

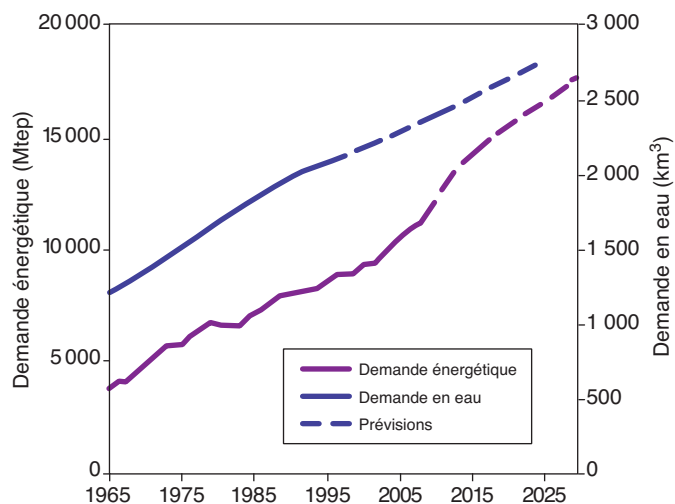
L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

L'eau est essentielle à la production des carburants. Dans un contexte de très fortes pressions environnementales, énergétiques et sociétales incluant la nécessité de la protection de la ressource en eau et la limitation des émissions de gaz à effet de serre, la gestion de l'eau est devenue un enjeu majeur pour l'industrie pétrolière. Ces préoccupations sont largement prises en compte dans les programmes de gestion intégrée de l'eau qui ont été mis en place, à la fois en production et en raffinage. Ces programmes visent à limiter les rejets et les émissions et à minimiser les apports d'eau.

L'eau et l'énergie sont intimement liées dans un rapport complexe de production/consommation. L'émergence des préoccupations liées à l'environnement et au stress hydrique provoqué par le changement climatique, a mis la question de ce rapport d'interdépendance au centre des discussions sur la scène internationale. En effet, la croissance de la demande énergétique s'accompagnera inévitablement d'une demande croissante en eau, comme illustré sur la figure 1.

Fig. 1 - Tendence globale de la demande : énergie/eau



Source : A. Maheu, McGill Univ., nov. 2009

L'économie et la gestion raisonnée de ces deux ressources apparaissent actuellement comme des nécessités pour un développement économiquement, socialement et écologiquement durable. Dans ce rapport d'interdépendance, l'eau apparaît, de plus en plus, comme la ressource vitale

à protéger. En effet, si des alternatives existent pour le pétrole, il n'y en a pas pour l'eau.

S'agissant des hydrocarbures, ils impactent doublement la ressource en eau : leur production en est fortement consommatrice et leur utilisation participe au stress hydrique via les émissions de CO₂ (stade ultime de la combustion des hydrocarbures) et le réchauffement climatique qu'elles induisent. La gestion de l'eau pour la chaîne de production des carburants, de l'extraction des hydrocarbures jusqu'à leur raffinage, est donc devenue un enjeu majeur pour l'industrie pétrolière.

L'eau et la production d'hydrocarbures

L'eau est essentielle à la production

Pour quelle utilisation ?

Dans l'opinion publique, la production des hydrocarbures est rarement associée à une utilisation massive de l'eau. En réalité, l'eau est déjà présente dans le réservoir (eau de formation). Ensuite, elle est utilisée pour les besoins de forage, de fracturation hydraulique, de complétion et de traitement des puits. Enfin, elle est l'un des fluides les plus souvent injectés dans les réservoirs, par des puits spécifiques (puits injecteurs), au cours de la récupération dite "secondaire" afin de compenser la diminution de pression du réservoir consécutive à sa mise en production. Elle sert également pour améliorer l'efficacité de déplacement et d'extraction de l'huile (*waterflood*, *Enhanced Oil Recovery* (EOR)).

L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

Des besoins croissants

Selon l'Agence internationale de l'énergie¹, la demande énergétique mondiale est appelée à croître de 0,7 à 1,4 %/an entre 2008 et 2035 selon différents scénarii et restera dominée par les énergies fossiles et notamment les hydrocarbures, même si leur part est prévue à la baisse. Actuellement, 70 % de la production mondiale est satisfaite par des champs mis en production il y a une vingtaine d'années (champs matures) et dont le taux de récupération dépasse difficilement les 35 % en fin de récupération secondaire. À côté de l'exploration/production dans les milieux difficiles (offshore profond, réservoirs très enfouis, Arctique), d'autres voies sont possibles pour la satisfaction de la demande énergétique :

- l'exploitation des réserves dites non conventionnelles : extralourds, sables et schistes bitumineux, gaz de schistes, gaz piégés dans des roches très peu perméables (*tight gas*), gaz naturel associé au charbon (CBM) (voir fiche "Les gaz non conventionnels et l'eau"),
- l'amélioration du taux de récupération des champs matures via des techniques de récupération "tertiaire" (EOR). L'amélioration de ce taux de un point produirait l'équivalent de deux années de consommation mondiale.

Pour l'une et l'autre de ces voies, les besoins en eau sont importants. Pour la première, dans le cas des gaz de schistes par exemple, 10 à 15 000 m³ d'eau/puits sont nécessaires pour la fracturation de la roche, soit 1 à 2 litre(s) d'eau par baril équivalent pétrole (l/bep) (voir fiche "Les gaz non conventionnels et l'eau"). Pour les méthodes EOR, qu'elles soient thermiques (comme l'injection de vapeur d'eau), ou chimiques (consistant en l'ajout dans l'eau d'additifs (alcalins, tensioactifs, polymères) pour améliorer l'efficacité de déplacement et de balayage de l'huile dans les réservoirs), les besoins peuvent aller de quelques centaines à plusieurs dizaines de milliers de litres d'eau par baril équivalent pétrole extrait, selon la maturité du champ et le procédé (800 l pour l'injection de vapeur, 5 000 pour le CO₂-EOR et jusqu'à 48 000 pour les procédés micellaires (*micellar-polymer*)). Dans tous les cas de figure, l'augmentation de la production d'hydrocarbures se traduira par une forte augmentation de la demande en eau. D'après le Conseil mondial de l'énergie (*Water for Energy*, septembre 2010), la part du pétrole devrait diminuer dans le mix énergétique mondial d'ici à 2050, mais sa part dans la consommation d'eau pour la production d'énergie devrait augmenter (de 10 à 18 %).

