2006/120399 et dans FR 11 58956 n'étaient pas toujours applicables.

En effet, il est connu que le besoin en eau d'injection
25 varie au cours du temps, tout au long de l'exploitation d'un réservoir souterrain d'hydrocarbures. De même, la quantité d'eau de production produite varie selon le stade d'exploitation du réservoir. Ceci est par exemple mentionné dans la demande internationale de brevet WO 2012/049619.

30 Or, une simulation a mis en évidence qu'en tenant compte des performances des membranes d'osmose directe actuelles, il n'est pas possible durant les premières années d'exploitation du réservoir d'hydrocarbures de produire suffisamment d'eau d'injection par le seul procédé d'osmose directe décrit dans

WO 2006/120399 et dans FR 11 58956. Le besoin qui consiste à disposer d'un procédé de production d'eau d'injection à faible coût énergétique, ne présentant pas les inconvénients de l'art antérieur, n'est donc toujours pas totalement
5 satisfait.

De plus, utiliser différents procédés de production d'eau d'injection de façon consécutive, en fonction du stade d'exploitation de la formation souterraine, peut présenter des inconvénients. Chaque procédé a besoin d'installations
10 différentes qui peuvent être coûteuses et nécessiter de la place parfois non disponible. Utiliser différents procédés de production d'eau d'injection peut donc représenter un surcoût et une complexification non souhaités du procédé d'exploitation du réservoir souterrain.

15

RESUME DE L'INVENTION

L'un des objectifs de la présente invention est de proposer un procédé d'extraction d'hydrocarbures dans lequel l'eau d'injection nécessaire à l'extraction des hydrocarbures
20 est produite en quantité suffisante, à un coût énergétique minimal, durant tout le long de l'exploitation du réservoir souterrain d'hydrocarbures.

L'invention vise également à satisfaire au moins l'un des objectifs suivants :

- 25 - proposer un procédé d'extraction d'hydrocarbures dans lequel de l'eau d'injection dont la qualité est suffisante pour être introduite dans la formation souterraine est obtenue à partir d'eaux facilement disponibles, même si celle-ci comprend un soluté indésirable, comme le sulfate ;
- 30 - proposer un procédé d'extraction d'hydrocarbures dans lequel l'eau de production est mise à profit ;
- proposer un procédé d'extraction d'hydrocarbures adapté à tous les stades d'exploitation du réservoir d'hydrocarbures ;

- proposer un procédé d'extraction d'hydrocarbures simple à mettre en œuvre tout au long de l'exploitation du réservoir d'hydrocarbures ;

5 - proposer un procédé d'extraction d'hydrocarbures nécessitant un dispositif de production d'eau d'injection peu volumineux et peu coûteux.

En outre, on souhaite proposer un dispositif de production d'eau d'injection pouvant être utilisé de façon optimale durant toute la durée de l'exploitation du réservoir
10 d'hydrocarbures.

La présente invention a pour objet un procédé d'extraction d'hydrocarbures comprenant les étapes consistant à :

15 - extraire d'une formation souterraine un flux de production ;
- séparer ce flux en au moins une fraction hydrocarbonée et une fraction aqueuse appelée eau de production et
- réintroduire dans la formation souterraine une eau d'injection,

20 caractérisé en ce que :

- au moins une première partie de ladite eau d'injection est un perméat obtenu par mise en contact, via une membrane d'osmose directe, avec au moins une partie de l'eau de production et d'une eau ayant une pression osmotique
25 inférieure à la pression de l'eau de production et comprenant un soluté indésirable, et
- au moins une deuxième partie de ladite eau d'injection est un perméat obtenu par nanofiltration et/ou osmose inverse d'une eau comprenant un soluté indésirable.

30 Selon un mode de réalisation préféré, ladite eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production et ladite eau comprenant un soluté indésirable sont de l'eau de mer. De plus, le soluté indésirable peut être l'ion sulfate.

En outre, ladite deuxième partie d'eau d'injection qui est un perméat obtenu par nanofiltration et/ou osmose inverse, peut de manière préférée être un perméat obtenu par nanofiltration améliorée et/ou osmose inverse améliorée d'une
5 eau comprenant un soluté indésirable, l'eau comprenant un soluté indésirable étant mise en contact, via respectivement une membrane de nanofiltration et/ou d'osmose inverse, avec de l'eau de production.

En outre, la présente invention a pour objet un procédé
10 d'extraction d'hydrocarbures à l'aide d'eau d'injection dans lequel,

- durant un premier stade d'exploitation, l'eau d'injection est un perméat obtenu par nanofiltration et/ou osmose inverse d'une eau comprenant un soluté indésirable ;
- 15 - durant un second stade d'exploitation, l'eau d'injection est au moins pour une partie un perméat obtenu par nanofiltration et/ou osmose inverse d'une eau comprenant un soluté indésirable, et au moins pour une autre partie un perméat obtenu par mise en contact, dans une unité d'osmose
20 directe, de part et d'autre d'une membrane d'osmose, d'au moins une partie d'eau de production et d'une eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression de l'eau de production et comprenant un soluté indésirable ; et

- durant un troisième stade d'exploitation, l'eau
25 d'injection est un perméat obtenu par mise en contact, dans une unité d'osmose directe, de part et d'autre d'une membrane d'osmose, d'eau de production et d'une eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression de l'eau de production et comprenant un soluté indésirable.

30 Enfin, l'invention a également pour objet un dispositif de production d'eau d'injection spécialement conçu pour la mise en œuvre du procédé ci-dessus. Ce dispositif comprend plusieurs unités de filtration, chaque unité comprenant au moins une membrane de filtration choisie parmi les membranes

de type nanofiltration, de type osmose inverse et de type osmose directe, chaque unité étant caractérisée par le fait que sa membrane de filtration est amovible et est remplaçable par une membrane de filtration d'un autre type.

5

BREVE DESCRIPTION DE LA FIGURE

La **figure 1** représente schématiquement un mode de réalisation du procédé selon l'invention.

10 DESCRIPTION DETAILLEE

La présente invention a donc pour objet un procédé d'extraction d'hydrocarbures. Celui-ci comprend au moins les étapes consistant à :

- 15 - extraire d'une formation souterraine un flux de production ;
- séparer ce flux en au moins une fraction hydrocarbonée et une fraction aqueuse appelée eau de production ;
- réintroduire dans la formation souterraine une eau d'injection.

- 20 Dans la présente invention, on appelle « flux de production » le flux issu d'une formation souterraine contenant des hydrocarbures. Le flux de production est un mélange d'hydrocarbures, d'eau et éventuellement de particules solides et de gaz. Ce flux de production est
- 25 séparé en plusieurs fractions dans une unité de séparation, telle qu'un séparateur primaire bi- ou triphasique. Au moins une fraction hydrocarbonée est récupérée dans une ligne de collecte d'hydrocarbures et une fraction aqueuse est soutirée. Celle-ci est ensuite traitée dans divers
- 30 dispositifs tels que les décanteurs, les hydrocyclones, les unités de flottation, les unités de filtration membranaire ou toute autre unité de traitement appropriée destinée à séparer les particules et les hydrocarbures dispersés de la fraction aqueuse.

