

réchauffement de l'eau froide pompée de 4 à 10 °C), le fluide de travail est refroidi en dessous de la température de rejet de l'eau de mer, ce que ne permet pas de faire un cycle OTEC du type de la figure 9.2.3. Il en résulte que le modèle de la figure 9.2.7 a un rendement de cycle de 3,4 % alors que son équivalent en cycle fermé ne dépasserait pas 3 %, ce qui représente une amélioration de 13 %.

9.3 CYCLES GEOTHERMIQUES

L'énergie géothermique provient de l'accroissement de température au fur et à mesure que l'on pénètre plus profondément dans l'écorce terrestre, soit du fait du gradient naturel (3 °C/100 m, avec un flux moyen de 60 mW/m²), soit du fait de singularités géophysiques (réservoirs géothermiques naturels des roches poreuses à haute température).

On a coutume de distinguer trois grandes catégories de réservoirs, en fonction de leurs niveaux de température :

- la haute température (> 220 °C)
- la température intermédiaire (100 – 200 °C)
- la basse température (50 – 100 °C)

Dans le premier cas, le fluide géothermique peut être essentiellement constitué d'eau ou de vapeur, dans les deux autres il s'agit d'eau, éventuellement sous pression. Une des particularités du fluide géothermique est qu'il ne s'agit jamais d'eau pure : il comporte aussi de nombreuses impuretés, des sels corrosifs (la concentration limite pour qu'une exploitation soit possible est égale à 1,5 mol/kg) et des gaz non condensables (GNC) en quantité variable (0,1-10 %). Nous verrons que cette particularité impose des contraintes spécifiques quant aux cycles thermodynamiques qui peuvent être mis en œuvre.

Pour des raisons environnementales, le fluide géothermique doit généralement être réinjecté dans le réservoir après utilisation, mais ce n'est pas toujours le cas.

La conversion thermodynamique de l'énergie géothermique fait appel à quatre principales techniques :

- les centrales dites "directes" peuvent être utilisées si le fluide géothermique est de la vapeur surchauffée qui peut être directement détendue dans une turbine. Historiquement, c'est ce type de centrale qui a été le premier mis en œuvre, à Larderello en Italie dès 1904
- les centrales à vaporisation par flash permettent d'exploiter les sites où le fluide géothermique se présente sous forme de liquide pressurisé ou de mélange liquide-vapeur. C'est aujourd'hui le type de centrale le plus employé. Le fluide géothermique commence alors par être détendu dans une chambre à pression inférieure à celle du puits, ce qui permet d'en vaporiser une partie, qui est ensuite détendue dans une turbine
- les systèmes dits binaires font appel à un fluide thermodynamique secondaire, qui suit un cycle de Rankine fermé, la chaudière étant constituée d'un échangeur de chaleur avec le fluide géothermique
- les systèmes à mélange de fluides, du type cycle de Kalina, variante des systèmes binaires où le fluide thermodynamique n'est plus pur mais constitué de deux fluides afin de réaliser un glissement de température lors de la vaporisation

Des cycles mixtes ou combinés peuvent faire appel à la fois à un système direct ou flash et à un système binaire. Dans ce qui suit, nous présenterons ces différents cycles modélisés avec ThermoOptim.

Signalons tout de suite une petite particularité de certains de ces modèles : dans un cycle géothermique, le calcul de l'énergie payante n'est pas toujours immédiat, étant donné que le fluide géothermique (qui sera assimilé à de l'eau) se répartit le plus souvent en plusieurs flux, réinjectés ou non. On ne peut donc que rarement directement estimer l'enthalpie qu'il cède. Lorsque c'est le cas, il est préférable de ne pas déclarer dans ThermoOptim de transfo comme "énergie payante", et de se contenter de comparer les cycles sur la base des puissances mécaniques produites.

Pour pouvoir estimer un rendement sur des bases comparables, on pourra considérer comme référence un cycle qui permettrait de réinjecter la totalité du fluide géothermique à une température égale à 50 °C. Nous parlerons alors de rendement de référence.

Notons que les niveaux de température et de pression du fluide géothermique considérés dans les exemples qui suivent ne sont pas nécessairement les mêmes, ce qui conduit à tempérer ces comparaisons.

9.3.1 CENTRALES DIRECTES

Le cycle d'une centrale directe est très proche de celui de Hirn. La différence principale provient de la nécessité d'extraire les GNC si l'on souhaite pouvoir condenser l'eau en sortie de turbine, ce qui permet de détendre la vapeur à des pressions inférieures à l'ambiante. Selon les cas, l'extraction se fait en utilisant un éjecteur entraîné par la vapeur géothermique, ou un compresseur couplé à la turbine.