Quelles sources et quels traitements ?

L'eau utilisée pour les besoins de la production provient de différentes sources selon la localisation, la disponibilité et les besoins. Celles-ci comprennent :

- l'eau de mer (offshore notamment),
- l'eau des rivières et des estuaires,
- l'eau des aquifères,
- les eaux usées dans certains cas (domestiques et industrielles).

L'exemple le plus frappant se situe en Arabie saoudite où environ 10⁶ m³/j d'eau de mer sont traités et acheminés sur 300-400 km pour être injectés sur le champ pétrolier de Ghawar !

Quelle que soit son origine, l'eau destinée à l'injection est d'abord traitée, puis conditionnée pour satisfaire à la qualité requise pour l'injection. Celle-ci dépend de la nature du réservoir, des fluides en place et des conditions d'exploitation.

Dans la plupart des cas, des traitements de filtration, de stérilisation et d'élimination de l'oxygène ainsi que des conditionnements par des additifs (anticorrosion, antibactériens, antidépôts, etc.) sont nécessaires. Dans certains cas, et notamment pour remédier à une trop forte incompatibilité entre les eaux d'injection et de formation, des traitements spécifiques comme la désulfatation, voire la désalinisation, peuvent être nécessaires.

L'objectif est de disposer d'une eau de qualité suffisante pour répondre au besoin premier d'amélioration de la récupération du pétrole tout en préservant la qualité des puits, du réservoir et des équipements (corrosion).

L'eau est reproduite avec les hydrocarbures : les eaux de production

Les origines

La plus grande partie de l'eau injectée pour les besoins de la production est normalement produite avec les hydrocarbures. En effet, au cours de la vie d'un puits, le rapport eau/huile (*Water-Oil Ratio* (WOR)) ou le pourcentage en volume d'eau dans le fluide produit (*Water Cut*), ne cessent d'augmenter (figure 2).

L'eau étant non miscible avec l'huile et naturellement plus mobile qu'elle, ce phénomène est inévitable et explique, en partie, les taux de récupération modestes en fin de récupération secondaire signalés plus haut. Sa rapidité et son ampleur dépendent du procédé de récupération, du réservoir et de sa gestion. À cela peuvent s'ajouter des origines telles que les fuites dans le puits, les fractures entre injecteurs et producteurs ou les

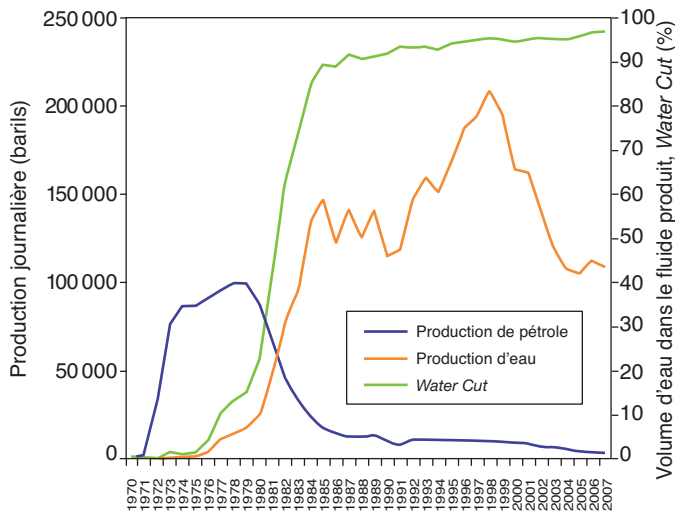
[1] World Energy Outlook 2010

L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

venues d'eau à partir de la couche d'eau sous-jacente via des fractures ou la formation de cônes d'eau (*water coning*).

Fig. 2 - Évolution type des débits de production et du *Water Cut* au cours de la vie d'un puits producteur d'hydrocarbures conventionnels

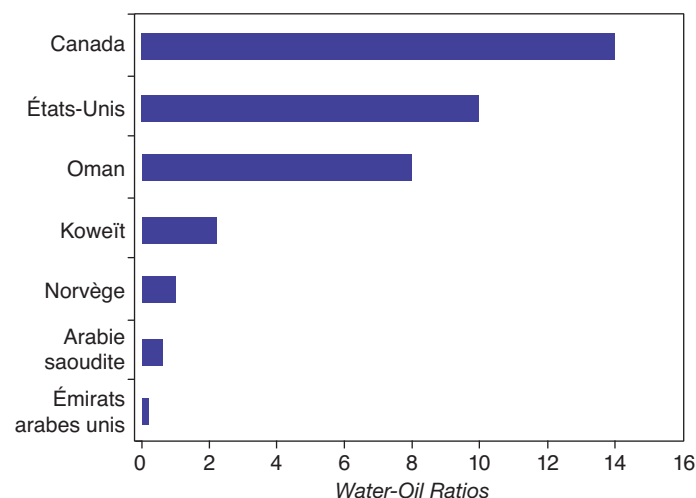


Source : Global Energy Systems oilfield database

Les volumes

La production des hydrocarbures s'accompagne donc de la production de grandes quantités d'eau. En moyenne, la production de chaque baril d'huile s'accompagne, au niveau mondial, de la production de 3 à 5 barils d'eau. Ce ratio peut atteindre 10 à 14 dans certaines zones matures (figure 3) ! Loin devant les hydrocarbures, l'eau est donc, en volume, le fluide le plus largement produit par l'industrie pétrolière !

Fig. 3 - Rapport eau/huile (WOR) par région



Source : Z. Khatib, SPE DL 2009-2010

Selon une étude effectuée par IFP Energies nouvelles, la production d'eau peut être estimée pour 2008 à 250 millions de barils/jour (Mb/j) et devrait dépasser 300 Mb/j en 2020, soit une progression de 20 %. Celle-ci serait essentiellement due aux activités offshore. Ces champs, actuellement moins matures, verront leur production d'eau augmenter de plus de la moitié.