Dans la présente invention, on appelle « eau de production » la fraction aqueuse obtenue après séparation du flux de production.

L'eau de production peut contenir des impuretés, par
5 exemple :

- des particules en suspension, dont le diamètre peut aller de quelques nanomètres à quelques micromètres suivant les traitements utilisés,
- des microorganismes,
- 10 - des sels dissous,
- des métaux lourds,
- des composés organiques dissous, en particulier des hydrocarbures,
- des composés organiques non solubles en dispersion, en
15 particulier des hydrocarbures,
- des gaz dissous.

La concentration en hydrocarbures dispersés et en particules en suspension dans l'eau de production est typiquement comprise entre 0 et 500 mg/L.

20 L'eau de production a une pression osmotique donnée notée Π_P . Dans la présente invention, la « pression osmotique » d'une solution désigne la pression qu'il faut exercer sur la solution pour empêcher le solvant de traverser une membrane semiperméable d'osmose, ladite solution se
25 trouvant d'un côté de la membrane et son solvant à l'état pur se trouvant de l'autre côté. La pression osmotique Π_P de l'eau de production peut être comprise entre 0 et 200 bars. Cette pression osmotique est en général essentiellement due à la présence d'ions chlorure, sodium, potassium, sulfates,
30 magnésium, calcium, strontium et/ou baryum dans l'eau de production.

Dans la présente invention, on entend par « eau d'injection » l'eau dont les caractéristiques physico-chimiques la rendent apte à être injectée dans la formation

souterraine. Ces caractéristiques physico-chimiques dépendent essentiellement de la nature de la formation souterraine dans laquelle se fait la réinjection. Elles peuvent être déterminées par l'homme du métier. A titre d'exemple, pour
5 pouvoir être utilisée comme eau d'injection, l'eau peut avoir une concentration en hydrocarbures dispersés comprise entre 0 et 500 mg/L, une concentration de particules comprise entre 0 et 200 mg/L, et une taille de particules comprise entre 0,5 et 20 micromètres.

10 En outre, l'eau d'injection peut avoir une concentration en sulfates avantageusement inférieure à 50 mg/L de façon plus préférée inférieure à 40 mg/L et de façon encore plus préférée inférieure à 10 mg/L.

Si elle respecte ces caractéristiques physico-chimiques,
15 l'eau de production peut elle-même être utilisée directement comme eau d'injection.

Dans le procédé objet de la présente invention, l'eau d'injection introduite dans la formation souterraine est
20 constituée d'au moins deux flux distincts, qui ont été obtenus simultanément par deux techniques différentes :

- au moins une première partie de ladite eau d'injection est obtenue par osmose directe,

- au moins une deuxième partie de ladite eau d'injection
25 est obtenue par nanofiltration et/ou osmose inverse.

L'osmose directe est un phénomène physico-chimique bien connu qui consiste en la diffusion du solvant d'une solution de faible pression osmotique vers une solution de forte pression osmotique à travers une membrane d'osmose.

30 Dans le procédé objet de la présente invention, pour obtenir la première partie de l'eau d'injection, au moins une partie de l'eau de production est mise en contact, via une membrane d'osmose directe, avec une eau dont la pression

osmotique est inférieure à la pression osmotique de l'eau de production et comprenant au moins un soluté indésirable.

Pour cela, au moins une partie de l'eau de production peut être introduite dans une unité de filtration comprenant
5 une membrane d'osmose directe, d'un premier côté de ladite membrane. L'eau de production peut avoir une concentration en sulfates avantageusement inférieure à 1000 mg/L de façon plus préférée inférieure à 200 mg/L, et de façon encore plus préférée inférieure à 100 mg/L. D'un second côté de ladite
10 membrane, on introduit une eau ayant une pression osmotique Π_M inférieure à la pression osmotique de l'eau de production Π_P et comprenant au moins un soluté indésirable, qui rend ladite eau impropre à être injectée telle qu'elle dans la formation souterraine. Les composés indésirables entraînent
15 typiquement des risques de précipitation, de corrosion, de prolifération bactérienne. D'une façon générale, ils peuvent endommager les installations pétrolières ou sont néfastes à la formation souterraine.

Ladite eau ayant une pression osmotique Π_M inférieure à
20 la pression osmotique de l'eau de production Π_P peut être choisie dans le groupe constitué par l'eau de mer, l'eau de lac, l'eau de rivière, l'eau d'aquifère, les eaux usées domestiques et les eaux usées industrielles.

De préférence, ladite eau est de l'eau de mer. La
25 sélection de l'eau de mer est particulièrement avantageuse si l'extraction d'hydrocarbures est offshore. L'eau de mer à 25 °C a une pression osmotique d'environ 25 bars. Dans un mode de réalisation où l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production est
30 de l'eau de mer, l'eau de production a de préférence une pression osmotique supérieure à 25 bars, plus préférentiellement supérieure à 35 bars, plus préférentiellement encore supérieure à 45 bars, et en particulier comprise entre 75 bars et 200 bars. Le soluté

indésirable est typiquement l'ion sulfate dont la concentration dans l'eau de mer est typiquement comprise entre 1 et 10 g/L.

Dans un mode de réalisation où l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production est de l'eau provenant d'un aquifère, le soluté indésirable est tout type d'ion pouvant précipiter avec un contre-ion de l'eau de production, ainsi que toute molécule organique pouvant causer un impact environnemental important en cas d'injection dans la formation souterraine.

La différence de pression osmotique entre les solutions de part et d'autre de la membrane est à l'origine du phénomène de diffusion. L'eau ayant la plus petite pression osmotique diffuse à travers la membrane. Le flux de diffusion peut être typiquement calculé selon la formule suivante :

$$Q_{OD} = S_{OD} \times L_{P(OD)} \times K_{(OD)} \times (\Pi_{P(OD)} - \Pi_M)$$

dans laquelle

Q_{OD} désigne le débit de diffusion par osmose directe (en $L.h^{-1}$),

S_{OD} désigne la surface de la membrane d'osmose directe (en m^2),

$L_{P(OD)}$ désigne la perméabilité de la membrane d'osmose (en $L.h^{-1}.m^{-2}.bar^{-1}$),

$K_{(OD)}$ désigne le coefficient de pression osmotique apparente, qui dépend notamment des conditions opératoires et du type de membrane d'osmose, et

$\Pi_{P(OD)}$ et Π_M désignent la pression osmotique de respectivement l'eau de production et l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production (en bar).

La différence de pression osmotique ($\Pi_{P(OD)} - \Pi_M$) peut de préférence être supérieure à 10 bars, de façon plus préférée supérieure à 20 bars, et de façon encore plus préférée comprise entre 50 bars et 200 bars.

En sortie de l'unité de filtration comprenant une membrane d'osmose directe, deux flux sont obtenus :

- Un concentrât provenant du compartiment dans lequel entre l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la
5 pression osmotique de l'eau de production. Ses caractéristiques physico-chimiques correspondent à celles du flux entrant dans ce compartiment de l'unité, à un facteur de concentration près. Typiquement, la concentration du soluté indésirable est plus élevée dans le concentrât que dans le
10 l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production. Par contre, son débit est plus faible. Le concentrât peut être évacué de l'unité de filtration et rejeté dans l'environnement de manière appropriée suivant la réglementation en vigueur.
- 15 - Un perméat provenant du compartiment dans lequel entre l'eau de production. Ses caractéristiques physico-chimiques correspondent à celles de l'eau de production, à un facteur de dilution près. Le perméat est avantageusement utilisé dans le procédé d'extraction d'hydrocarbures en tant qu'une partie
20 de l'eau d'injection.

Grâce à cette technique d'osmose directe, la première partie de l'eau d'injection utile au procédé d'extraction d'hydrocarbures est obtenue à partir d'une eau de production et d'une eau ayant une pression osmotique inférieure à la
25 pression osmotique de l'eau de production, avec un apport d'énergie minimal. L'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production peut être choisie parmi les eaux facilement disponibles, même si celles-ci comprennent un soluté indésirable, comme le
30 sulfate. En outre, l'eau de production qui était dans l'art antérieur souvent considérée comme un sous-produit est dans le procédé selon l'invention mise à profit.

Cependant, le volume d'eau d'injection ainsi produit est limité par le volume d'eau de production disponible. Or, en

particulier au stade initial de l'extraction d'hydrocarbures d'une formation souterraine, le volume d'eau de production est faible. C'est pourquoi la production d'eau d'injection par osmose directe peut être combinée à une production d'eau d'injection par une ou plusieurs autres méthodes.

Dans le procédé selon l'invention, au moins une deuxième partie de ladite eau d'injection est un perméat obtenu par nanofiltration et/ou osmose inverse d'une eau comprenant un soluté indésirable.

La technique de la nanofiltration est une technique de filtration spécifique bien connue dans laquelle on force un solvant à traverser une membrane de nanofiltration en lui appliquant une pression suffisante. En raison de la taille des pores de la membrane, tous les solutés sont retenus, à l'exception des ions monovalents. L'osmose inverse repose quant à elle sur le même phénomène physico-chimique que l'osmose directe, à la différence près que, la solution étant soumise à une pression extérieure supérieure à sa pression osmotique, la diffusion du solvant à travers une membrane d'osmose est inversée : la diffusion se fait d'une solution de forte pression osmotique vers une solution de faible pression osmotique.

L'eau comprenant un soluté indésirable peut être choisie dans le groupe constitué par l'eau de mer, l'eau de lac, l'eau de rivière, l'eau d'aquifère, les eaux usées domestiques et les eaux usées industrielles. Lorsqu'il s'agit d'eau de mer, le soluté indésirable est typiquement l'ion sulfate dont la concentration dans l'eau de mer est typiquement comprise entre 1 et 10 g/L. Lorsqu'il s'agit d'une eau provenant d'un aquifère, le soluté indésirable est tout type d'ion pouvant précipiter avec un contre-ion de l'eau de production, ainsi que toute molécule organique pouvant causer un impact environnemental important en cas

d'injection. De préférence, ladite eau comprenant un soluté indésirable utilisée dans cette étape de nanofiltration et/ou d'osmose inverse est la même que l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production utilisée dans l'étape d'osmose directe décrite ci-avant. De préférence, ladite eau est de l'eau de mer, notamment si l'extraction d'hydrocarbures est offshore.

Au moins une partie de l'eau comprenant un soluté indésirable est introduite dans une unité de filtration comprenant une membrane de nanofiltration ou une membrane d'osmose directe, d'un premier côté de ladite membrane. Une pression suffisante est appliquée à ladite eau comprenant un soluté indésirable de manière à ce que l'eau traverse la membrane.

Selon un mode de réalisation particulièrement avantageux, la technique de nanofiltration et/ou d'osmose inverse utilisée peut être une nanofiltration améliorée et/ou une osmose inverse améliorée. Par « nanofiltration améliorée » et « osmose inverse améliorée », on entend ici un procédé de filtration, respectivement de nanofiltration et d'osmose inverse, dans lequel ladite eau comprenant un soluté indésirable est mise en contact, via une membrane de filtration correspondante, avec de l'eau de production. Ainsi, selon ce mode de réalisation, ladite deuxième partie de l'eau d'injection est un perméat obtenu par nanofiltration améliorée et/ou par osmose inverse améliorée d'une eau comprenant un soluté indésirable, l'eau comprenant un soluté indésirable étant mise en contact, via respectivement une membrane de nanofiltration et/ou d'osmose inverse, avec de l'eau de production.

Contrairement au procédé classique de nanofiltration ou d'osmose inverse, dans lequel l'unité de filtration ne possède qu'une seule entrée (l'alimentation) et deux sorties (le perméat et le concentrât), le procédé de filtration dit

amélioré est réalisé avec une unité possédant deux entrées : en plus de l'alimentation normale, de l'eau de production est introduite du côté perméat de la membrane de filtration correspondante.

- 5 La nanofiltration ou osmose inverse améliorée est avantageuse si l'eau comprenant un soluté indésirable a une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production. La différence de pression osmotique entre l'eau comprenant un soluté indésirable et l'eau de
10 production permet d'abaisser le gradient de pression osmotique de part et d'autre de la membrane de filtration, voire de le rendre négatif. La pression à appliquer du côté de l'alimentation de la membrane en eau comprenant un soluté indésirable sera donc plus faible, ce qui permet de réaliser
15 des économies d'énergie.