Les eaux produites sont de qualité fortement dégradée et elles ont besoin d'un traitement, plus au moins poussé, et donc plus au moins coûteux, en fonction de leur destination future.

La qualité

Les eaux de production ont séjourné pendant des périodes plus ou moins longues dans le réservoir où elles étaient en contact avec l'huile, le gaz et la roche. Comme leur quantité, leur qualité dépend donc de leur origine. Elle varie considérablement en fonction de la région, de la géologie de la formation, des types de fluides, du procédé de récupération, des conditions d'exploitation et du management des puits et du réservoir. Au puits producteur, au voisinage duquel les pressions et les débits varient considérablement, les équilibres établis au sein du réservoir sont fortement perturbés, ce qui impacte directement la composition des eaux. Le plus souvent, l'eau est produite sous la forme d'une émulsion eau dans l'huile qu'il faut séparer des hydrocarbures. Cette séparation se fait moyennant différents procédés physico-chimiques lors desquels divers additifs sont utilisés, qui se retrouvent dans l'eau après séparation.

Une eau de production peut donc typiquement contenir :

- des particules en suspension (TSS) :
 - minérales : argiles, silice, différents précipités minéraux de calcium, de sulfate et de fer notamment, résidus de corrosion bactérienne comme le FeS, etc.,
 - organiques : émulsions résiduelles, bactéries, asphaltènes, etc.
- des sels dissous (TDS) de différentes natures,
- des métaux lourds et radioactifs,
- des produits organiques dissous :
 - des hydrocarbures et notamment : BTEX², PAH³, phénols et naphthalènes,
 - des additifs liés au management des puits, à la production (forage, complétion, fracturation, traitement de puits), au conditionnement de l'eau d'injection et à la séparation,

(2) BTEX : benzène, toluène, éthylbenzène et xylène
(3) PAH : Polycyclic Aromatic Hydrocarbons

L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

- des additifs pour l'EOR : alcalins, tensioactifs, polymères, bactéries (MEOR), etc.
- des bactéries et des résidus de l'activité bactérienne (biofilm, FeS, etc.),
- des gaz dissous (CO₂, O₂, H₂S, etc.).

Les eaux de production sont donc corrosives, instables, huileuses (émulsions, huile dissoute), elles contiennent des particules en suspension de taille submicronique à millimétrique ; elles sont également biologiquement actives, toxiques (métaux lourds, radioactivité, produits chimiques) et leur salinité peut atteindre la saturation.

La gestion des eaux de production : une nécessité

Les eaux de production ont longtemps été considérées comme un sous-produit gênant. À terre, après un traitement plus ou moins poussé en fonction de leur destination, elles sont soit rejetées dans les rivières, soit dans les réseaux de collecte des eaux usées domestiques, soit traitées par évaporation dans des bassins de décantation ou encore injectées dans le sous-sol après un minimum de traitement. En offshore, l'eau est soit rejetée en mer après traitement, soit convoyée vers les terminaux terrestres pour y être traitée.

Depuis une dizaine d'années, cet état d'esprit a complètement changé : les eaux de production sont davantage considérées comme une ressource plutôt que comme un sous-produit. Leur gestion est devenue une préoccupation majeure des opérateurs et une composante clé des coûts de production. À cela, trois raisons majeures :

- les préoccupations liées au changement climatique et à la nécessité d'économiser la ressource en eau,
- les volumes à traiter qui sont en constante augmentation,
- enfin, la sévèrisation et l'extension des normes environnementales. Il n'y a pas en la matière de standard international, chaque pays ou regroupement de pays ayant ses propres normes. Dans la zone OSPAR⁴ par exemple, l'objectif est d'atteindre le ZHD (*Zero Harm Discharge*) d'ici à 2020. Au Brésil, la résolution 393 du *Coselho Nacional do Meio Ambiente* (2007) limite le rejet d'huile des plates-formes offshore à 42 mg/l comme concentration journalière maximale.

Des programmes ambitieux de gestion des eaux de production ont donc été mis en place au sein de la plupart des compagnies.

Les options de gestion

Les options de gestion sont essentiellement de quatre types, par ordre de priorité :

- la réduction des volumes,

- le recyclage : réinjection pour les besoins de la production et réutilisation sur ou hors site,
- la réinjection dans le sous-sol pour le stockage, la recharge des nappes, le *disposal*, etc.,
- le rejet.

Le tableau 1 donne, pour ces différentes options, les techniques et certains usages possibles.

Dans la plupart des programmes de gestion des eaux de production mis en place par les compagnies, la réinjection pour les besoins de la production (*Produced Water Reinjection* (PWRI)) est considérée comme l'option par défaut.

À terre, la réinjection (PWRI) est déjà la principale destination des eaux de production (60 % des volumes) et cette tendance devrait perdurer. En offshore au contraire, la majeure partie de l'eau produite est aujourd'hui traitée pour être rejetée en mer (80 à 90 % des volumes) et la pratique du PWRI est marginale. Cependant à l'avenir, la réinjection pour des besoins de la production devrait absorber la forte augmentation de production d'eau projetée d'ici à 2020, alors que les volumes de rejets en mer devraient se stabiliser. Si l'option PWRI permet de supporter la production et de diminuer les contraintes sur les niveaux de traitement par rapport à ceux dictés par les normes de rejet, elle a aussi l'avantage d'avoir un impact sur l'environnement quasi nul.