Le flux de diffusion par nanofiltration ou par osmose inverse peut être typiquement calculé selon les formules suivantes :

$$Q_{OI} = S_{OI} \times L_{P(OI)} \times [PTM_{(OI)} + K_{(OI)} \times (\Pi_{P(OI)} - \Pi_M)]$$

20 et

$$Q_{NF} = S_{NF} \times L_{P(NF)} \times [PTM_{(NF)} + K_{(NF)} \times (\Pi_{P(NF)} - \Pi_M)]$$

dans lesquelles

Q_{OI} désigne le débit de diffusion par osmose inverse (en $L.h^{-1}$),

- 25 S_{OI} désigne la surface de la membrane d'osmose inverse (en m^2),

$L_{P(OI)}$ désigne la perméabilité de la membrane d'osmose (en $L.h^{-1}.m^{-2}.bar^{-1}$),

- $PTM_{(OI)}$ désignent la pression transmembranaire de la
30 membrane d'osmose (en bar),

$K_{(OI)}$ désigne le coefficient de pression osmotique apparente, qui dépend notamment de la salinité de l'eau de production, et

$\Pi_{P(OI)}$ et Π_M désignent la pression osmotique de respectivement l'eau de production et l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production (en bar),

5 Q_{NF} désigne le débit de diffusion par nanofiltration (en $L.h^{-1}$),

S_{NF} désigne la surface de la membrane de nanofiltration (en m^2),

$L_{P(NF)}$ désigne la perméabilité de la membrane de
10 nanofiltration (en $L.h^{-1}.m^{-2}.bar^{-1}$),

$PTM_{(NF)}$ désignent la pression transmembranaire de la membrane de nanofiltration qui est la moyenne des pressions d'entrée et de sortie du côté concentrât moins la moyenne des pressions d'entrée et de sortie du côté eau de production (en
15 bar),

$K_{(NF)}$ désigne le coefficient de pression osmotique apparente, qui dépend notamment de la salinité de l'eau de production, et

$\Pi_{P(NF)}$ et Π_M désignent la pression osmotique de
20 respectivement l'eau de production et l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production (en bar).

La pression transmembranaire $PTM_{(OI)}$ peut de préférence être inférieure à 60 bars, de façon plus préférée inférieure
25 à 25 bars, et de façon encore plus préférée comprise entre 10 bars et 0 bar.

La pression transmembranaire $PTM_{(NF)}$ peut de préférence être inférieure à 30 bars, de façon plus préférée inférieure à 25 bars, et de façon encore plus préférée comprise entre
30 15 bars et 0 bar.

La différence de pression osmotique ($\Pi_{P(NF)} - \Pi_M$) dans le cas d'une nanofiltration peut de façon générale être comprise entre -15 bar et 200 bars. Dans le cas où le débit d'eau de production entrant est nul ou faible, la différence de

pression osmotique ($\Pi_{P(NF)} - \Pi_M$) peut être comprise entre -15 bars et 0 bar. Dans le cas où le débit d'eau de production entrant est plus élevé, cette différence ($\Pi_{P(NF)} - \Pi_M$) peut être comprise entre 0 bar et 50 bars, voire s'élever
5 jusqu'à 200 bars.

La différence de pression osmotique ($\Pi_{P(OI)} - \Pi_M$) dans le cas d'une osmose inverse peut de façon générale être comprise entre $-\Pi_M$ (soit environ -25 bars dans le cas de l'utilisation d'eau de mer) et 200 bars. Dans le cas où le débit d'eau de
10 production entrant est nul ou faible, la différence de pression osmotique ($\Pi_{P(OI)} - \Pi_M$) peut être comprise entre $-\Pi_M$ et 0 bar. Dans le cas où le débit d'eau de production entrant est plus élevé, cette différence ($\Pi_{P(OI)} - \Pi_M$) peut être comprise entre 0 bar et 50 bars, voire s'élever jusqu'à
15 200 bars.

En sortie de l'unité de filtration comprenant une membrane de nanofiltration ou d'osmose inverse, deux flux sont obtenus :

- Un concentrât provenant du compartiment dans lequel
20 entre l'eau comprenant un soluté indésirable. Ses caractéristiques physico-chimiques correspondent à celles du flux entrant dans ce compartiment de l'unité, à un facteur de concentration près. Typiquement, la concentration du soluté indésirable est plus élevée dans le concentrât que dans le
25 l'eau comprenant un soluté indésirable. Par contre, son débit est plus faible. Le concentrât peut être évacué de l'unité de filtration et rejeté dans l'environnement de manière appropriée suivant la réglementation en vigueur.

- Un perméat provenant de l'autre compartiment de
30 l'unité, de l'autre côté de la membrane. Le perméat est avantageusement dépourvu du soluté indésirable, et peut être utilisé dans le procédé d'extraction d'hydrocarbures en tant qu'une partie de l'eau d'injection.

Dans le procédé selon l'invention, l'eau d'injection peut être constituée uniquement de deux parties : une première partie obtenue par osmose directe et une seconde partie obtenue par nanofiltration ou par osmose inverse.

5 Toutefois, on envisage également la possibilité que l'eau d'injection utilisée dans le procédé d'extraction d'hydrocarbures selon l'invention soit constituée de plus de deux parties, au moins une partie obtenue par osmose directe, et au moins deux autres parties choisies parmi :

- 10 - une partie obtenue par nanofiltration classique,
 - une partie obtenue par nanofiltration améliorée,
 - une partie obtenue par osmose inverse classique,
 - une partie obtenue par osmose inverse améliorée.

15 Les différentes techniques de production d'eau d'injection peuvent en effet être combinées.

En outre, une partie de l'eau d'injection peut être directement de l'eau de production si celle-ci est conforme aux spécifications de réinjection.

20 Le débit de l'eau d'injection peut donc se présenter sous la forme d'une somme des différents débits d'eau d'injection obtenus simultanément de différentes manières :

$$Q_i = Q_{PW} + Q_{OD} + Q_{OI} + Q_{NF}$$

dans laquelle

25 Q_i désigne le débit d'eau d'injection total (en $L.h^{-1}$),
 Q_{PW} désigne le débit d'eau de production réinjecté (en $L.h^{-1}$),

Q_{OD} désigne le débit d'eau d'injection obtenu par osmose directe (en $L.h^{-1}$),

30 Q_{OI} désigne le débit d'eau d'injection obtenue par osmose inverse (en $L.h^{-1}$),

Q_{NF} désigne le débit d'eau d'injection obtenue par nanofiltration (en $L.h^{-1}$).

L'utilisation combinée de plusieurs techniques de production d'eau d'injection permet de répondre au besoin d'adaptation aux conditions d'exploitation du réservoir d'hydrocarbures. Suivant les débits d'eau de production
5 disponibles, les techniques permettant de produire en quantité suffisante de l'eau d'injection au plus faible coût énergétique possible ne sont pas les mêmes.

Ainsi, un objet de la présente invention consiste en un procédé d'extraction d'hydrocarbures à l'aide d'eau
10 d'injection dans lequel la méthode de production d'eau d'injection varie en fonction du stade d'exploitation du réservoir d'hydrocarbures. Dans ce procédé d'extraction d'hydrocarbures, le procédé décrit ci-avant est mis en œuvre dans au moins un stade d'exploitation.

15 Le procédé d'extraction d'hydrocarbures peut comprendre au moins trois stades d'exploitation.

Généralement, dans le premier stade d'exploitation d'un réservoir d'hydrocarbures, la quantité d'eau de production produite est faible. Il est donc intéressant de produire
20 l'eau d'injection nécessaire par des procédés de nanofiltration et/ou osmose inverse d'une eau comprenant un soluté indésirable. La nanofiltration peut être privilégiée dans la mesure où celle-ci requiert généralement un gradient de pression osmotique plus faible que celui de l'osmose
25 inverse. Si de l'eau de production est disponible, il peut être alors intéressant de produire au moins en partie de l'eau d'injection par nanofiltration améliorée.

Après cette phase initiale d'exploitation, la quantité d'eau de production produite augmente progressivement. Durant
30 un second stade d'exploitation, l'eau d'injection est au moins pour une partie un perméat obtenu par nanofiltration et/ou osmose inverse d'une eau comprenant un soluté indésirable, et au moins pour une autre partie un perméat obtenu par mise en contact, dans une unité d'osmose directe,

de part et d'autre d'une membrane d'osmose, d'au moins une partie d'eau de production et d'une eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression de l'eau de production et comprenant un soluté indésirable. Il peut s'agir, durant ce

5 second stade, du procédé objet de la présente invention décrit ci-avant. Ce second stade d'exploitation peut être mis en œuvre comme décrit ci-avant de façon détaillée. En particulier, en fonction de la quantité d'eau de production disponible, on peut coupler une production d'eau d'injection

10 par osmose directe avec une production d'eau d'injection par nanofiltration améliorée ou par osmose inverse améliorée. Selon ce mode de réalisation préféré, durant un second stade d'exploitation, l'eau d'injection est au moins pour une partie un perméat obtenu par nanofiltration améliorée et/ou

15 osmose inverse améliorée d'une eau comprenant un soluté indésirable, l'eau comprenant un soluté indésirable étant mise en contact, via respectivement une membrane de nanofiltration et/ou d'osmose inverse, avec de l'eau de production.

20 Enfin, lorsque le débit d'eau de production est suffisant, l'eau d'injection peut n'être produite que par osmose directe, ce qui représente un gain énergétique important. Ainsi, durant un troisième stade d'exploitation, l'eau d'injection est un perméat obtenu par mise en contact,

25 dans une unité d'osmose directe, de part et d'autre d'une membrane d'osmose, d'eau de production et d'une eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression de l'eau de production et comprenant un soluté indésirable.

A ces différents stades de production d'hydrocarbures,

30 l'homme du métier pourra ajouter d'autres stades préliminaires, intercalaires ou subséquents.

Le procédé d'extraction d'hydrocarbures selon l'invention permet de façon avantageuse de produire l'eau d'injection nécessaire à l'extraction des hydrocarbures en

quantité suffisante, à un coût énergétique minimal, durant tout le long de l'exploitation du réservoir souterrain d'hydrocarbures. Ce procédé ne nécessite pas l'utilisation de solution synthétique : l'eau d'injection est obtenue à partir
5 d'eaux facilement disponibles, notamment l'eau de mer dans le cas de procédé offshore. En outre, ce procédé permet de mettre à profit l'eau de production qui est souvent considérée comme en déchet dont la gestion est problématique.

De plus, le procédé d'extraction d'hydrocarbures selon
10 l'invention est simple à mettre en œuvre tout au long de l'exploitation du réservoir d'hydrocarbures et il peut être mis en œuvre grâce à un dispositif peu coûteux. En effet, les inventeurs ont découvert que l'eau d'injection produite par différents procédés comme décrit dans le procédé selon
15 l'invention pouvait néanmoins être produite dans un unique dispositif simple et modulable, pouvant être utilisé de façon optimale durant toute la durée de l'exploitation du réservoir d'hydrocarbures.

20 La présente invention a donc également pour objet un dispositif de production d'eau d'injection, utilisable dans les procédés d'extraction d'hydrocarbures décrits ci-avant, comprenant plusieurs unités de filtration, chaque unité comprenant au moins une membrane de filtration choisie parmi
25 les membranes de type nanofiltration, de type osmose inverse et de type osmose directe, chaque unité étant caractérisée par le fait que sa membrane de filtration est amovible et est remplaçable par une membrane de filtration d'un autre type.

La configuration de ces membranes est de préférence une
30 configuration spiralée permettant avantageusement un travail sous pression au début de la vie du champ. Dans le cas où une osmose directe peut être mise en œuvre dès le début de la vie du champ (par approvisionnement d'eau de production de champs voisins par exemple), d'autres configurations membranaires

peuvent être envisagées telles que les modules à fibres creuses ou planes. Ces modules peuvent être installés sur une plateforme offshore ou immergés dans l'eau de plus faible salinité contenant un composé à éliminer (eau de mer par exemple).

Le dispositif de production d'eau d'injection spécialement conçu pour la mise en œuvre du procédé selon l'invention comprend au moins deux unités de filtration. Chaque unité comprend classiquement un carter et au moins une membrane de filtration.

Le carter, c'est à dire l'enveloppe rigide qui entoure la ou les membranes quelles que soient leur configuration, peut être équipé de deux entrées de part et d'autre de la membrane et deux sorties également de part et d'autre de la membrane. La présence de deux entrées permet à l'unité de fonctionner soit en mode nanofiltration, soit en mode nanofiltration améliorée, soit en mode osmose inverse, soit en mode osmose inverse améliorée, soit en mode osmose directe. Le carter est de préférence prévu pour résister au moins à une pression de 30 bars, préférentiellement de 40 bars, et plus préférentiellement de 50 bars.

Chaque unité de filtration peut comprendre une seule membrane, ou bien plusieurs membranes, de préférence identiques, disposées en parallèles. La nature de la membrane est choisie en fonction du procédé de filtration que l'on souhaite mettre en œuvre dans l'unité de filtration. La membrane peut être notamment choisie parmi les membranes de type nanofiltration, de type osmose inverse et de type osmose directe.

Par « membrane de type nanofiltration », on entend toute membrane permettant de retenir des molécules organiques et minérales de très faible poids moléculaire, notamment les sulfates. Une membrane de nanofiltration se caractérise

souvent par sa capacité à retenir les ions multivalents et à laisser passer une partie des ions monovalents. Les membranes de nanofiltration peuvent être polymériques, céramiques, en nanotubes de carbones alignés, en aquaporine, en matrice mixte polymère-nanoparticules ou une combinaison de ces différentes options. Elles peuvent être sous forme plane, spiralée, tubulaire ou fibre creuse. Des membranes de nanofiltration sont actuellement disponibles dans le commerce et peuvent convenir à la présente application. On peut citer par exemple les membranes de DOW ou d'Hydranautics.