Tableau 1
Usages possibles selon les options de gestion

Option	Techniques/usages possibles	
Réduction de volumes	Réduire l'eau arrivant aux puits (PVE), séparation au fond du puits (DOWS, DGWS), séparation en sub-surface	
Recyclage	Réinjection pour les besoins de la production : PWRI-WF (<i>waterflood</i>), PWRI-PS (<i>Pressure support</i>) et PWRI-EOR, vapeur pour le SAGD	
Réutilisation	Sur site	Forage (WBM), complétion, nettoyage, refroidissement, fracturation, domestique
	Hors site	Agriculture, loisirs, potable, etc.
Réinjection dans le sous-sol	Stockage, recharge des nappes, <i>disposal</i>	
Rejet	Océan, rivières, évaporation	

Source : IFP Energies nouvelles

Cependant, si la réinjection des eaux de production est une option attractive à la fois sur les plans économique et environnemental, elle rencontre encore de nombreuses difficultés parmi lesquelles :

- les craintes des pertes sévères d'injectivité qu'elle peut induire,
- les risques de dépôts minéraux (*scaling*) et de formation d'H₂S par des bactéries (*souring*),
- la gestion de la propagation des fractures. En effet, il est admis que la réussite d'une opération PWRI

(4) Zone concernée par la Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est dite Convention OSPAR (OSlo PARIS)

L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

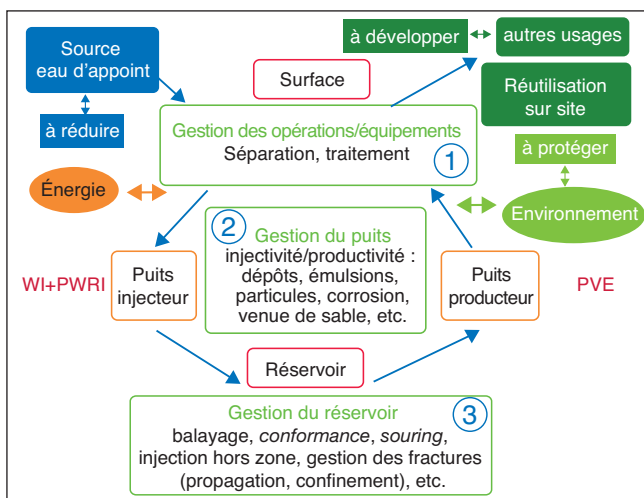
est souvent liée à la présence de fractures dont la propagation doit être maîtrisée, afin d'éviter en particulier les risques d'arrivée d'eau prématurée au puits producteur,

- en offshore, la quantité et la qualité des eaux sont des goulots d'étranglement compte tenu de la place disponible, limitée, pour des installations de traitement. Dans ce domaine, des innovations pour des équipements plus compacts et plus efficaces sont nécessaires.

Vers la gestion intégrée des eaux de production (Integrated Water Management (IWM))

Dans un contexte de très fortes pressions environnementales et sociétales conduisant à la protection de la ressource en eau et la limitation des émissions de CO₂, la gestion des eaux de production sur les champs pétroliers est de plus en plus considérée comme une composante essentielle de l'IOR (Improved Oil Recovery) qui vise à une optimisation de la production en alliant les techniques avancées de l'EOR à une meilleure gestion du réservoir et du puits. Dans ce cadre, la gestion des eaux de production est abordée selon une approche intégrée (figure 4) qui prend en compte l'ensemble du cycle et se fait à trois niveaux :

Fig. 4 - Cycle de l'eau et gestion intégrée (IWM)



Source : IFP Energies nouvelles

1 - Les aspects surface : séparation et traitement

Jusqu'à présent, la qualité des hydrocarbures était l'objectif principal de la séparation. Dorénavant, et dans un souci d'optimisation technico-économique de l'ensemble du cycle de l'eau, la qualité de l'eau en sortie de la séparation devra également être prise en compte. En effet, celle-ci conditionne grandement l'efficacité et les coûts de l'étape suivante de traitement de l'eau. Les autres composantes dans le choix et le design du procédé de traitement sont

les débits et la qualité de l'eau cible. Le traitement doit donc être de plus en plus adapté à l'utilisation, voire les utilisations, identifiée(s). S'agissant de la réinjection, les spécifications sur la qualité de l'eau sont dictées par les caractéristiques du puits, du réservoir, des fluides en place et du régime d'injection (matriciel ou fracturé).

2 - Les aspects puits : injectivité et productivité

L'une des craintes majeures associées au PWRI est la détérioration de l'injectivité en raison du pouvoir colmatant des eaux de production et de leur tendance à favoriser le *souring* (formation d'H₂S par des bactéries) aux abords du puits. Il s'agit ici de préciser les spécifications de qualité de l'eau nécessaires pour minimiser les coûts du traitement tout en assurant une injectivité acceptable à long terme. En cas de prévision de pertes sévères, des moyens de restauration sont à développer. La nature corrosive des eaux de production est également à prendre en compte dans le choix de la complémentation des puits.

3 - Les aspects réservoir : optimisation du balayage à l'eau (waterflood)

L'objectif ici est l'utilisation la plus efficace possible de l'eau dans la récupération de pétrole, ce qui passe par une bonne efficacité du balayage. Dans le cas de la réinjection, l'impact de la géomécanique est particulièrement important, et ceci d'autant plus que la présence de fractures est soupçonnée dans la plupart des réservoirs soumis au *waterflood* classique.

Dans cette gestion intégrée, la qualité de l'eau apparaît comme l'élément central. Sa maîtrise, son optimisation et son monitoring constituent les éléments clés de la réussite.

Perspectives : défis et opportunités

Dans la perspective du développement de l'EOR chimique, l'utilisation des eaux de production à cette fin paraît incontournable. L'un des défis majeurs à venir concerne l'impact des additifs EOR (tensioactifs, polymères, etc.) sur les précédents aspects et notamment les aspects 1 et 2 : séparation, traitement et injectivité.

Sur la base des expériences passées et courantes en PWRI, les industriels prévoient que cette technique pourrait devenir la seule méthode de gestion des eaux économiquement viable, dans la mesure où elle est sans impact sur l'environnement. Actuellement, le taux de recyclage dépasse rarement les 85 %. Si l'objectif du 100 % PWRI est difficile à atteindre, les opérateurs tendent à s'en approcher par la mise en place de l'IOR avec sa composante IWM.

Enfin, signalons que ces développements dans la gestion des eaux de production respectueux de l'environnement ouvrent des opportunités à la fois techniques, technologiques

L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

et commerciales : développement de nouveaux procédés et méthodologies, produits (plus efficaces à faible dose et respectueux de l'environnement), logiciels et équipements (plus compacts et efficaces).

L'eau dans le raffinage

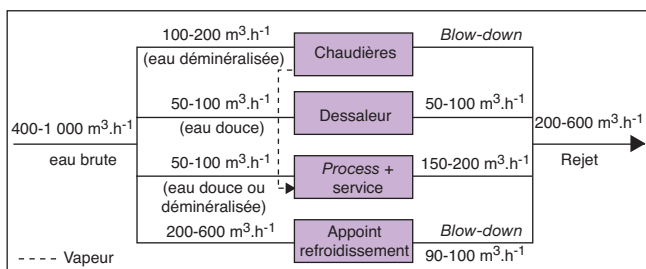
La gestion de l'eau est également devenue un sujet d'amélioration indispensable dans le secteur du raffinage. De réels progrès ont déjà été réalisés ces dernières années puisque la consommation en eau moyenne d'une raffinerie est passée de plusieurs m³ par tonne de brut dans les années 80 à 200 à 800 litres par tonne actuellement.

Les besoins en eau d'une raffinerie restent importants et indispensables au fonctionnement des unités de transformation du pétrole en carburants. L'eau est prélevée le plus souvent dans le milieu naturel : nappe souterraine, canal, étang, voire partiellement la mer.

Du point de vue des réseaux d'eau de la raffinerie et de leur traitement avant rejet, on distinguera (figure 5) :

- l'eau brute prélevée qui permet d'alimenter l'ensemble des besoins en eau de la raffinerie,
- l'eau déminéralisée qui permet d'alimenter l'ensemble des chaudières,
- l'eau de réfrigération qui assure le refroidissement et la condensation des hydrocarbures dans les différentes unités de raffinage,
- l'eau utilisée dans le dessaleur pour limiter la teneur en sel du pétrole brut avant distillation,
- les eaux récupérées des condensations de vapeur en contact avec les hydrocarbures dans les procédés de raffinage,
- les eaux résiduaires qui correspondent à différents effluents aqueux de la raffinerie,
- l'eau potable dont le réseau est indépendant.

Fig. 5 - Exemple d'alimentation en eau d'une raffinerie de 8 à 10 Mt brut.an⁻¹



Source : Mémento technique de l'eau, Degrémont-Suez, 2005

L'eau brute

Quelle que soit son origine, l'eau d'entrée dans la raffinerie est appelée "eau brute", elle contient des minéraux et des gaz dissous ainsi que de la matière en suspension. L'eau brute va subir plusieurs étapes de traitement avant distribution à l'ensemble de la raffinerie de manière à agir sur son contenu minéral, son contenu organique et les matières en suspension.

Le premier traitement est un filtrage grossier, le dégrillage, qui s'effectue dans le puits de pompage. Ensuite, des procédés de coagulation et de floculation sont mis en œuvre pour éliminer les très petites particules ou sédiments. Les particules obtenues après coalescence s'agglomèrent pour former des particules plus grosses, appelées floccs, qui décantent. L'eau est ensuite filtrée en continu et les résidus extraits sont envoyés au traitement des boues.

Les eaux de chaudières

Dans une raffinerie, la vapeur a de nombreuses utilisations qui la rendent indispensable : les échanges thermiques et les lignes de traçage, la force motrice pour divers équipements (pompes, compresseurs, etc.), la production d'électricité, la mise à vide de certains équipements, le stripping dans certains procédés.

Tableau 2

Pressions et températures types pour différentes vapeurs

Type de vapeurs	Pression typique (dépend du type d'installation)	Température typique (dépend du type d'installation)	Type d'utilisation	
HHP	Vapeur surchauffée à haute pression	> 45 bars	~ 350 à 400 °C	Énergie
HP	Vapeur à haute pression	45 bars	257 °C	Échangeur à chaleur Turbine d'entraînement (High mechanical Power) Rebouillage, etc.
MP	Vapeur à moyenne pression	35 bars	242 °C	Échangeur à chaleur Turbine d'entraînement Soufflage vapeur Process stripping, etc.
LP	Vapeur à faible pression	< 5 bars	152 °C	Échangeur à chaleur Lignes de traçage vapeur Mise à vide, etc.

Source : Saipem

La vapeur est générée dans des chaudières internes à la raffinerie sous forme surchauffée à haute pression. Elle se décline ensuite en plusieurs types pour permettre différentes applications (tableau 2).

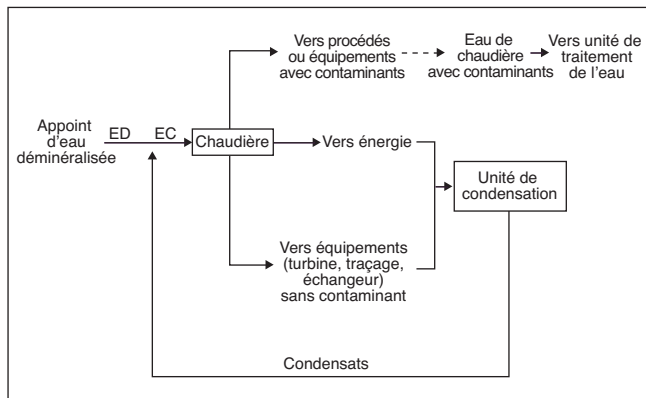
Le réseau d'eau de chaudière ou *Boiler Feed Water* (BFW) est un circuit semi-fermé (figure 6). L'eau se compose des condensats (recyclage de vapeur) et de l'eau d'appoint qui est injectée pour combler les pertes du circuit. Ces pertes sont provoquées par la vapeur

L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

polluée par un fluide procédé. Celle-ci ne peut pas être recyclée directement et est envoyée, le plus souvent, dans un système de traitement des eaux avant rejet.

Fig. 6 - Réseau d'eau de chaudière



Source : IFP School

La vapeur d'eau a un pouvoir calorifique et une capacité thermique élevés qui la rendent capable d'absorber ou de restituer de la chaleur de manière très efficace. La présence d'impuretés peut diminuer significativement cette capacité et par conséquent l'efficacité du réseau vapeur. La corrosion, le moussage, les dépôts, l'entartrage, etc., sont autant de désagréments dont il faut tenir compte. Les limites en concentration des impuretés dépendent en pratique du type de chaudière et des conditions opératoires (tableau 3).