Par « membrane de type osmose directe » et « membrane de type osmose inverse », on entend toute membrane semi-perméable ne laissant passer que le solvant (en général l'eau), et pas les autres substances en solution, notamment des sels multivalents et monovalents. La membrane d'osmose directe et inverse peut être une membrane organique, constituée de matériaux polymères ou co-polymères comme l'acétate de cellulose, le nitrate de cellulose, le polysulfone, le fluorure de polyvylidène, le polyamide et l'acrylonitrile. La membrane d'osmose peut également être une membrane minérale ou céramique constituée de matériaux comme le carbure de silicium, l'alumine, la zéolithe, la zircone, l'oxyde de titane ou des oxydes mixtes silice et alumine ou silice et zircone. La membrane d'osmose peut également être une membrane mixte nano-particule-polymères, une membrane à base de nanotubes de carbone alignés ou dispersés, ou une membrane contenant des aquaporines, telle que celles décrites dans la demande de brevet WO 2006/122566. Elles peuvent être sous forme plane, spiralée, tubulaire ou fibre creuse. De nombreuses membranes destinées à des applications d'osmose inverse sont actuellement disponibles dans le commerce et peuvent convenir à la présente application. On peut citer par exemple les membranes Qfx de NanoH2O, les membranes commerciales d'osmose inverse de, par exemple, DOW,

Hydranautics, Osmonics et Toray. La membrane d'osmose selon l'invention peut être réalisée selon différentes configurations connues de l'homme du métier. Par exemple, la membrane d'osmose peut être disposée en spirale, en fibre
5 creuse ou en plaque. Le choix de la nature et de la configuration de la membrane peut dépendre du volume des flux traités, de la compacité, de la qualité des alimentations du contacteur membranaire et de la robustesse désirée.

Chaque unité de filtration est conçue pour permettre la
10 circulation d'une solution à forte pression osmotique d'un côté de la membrane et d'une solution à faible pression osmotique de l'autre côté de la membrane. Toute configuration de l'unité de filtration permettant de mettre en contact deux eaux de salinité différente peut être utilisée pour cette
15 application. On peut notamment citer les modules spiralés tels que développés pour les unités d'osmose directe conventionnelle, les modules à fibres creuses équipées de membranes d'osmose directe et/ou de nanofiltration en filtration interne-externe ou externe-interne et les modules
20 en configuration plane, comme par exemple pour une filtration sur plaque ou à cadre et à plateau.

Dans le dispositif selon l'invention, les unités de filtration sont disposées en parallèle. L'entrée et la sortie des flux dans chaque unité peuvent être gérées à l'aide de
25 vannes. A un instant donné, plusieurs unités peuvent être en fonctionnement pour produire de l'eau d'injection. Grâce à la disposition des unités en parallèle, il est possible d'arrêter momentanément une ou plusieurs unités sans arrêter totalement la production d'eau d'injection nécessaire à
30 l'exploitation. L'arrêt d'une unité peut être nécessaire pour nettoyer ou changer une membrane de filtration.

Dans le dispositif selon l'invention, chaque unité est caractérisée par le fait que sa membrane de filtration est amovible et est remplaçable par une membrane de filtration

d'un autre type. Chaque unité de filtration est donc conçue de manière à accepter indifféremment une membrane de type osmose directe, de type osmose inverse ou de type nanofiltration. Ainsi, en fonction du type de membrane
5 disposée dans l'unité, l'unité peut mettre en œuvre des procédés différents, et ces procédés peuvent changer dans le temps, de façon simple et peu coûteuse, en remplaçant la membrane.

Il n'est toutefois pas exclus que le dispositif selon
10 l'invention comprenne de façon additionnelle une ou plusieurs unités de filtration fixes, non modulables, fonctionnant en complément des unités modulables décrites ici. Ces unités peuvent coupler différentes configurations de filtration plane, fibre creuse et spiralée.

15 Selon un mode de réalisation, le dispositif selon l'invention peut comprendre initialement plusieurs unités de nanofiltration permettant au stade initial de la vie du champ d'hydrocarbures de produire la quantité nécessaire d'eau d'injection, sans l'aide d'eau de production. L'eau de
20 production produite peut ensuite être injectée du côté perméat des membranes de nanofiltration pour effectuer une nanofiltration améliorée. Lorsque le débit d'eau de production devient suffisamment important pour générer par osmose le flux d'eau d'injection requis, les membranes de
25 nanofiltration sont remplacées progressivement par les membranes d'osmose directe. Le procédé d'extraction d'hydrocarbures utilisant le dispositif selon l'invention peut comprendre, entre chaque stade d'exploitation, des étapes consistant à remplacer les membranes dans les unités
30 de filtration.

Les unités de filtration peuvent classiquement poser des problèmes de colmatage. En particulier, comme les membranes d'osmose et de nanofiltration arrêtent la plupart des

matières dissoutes ou en suspension dans le flux diffusant, sauf le solvant qui est ici l'eau, il peut se produire une accumulation à la surface de la membrane de particules, de microorganismes, de composés organiques et/ou de sels. Cette

5 accumulation peut provoquer des dégradations au niveau de l'unité de filtration, pouvant causer une baisse de rendement, voire le colmatage irréversible de la membrane. En outre, les unités d'osmose et de nanofiltration spiralées classiques comprennent des grilles (couramment appelées

10 « spacers ») qui peuvent elles aussi s'encrasser et fortement limiter les performances du procédé. Ainsi, le bon fonctionnement des unités de filtration dépend généralement de la qualité des flux qui y sont introduits.

Le procédé selon l'invention peut comprendre en outre

15 une étape consistant à prétraiter l'eau de production et/ou l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression de l'eau de production et/ou l'eau comprenant un soluté indésirable avant introduction dans l'unité d'osmose directe ou avant nanofiltration et/ou osmose inverse. Le dispositif

20 de production d'eau d'injection selon l'invention peut donc comprendre en outre une ou plusieurs unités de prétraitement permettant de prétraiter un ou plusieurs des flux entrant dans les unités de filtration.

Plus précisément, le procédé peut comprendre une étape

25 consistant à prétraiter l'eau de production dans une première unité de prétraitement avant de l'introduire dans l'unité d'osmose directe. En outre ou alternativement, le procédé selon l'invention peut comprendre une étape consistant à prétraiter l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la

30 pression osmotique de l'eau de production dans une seconde unité de prétraitement avant de l'introduire dans l'unité d'osmose directe. En outre ou alternativement, le procédé selon l'invention peut comprendre une étape consistant à prétraiter l'eau comprenant un soluté indésirable dans une

troisième unité de prétraitement avant sa nanofiltration et/ou son osmose inverse. Le procédé peut donc comprendre, soit une étape de prétraitement de l'eau de production, soit une étape de prétraitement de l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production, soit une étape de prétraitement de l'eau comprenant un soluté indésirable, soit deux de ces étapes, soit les trois. Lorsque les trois étapes sont présentes, celles-ci peuvent être identiques ou différentes. Si l'eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression osmotique de l'eau de production et l'eau comprenant un soluté indésirable sont la même eau, par exemple de l'eau de mer, les deuxième et troisième unités de prétraitement peuvent être une seule unité. Avantageusement, lorsque le dispositif de production d'eau d'injection comprend plusieurs unités de prétraitement et lesdites unités de prétraitement sont identiques. Ce mode de réalisation permet ainsi de rendre les unités interchangeables, ce qui d'un point de vue industriel rend le procédé simple à installer, à faire fonctionner et à entretenir.