Tableau 3

Concentrations limites recommandées d'eau de chaudière (< 100 bars)

Eau d'alimentation							
Pression de service (bar)	Oxygène dissous	Fer total	Cuivre total	Dureté totale (CaCO ₃)	COT non volatil	Matière huileuse	pH à 25 °C
	(mesuré avant l'addition du réducteur d'oxygène)						
	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	
0 - 20,7	0,04	0,1	0,05	0,3	1	1	7,5 - 10,0
20,8 - 31,0	0,04	0,05	0,025	0,3	1	1	7,5 - 10,0
31,1 - 41,4	0,007	0,03	0,02	0,2	0,5	0,5	7,5 - 10,0
41,5 - 51,7	0,007	0,025	0,02	0,2	0,5	0,5	7,5 - 10,0
51,8 - 62,1	0,007	0,02	0,015	0,1	0,5	0,5	7,5 - 10,0
62,2 - 68,9	0,007	0,02	0,015	0,05	0,2	0,2	8,5 - 9,5
69,0 - 103,4	0,007	0,01	0,01	non spécifiée	0,2	0,2	9,0 - 9,6
103,5 - 137,9	0,007	0,01	0,01	non spécifiée	0,2	0,2	9,0 - 9,6

Source : Apave

Pour permettre le bon fonctionnement, la durabilité et l'efficacité de l'unité de génération et du réseau vapeur, certains composants de l'eau doivent être éliminés ou voir leur concentration limitée. Il existe un grand nombre de traitements permettant de les éliminer mais ils ne seront pas détaillés ici.

Les eaux de refroidissement

Le refroidissement peut s'opérer de plusieurs façons :

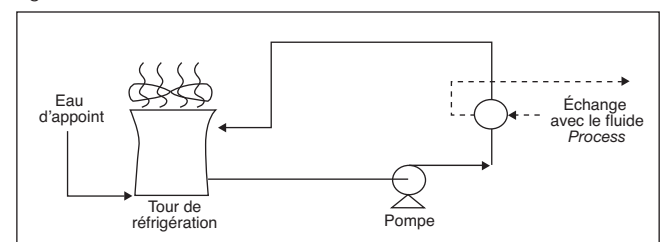
- en circuit ouvert : l'eau récupère la chaleur excédentaire dans un échangeur et est restituée au milieu naturel non loin du point de prélèvement, avec un échauffement pouvant aller de quelques degrés à une dizaine de degrés,
- en circuit semi-ouvert : l'eau en sortie d'échangeur est envoyée dans une tour de refroidissement en général de type "évaporatif" (réfrigérant atmosphérique humide) où une faible fraction du flux circulant dans le circuit de refroidissement s'évapore et évacue la chaleur vers l'atmosphère. Pour compenser les pertes, un appoint d'eau est nécessaire, dont le volume dépend du type de tour de refroidissement. Ce circuit permet d'absorber de 6 à 10 °C,
- en circuit fermé : un volume prédéterminé et constant d'eau est utilisé pour éliminer la chaleur des fluides procédés. L'eau est refroidie par une série d'aéro-réfrigérants. Ce circuit permet d'absorber de 10 à 16 °C.

Le circuit ouvert est en voie de disparition pour des raisons environnementales et économiques. Réglementairement, la température de rejet doit être inférieure à 30 °C avec une variance maximale de moins de 15 °C avec le milieu naturel. Cette contrainte thermique limite l'échange de chaleur et nécessite de grands débits d'eau (jusqu'à plusieurs dizaines de m³ par tonne de brut raffiné).

Si le circuit fermé consomme par définition très peu d'eau, il est assez coûteux en investissement et nécessite des traitements préalables sévères pour supprimer les risques de corrosion, d'encrassement et de développement bactérien.

Le circuit semi-ouvert (figure 7) est le plus utilisé car il combine un investissement relativement réduit, une plus grande flexibilité, des risques de corrosion plus faibles et moins de maintenance. Il nécessite cependant les traitements classiques sur l'eau d'appoint, la concentration des impuretés augmentant dans le circuit proportionnellement aux pertes par évaporation.

Fig. 7 - Circuit de refroidissement à circulation semi-ouverte



Source : IFP School

L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

Les eaux issues du dessaleur et les condensats de vapeurs issues des procédés de raffinage

Le dessaleur permet de limiter la teneur en sels (moins de 1 à 10 mg/l) du pétrole brut avant sa distillation afin de protéger les équipements contre la corrosion. Il s'agit d'un lavage à l'eau. Le dessaleur est souvent alimenté par des eaux recyclées comme les condensats acides des unités de craquage après stripping de l'ammoniac et de l'H₂S. Cela permet d'économiser de l'eau douce et minimise les débits rejetés.

Ces condensats proviennent de la condensation de vapeurs qui ont été en contact avec des hydrocarbures et ont principalement les origines suivantes :

- la distillation,
- le FCC, l'hydrocraquage et l'hydrodésulfuration,
- le vapocraquage,
- le réchauffage des produits.

Les eaux de condensation des vapeurs d'entraînement ou de dilution des produits distillés (distillation atmosphérique DA et sous vide DSV) représentent entre 2,5 et 4 % de la charge et sont relativement peu polluées (tableau 4).

Tableau 4

Composition en mg/l d'eaux condensées de procédés

	DA	DSV	FCC	HDS GO	Vapocraquage
% volumique de la charge	2,5-3,5	3-4	6-12	3-6	15-35
pH	6-7	6-7	8-9,5	5-6	6-8,5
HS ⁻ , RSH	20-200	10-50	500-3 000	3 000-5 000	10-20
Cl ⁻	5-100	5-50	10-50	10-30	10-30
CN ⁻	-	-	5-200	5-10	-
NH ₄ ⁺	10-60	5-30	300-3 000	1 500-3 000	Traces
Phénols	10-30	5-10	80-300	10-20	20-30
HC	30-60	5-20	5-60	5-20	30-50
CH ₃ CO ₂ H/CH ₃ CHO	-	-	-	-	50-100

Source : P. Leprince, "Le raffinage du pétrole", Éd. Technip, 2006

Les condensats les plus pollués proviennent des opérations de raffinage. Dans le procédé de craquage ou FCC, on utilise de la vapeur d'injection, d'entraînement et d'aération. Les produits lourds et visqueux traités sont souvent riches en soufre, lequel se retrouve hydrogéné et entraîné par la vapeur sous forme d'H₂S. Une deuxième source d'eau polluée est l'eau de lavage de tête des colonnes, qui vise à limiter le dépôt de sels de sulfure d'ammonium. Dans les procédés d'hydrodésulfuration, le soufre est converti en H₂S et mercaptans et les composés azotés en ammoniac. Par ailleurs, l'eau contient également des phénols issus des réactions. Ces condensats représentent entre 6 et 12 % de la charge d'hydrocarbures.