La ou les étape(s) de prétraitement peut (peuvent) consister, indépendamment l'une de l'autre, en une étape de filtration ou en une série de plusieurs étapes de filtrations successives, les filtrations pouvant être identiques ou différentes. Avantageusement, la ou les étape(s) de prétraitement comprend (comprennent) au moins une étape d'ultrafiltration. L'ultrafiltration, qui est une technique connue de l'homme du métier, est typiquement réalisée à l'aide d'une membrane d'ultrafiltration. Dans la présente invention, une « membrane d'ultrafiltration » désigne une membrane comportant des pores dont le diamètre est compris entre 1 nm et 100 nm. On peut citer par exemple les membranes d'ultrafiltration polymériques commerciales des sociétés Polymem, Zenon, Kubota, Pall, et les membranes

d'ultrafiltration céramique des sociétés Pall, Ceramem, Cometas et Inopore.

La ou les étape(s) de prétraitement peut (peuvent) en outre comprendre au moins une étape de filtration en
5 profondeur.

La ou les étape(s) de prétraitement peut (peuvent) en outre comprendre au moins une étape d'élimination du chlore ainsi que de l'oxygène dissous.

Le prétraitement permet avantageusement d'augmenter la
10 durée de vie des membranes en éliminant les particules, les microorganismes et/ou les hydrocarbures en dispersion dans l'eau de production limitant ainsi l'encrassement de l'unité et le colmatage des membranes.

Le choix des étapes de prétraitement et des unités de
15 prétraitement à mettre en œuvre dépend essentiellement de la composition des flux entrant dans les unités et de la spécification à atteindre pour que le flux prétraité n'endommage pas les unités de filtration.

Avantageusement, les flux prétraités ne contiennent ni
20 particules, ni microorganismes. En outre, les flux prétraités peuvent avoir une concentration en chlore actif avantageusement inférieure à 0,1 mg/L. De plus, les flux prétraités peuvent avoir une concentration en hydrocarbures sous forme dispersée avantageusement inférieure à 5 mg/L. La
25 mise en œuvre d'un prétraitement de l'eau de production, permet avantageusement d'éliminer les hydrocarbures en dispersion, les microorganismes et les particules, et ainsi d'atteindre les spécifications requises pour l'eau d'injection.

30 Le procédé objet de l'invention peut éventuellement comprendre une étape de post-traitement des perméats obtenus en sortie des unités de filtration, avant que ceux-ci soient introduits dans la formation souterraine. Le post-traitement peut par exemple consister en une désoxygénation. La

désoxygénation des eaux d'injection est couramment utilisée pour éviter le développement de bactéries dans les puits pétroliers.

- 5 D'autres caractéristiques et avantages de l'invention apparaîtront du mode de réalisation et l'exemple décrit ci-dessous.

DESCRIPTION DETAILLÉE DE LA FIGURE

- 10 Sur la **figure 1** est représenté un mode de réalisation du procédé de production d'eau d'injection selon l'invention.

Le dispositif de production d'eau d'injection **1** comprend deux unités de filtration **2** et **3**. L'eau de production **4** est prétraitee par l'intermédiaire de l'unité de prétraitement **5**.

- 15 L'eau de plus faible pression osmotique et qui contient un soluté indésirable **6**, typiquement de l'eau de mer, est prétraitee par l'intermédiaire de l'unité de prétraitement **7**.

- Ladite unité de prétraitement **5** comprend les prétraitements nécessaires à l'obtention d'une eau respectant
20 les spécifications de réinjection. Le flux d'eau de production **4** est de préférence préalablement filtré sur des préfiltres ayant un diamètre allant de 500 nm à 10 µm, puis filtré sur une membrane d'ultrafiltration.

- Ladite unité de prétraitement **7** comprend de préférence
25 au moins un dispositif d'ultrafiltration ou un filtre en profondeur. De préférence, la première unité de prétraitement **5** et la seconde unité de prétraitement **7** sont identiques.

- Deux flux d'eau de production prétraités **8** et **9** sont obtenus en sortie de la première unité de prétraitement **5** et
30 sont introduits dans les chambres **10** et **11** des unités de **2** et **3**. Des flux prétraités **12** et **13** sont obtenus en sortie de la seconde unité de prétraitement **7** et sont introduits dans les secondes chambres **14** et **15** des unités **2** et **3**.

Quelles que soient les membranes **18** et **19** utilisées, un flux d'eau exempt de tout soluté indésirable **16** et **17** diffuse à travers les membranes **18** et **19** depuis la seconde chambre **14** et **15** vers les premières chambres **10** et **11**. L'ensemble des perméats **20** et **21** sont ensuite réunis avant d'être utilisés comme eau d'injection **22**. Deux concentrâts **23** et **24** sont récupérés en sortie des secondes chambres **14** et **15**. Ces concentrâts peuvent être réunis en un flux **25** et rejetés du dispositif de manière appropriée.

10 Au début de la production du champ pétrolier, les unités de filtration **2** et **3** peuvent être équipées de membranes de nanofiltration **18** et **19** permettant de retenir ledit composé à éliminer, typiquement les ions sulfate, dans les flux **12** et **13**. A ce stade initial de la production, le débit d'eau de
15 production est trop faible, et aucun flux **4** ne rentre dans le dispositif **1**. Une pompe (non représentée) permet de fournir la pression nécessaire pour obtenir deux flux de perméat **16** et **17** à travers les membranes de nanofiltration **18** et **19**. Dans le cas de la désulfatation par nanofiltration, connu de
20 l'homme du métier, la pression de fonctionnement est classiquement comprise entre 30 et 40 bars.

Lorsque le flux d'eau de production **4** augmente, les flux **8** et **9** peuvent être introduits dans les chambres **10** et **11** des unités de nanofiltration **2** et **3**. La différence de pression
25 osmotique entre les flux **8** et **12** ainsi que **9** et **13** diminue ce qui permet de diminuer la pression de fonctionnement.

Lorsque la pression osmotique des chambres **10** et **11** atteint une pression osmotique égale à celle des chambres **14** et **15**, le procédé n'est alors plus limité pas la pression
30 osmotique.

Lorsque la pression osmotique du compartiment **10** dépasse celle du compartiment **14** dans l'unité de nanofiltration **2**, le flux de perméat **16** peut être décomposé en deux flux : un flux d'osmose dépendant du gradient de pression osmotique et un

flux de perméat produit par le biais du gradient de pression mécanique. La membrane de nanofiltration **18** peut alors être remplacée par une membrane d'osmose directe, avec une rétention plus forte, mais aussi un plus faible impact de la polarisation de concentration. Le flux d'eau d'injection **22** est alors obtenu partiellement par osmose directe dans l'unité **2** et partiellement par nanofiltration améliorée dans l'unité **3**.

Ensuite, lorsque la quantité d'eau de production est suffisante, la membrane de nanofiltration **19** peut également être remplacée dans l'unité **3** par une membrane d'osmose directe. Il est ainsi possible de diminuer la pression nécessaire au fonctionnement du dispositif jusqu'à atteindre celle des seules pertes de charge des unités d'osmose directe, soit généralement au maximum 3 à 6 bars.