L'eau issue du vapocraquage est davantage une eau "pétrochimique" qu'une eau de raffinage, même si plusieurs raffineries sont équipées de vapocraqueurs. L'eau est utilisée afin de baisser la pression partielle d'hydrocarbures et favoriser thermodynamiquement le craquage. Elle évite également la formation de coke. Les volumes d'eau représentent entre 15 et 35 % de la charge d'hydrocarbures.

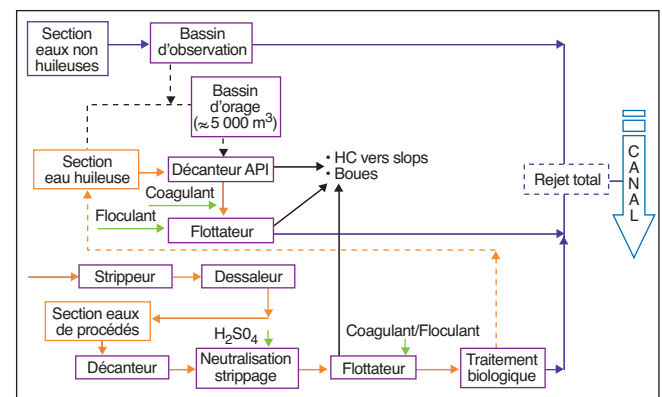
Les condensats de réchauffage des produits sont pollués quand ils sont mis accidentellement en contact avec des hydrocarbures. La présence en produits organiques, même en faibles teneurs, nécessite un traitement préalable avant leur recyclage dans la chaudière.

La section de traitement des "eaux de procédés" est alimentée par les condensats de vapeur ayant eu un contact direct avec les hydrocarbures, mais aussi les eaux récupérées au niveau du ballon de torche, les soudes usées et les eaux de lavage des échangeurs et des aéro-réfrigérants. Ces eaux sont généralement d'abord strippées à la vapeur afin d'éliminer l'H₂S et dans certains cas le NH₃. Ensuite, elles sont envoyées comme eau de lavage dans les dessaleurs d'unités de distillation atmosphérique (figure 8), ce qui permet d'abattre la teneur en phénol de l'eau. Les eaux sont alors envoyées vers la station de traitement proprement dite.

À la sortie du décanteur, les eaux sont strippées par de l'air. Les sulfures sont éliminés sous forme d'H₂S qui, après séparation, est dirigé vers un incinérateur.

Les eaux sont ensuite envoyées dans un décanteur/floculateur où l'on injecte de la chaux pour floculation. Les boues minérales produites sont extraites et envoyées au traitement des boues. La dernière étape est un traitement biologique : des bactéries utilisent l'oxygène dissous pour transformer le carbone de la matière organique (DCO et DBO₅) en CO₂.

Fig. 8 - Opérations de traitement des eaux de procédés et des eaux résiduelles.



Sources : Total, IFP School

[5] DCO : demande chimique en oxygène

DBO₅ : demande biochimique en oxygène après 5 jours

L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

Dans le cas particulier de la production de carburants de synthèse à partir de gaz naturel, de charbon et demain de biomasse, l'eau est à la fois utilisée et produite. Elle peut représenter jusqu'à 1 000 litres par tonne de charge traitée (utilisation) mais aussi par tonne d'hydrocarbures produits (production). L'eau est nécessaire dans la gazéification pour obtenir du gaz de synthèse (CO et H_2) et pour la réaction de *water gas shift* qui permet de produire de l'hydrogène à partir du CO . L'eau est aussi un produit de la réaction de Fischer-Tropsch qui transforme le gaz de synthèse en hydrocarbures.

Dans ces procédés, l'eau est donc à la fois utilisée et produite, ce qui accentue la nécessité d'optimiser son recyclage pour diminuer les rejets. Cette eau est soumise à des traitements analogues à celle de raffinerie. Les traitements chimiques ou biologiques dépendent de la nature de son recyclage ou de la réglementation de son rejet (tableau 5).

Les effluents généraux ou eaux résiduaires

Dans les eaux résiduaires on distingue les eaux huileuses et non huileuses. Les eaux non huileuses comprennent les purges des circuits de chaudière et de réfrigération, les effluents neutralisés des chaînes de déminéralisation, les eaux domestiques (douches, sanitaires, etc.), de laboratoire et toutes celles réputées "propres". Elles sont envoyées dans un bassin de contrôle permettant le piégeage des hydrocarbures éventuels avant d'être rejetées dans le milieu naturel. Un analyseur en continu de traces d'hydrocarbures permet de dérouter ces eaux vers la section huileuse en cas de pollution accidentelle (figure 8).

Les eaux huileuses correspondent aux eaux issues des dallages des unités, aux eaux pluviales, aux eaux de lavage des sols et des capacités, aux fuites d'échangeurs. Ces dernières peuvent être une fraction importante des rejets (> 50 l/t de brut). Les eaux huileuses sont collectées et envoyées dans un décanteur. Un "raclage de fond" permet de récupérer les boues qui sont épaissies et déshydratées avant d'être mises en décharge ou incinérées. Un "raclage de surface" permet de recueillir les hydrocarbures qui sont dirigés vers des bacs de "slop". L'eau clarifiée et débarrassée de la plus grande partie des hydrocarbures et de matières en suspension est alors dirigée vers le flottateur (figure 9).

Afin d'éliminer les hydrocarbures dissous et les particules fines en suspension, des agents de coagulation (sels d'aluminiums, de fer, etc.) et de floculation (polymères) sont utilisés pour former des corpuscules de taille suffisante pour décanter (les "flocs"). Le flottateur est équipé d'un système de raclage des boues flottantes en

surface et décantées dans le fond, qui sont extraites régulièrement et envoyées au traitement des boues.

Fig. 9 - Exemple de flottateur de raffinerie



Sources : Total, IFP School

Les normes de rejets

Les normes concernant les rejets des raffineries varient d'un pays à l'autre. En France, les raffineries sont soumises à la législation sur l'eau, par l'intermédiaire de l'arrêté du 2 février 1998 plusieurs fois complété. Depuis 2005, pour les raffineries neuves, cet arrêté impose un débit maximal de rejet d'eau dans le milieu naturel qui dépend de la complexité des installations. Ce débit varie de 100 litres à 800 litres par tonne de brut traité. Les flux polluants rapportés à la tonne de brut raffiné sont également réglementés (tableau 5).

Tableau 5

Réglementations sur les flux polluants pour les raffineries neuves (moyennes mensuelles)

Catégorie de raffineries Flux spécifique maximal autorisé	1	2	3	4
Débit d'eau (en m^3/t)	0,1	0,2	0,4	0,8
MEST (en g/t)	2	5	10	15
DCO (en g/t)	10	15	30	60
DBO5 (en g/t)	5	5	10	15
Azote total (en g/t)	5	5	10	15
Hydrocarbures (en g/t)	0,1	0,25	0,5	2
Phénols (en g/t)	0,01	0,05	0,05	0,1

Sources : Ineris et JORF du 12 février 2005

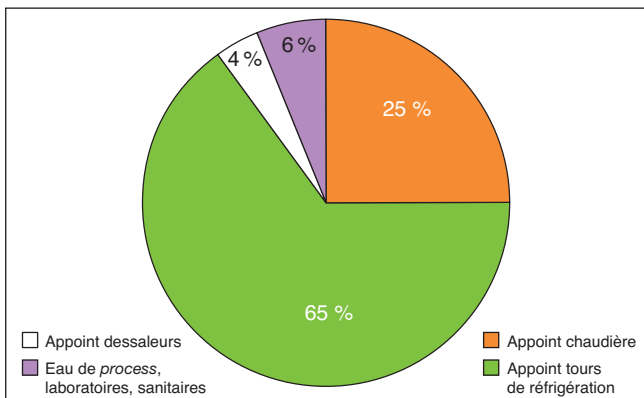
Les perspectives d'améliorations

Les quantités d'eau utilisées en raffinerie sont variables et correspondent, dans l'ordre décroissant en volume, aux appoints d'eau de réfrigération, de chaudière, de procédés et de dessalage (figure 10). Pour diminuer la

L'eau dans la production de carburants

Production pétrolière et raffinage

Fig. 10 - Répartition moyenne des consommations en eau d'une raffinerie



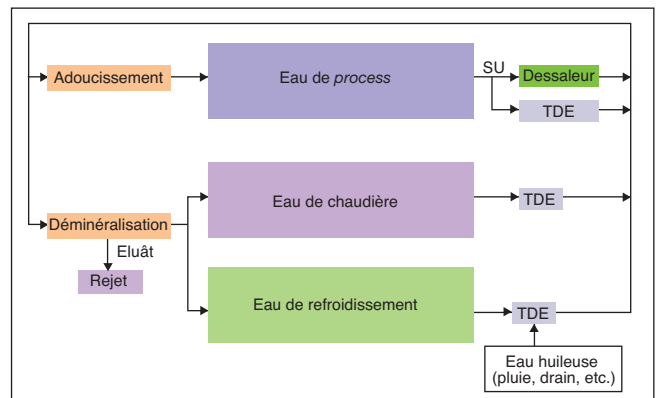
Source : Techniques de l'ingénieur, G1150-9, 2009

consommation d'eau, il s'agit d'améliorer l'efficacité des équipements et de chaque circuit, et enfin d'optimiser l'implantation globale des réseaux d'eau de la raffinerie, son traitement et son recyclage. Sur le réseau vapeur, l'investissement d'équipement à haut rendement énergétique se traduira par moins d'apport énergétique et par conséquent moins de vapeur. L'élimination poussée des impuretés permet aussi d'optimiser le pouvoir caloporteur de l'eau. Par définition, le circuit à recycle en boucle fermé est le plus économe en eau. La qualité du traitement de l'eau d'appoint a une importance primordiale. Le recyclage des eaux résiduelles après traitement est, par exemple, une solution conduisant, en théorie, vers un rejet proche de zéro (figure 11).

Conclusion

Pendant la phase de transition énergétique, les hydrocarbures continueront à assurer une bonne partie de l'approvisionnement énergétique, notamment pour les besoins du secteur des transports. Dans un contexte de changement climatique, de fortes préoccupations environnementales et de pression sur la ressource en eau,

Fig. 11 - Optimisation des circuits d'eaux de raffinerie, vers un rejet proche de zéro



Source : IFP school

la gestion de l'eau, le long de la chaîne de production des carburants, est une nécessité.

Sur les champs pétroliers, les eaux de production sont davantage perçues comme une ressource plutôt que comme un sous-produit de la production du pétrole. La gestion des eaux de production est devenue une composante à part entière de l'IOR pour un développement durable et une meilleure rentabilité des champs. Dans un souci de protection de l'environnement et d'économie de l'eau, ces programmes visent à augmenter le pourcentage de recyclage et à favoriser la réutilisation de l'eau.

Dans le secteur du raffinage, le respect de l'environnement par la diminution de la consommation d'eau et l'amélioration de la qualité des rejets dans le milieu naturel sont déjà largement pris en compte. Même le rejet proche de zéro est un objectif possible car les solutions technologiques sont déjà disponibles. Il dépend pour une grande part des normes imposées par le législateur et des coûts d'investissement et de fonctionnement nécessaires.

Lahcen Nabzar - lahcen.nabzar@ifpen.fr

Jean-Luc Duplan - j-luc.duplan@ifpen.fr

Manuscrit remis en décembre 2010