REVENDICATIONS

1. Procédé d'extraction d'hydrocarbures comprenant les étapes consistant à :
 - 5 i. extraire d'une formation souterraine un flux de production ;
 - ii. séparer ce flux en au moins une fraction hydrocarburée et une fraction aqueuse appelée eau de production et
 - 10 iii. réintroduire dans la formation souterraine une eau d'injection,caractérisé en ce que :
 - au moins une première partie de ladite eau d'injection est un perméat obtenu par mise en contact, dans une unité
 - 15 d'osmose directe, de part et d'autre d'une membrane d'osmose, d'au moins une partie de l'eau de production et d'une eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression de l'eau de production et comprenant un soluté indésirable, et
 - au moins une deuxième partie de ladite eau d'injection est
 - 20 un perméat obtenu par nanofiltration et/ou osmose inverse d'une eau comprenant un soluté indésirable.
2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que ladite eau ayant une pression osmotique inférieure à la
- 25 pression osmotique de l'eau de production et ladite eau comprenant un soluté indésirable sont de l'eau de mer.
3. Procédé selon l'une des revendications 1 ou 2, caractérisé en ce que le soluté indésirable est l'ion
- 30 sulfate.
4. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 3, caractérisé en ce que ladite deuxième partie d'eau d'injection est un perméat obtenu par nanofiltration

améliorée et/ou osmose inverse améliorée d'une eau comprenant un soluté indésirable, l'eau comprenant un soluté indésirable étant mise en contact, via respectivement une membrane de nanofiltration et/ou d'osmose inverse, avec de l'eau de
5 production.

5. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 4, caractérisé en ce qu'il comprend en outre une étape consistant à prétraiter l'eau de production et/ou l'eau ayant
10 une pression osmotique inférieure à la pression de l'eau de production et/ou l'eau comprenant un soluté indésirable avant introduction dans l'unité d'osmose directe ou avant nanofiltration et/ou osmose inverse.

15 6. Procédé d'extraction d'hydrocarbures à l'aide d'eau d'injection dans lequel,

- durant un premier stade d'exploitation, l'eau d'injection est un perméat obtenu par nanofiltration et/ou osmose inverse d'une eau comprenant un soluté indésirable ;

20 - durant un second stade d'exploitation, l'eau d'injection est au moins pour une partie un perméat obtenu par nanofiltration et/ou osmose inverse d'une eau comprenant un soluté indésirable, et au moins pour une autre partie un perméat obtenu par mise en contact, dans une unité d'osmose
25 directe, de part et d'autre d'une membrane d'osmose, d'au moins une partie d'eau de production et d'une eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression de l'eau de production et comprenant un soluté indésirable ; et

- durant un troisième stade d'exploitation, l'eau
30 d'injection est un perméat obtenu par mise en contact, dans une unité d'osmose directe, de part et d'autre d'une membrane d'osmose, d'eau de production et d'une eau ayant une pression osmotique inférieure à la pression de l'eau de production et comprenant un soluté indésirable.

7. Procédé selon la revendication 6, caractérisé en ce que, durant un second stade d'exploitation, l'eau d'injection est au moins pour une partie un perméat obtenu par nanofiltration
5 améliorée et/ou osmose inverse améliorée d'une eau comprenant un soluté indésirable, l'eau comprenant un soluté indésirable étant mise en contact, via respectivement une membrane de nanofiltration et/ou d'osmose inverse, avec de l'eau de production.

10

8. Dispositif de production d'eau d'injection utilisable dans les procédés d'extraction d'hydrocarbures selon l'une quelconque des revendications 1 à 7, comprenant plusieurs unités de filtration, chaque unité comprenant au moins une
15 membrane de filtration choisie parmi les membranes de type nanofiltration, de type osmose inverse et de type osmose directe, chaque unité étant caractérisée par le fait que sa membrane de filtration est amovible et est remplaçable par une membrane de filtration d'un autre type.

20

9. Dispositif selon la revendication 8, caractérisé en ce qu'il comprend en outre une ou plusieurs unités de prétraitement permettant de prétraiter un ou plusieurs des flux entrant dans les unités de filtration.

25

10. Dispositif selon la revendication 9, caractérisé en ce le dispositif comprend plusieurs unités de prétraitement et lesdites unités de prétraitement sont identiques.

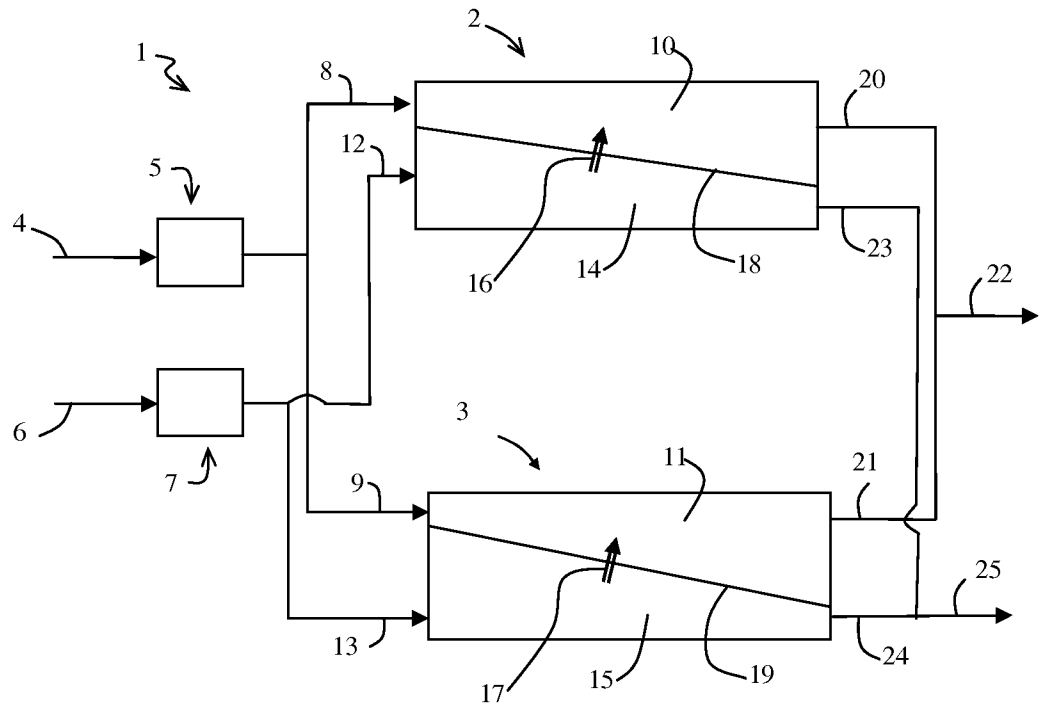


FIGURE 1