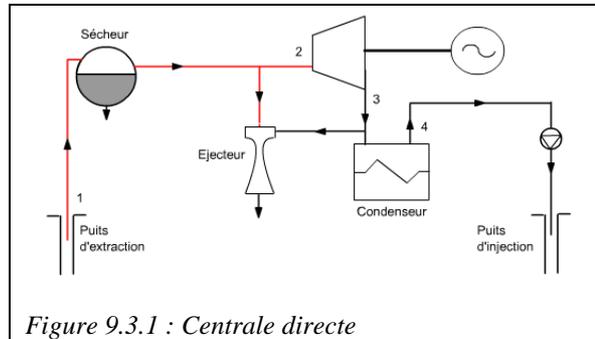
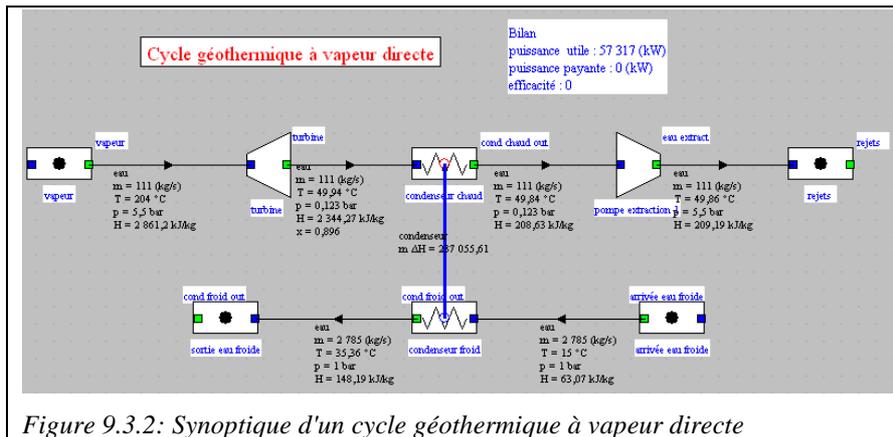


Figure 9.3.1 : Centrale directe



Généralement, le refroidissement du condenseur est assuré par une tour de refroidissement dont l'eau d'appoint peut être prélevée sur l'eau condensée elle-même.

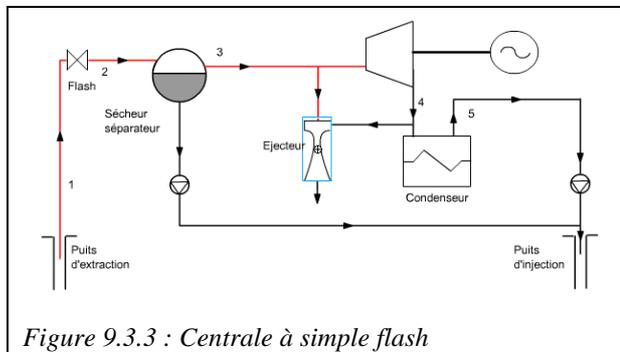
Comme nous l'avons indiqué plus haut, ce type de centrale suppose l'existence, au puits de production, de vapeur sèche, ce qui est exceptionnel : seuls le site de Larderello et celui des Geysers au NE de la Californie présentent cette propriété...

Le synoptique d'un tel cycle est donné figure 9.3.2. On a considéré qu'on disposait de 111 kg/s de vapeur à 5,5 bars et 204 °C, ce qui représente une surchauffe de 50 °C environ. Cette vapeur est détendue à 0,123 bar, soit 50 °C, puis condensée et recomprimée avant réinjection. Dans ce cas, la puissance mécanique produite vaut 57,3 MW, tandis que le rendement du cycle vaut 20,9 %.

9.3.2 CENTRALE A SIMPLE FLASH

Généralement, on ne dispose au niveau du puits que d'un mélange liquide-vapeur de faible titre (inférieur à 0,5), que l'on ne peut donc directement envoyer dans la turbine.

Si la pression initiale est suffisante, une solution consiste à détendre partiellement ce mélange afin d'en vaporiser une partie, qui est alors turbinée, tandis que la fraction liquide est réinjectée.



Tout comme dans le cas de la centrale directe, la phase vapeur contient généralement une quantité significative de GNC qu'il faut extraire si l'on veut condenser l'eau en sortie de turbine.

On notera que la vapeur qui traverse la turbine est de l'eau distillée qui peut quelquefois être valorisée notamment comme eau potable.

La figure 9.3.4 montre le synoptique d'un tel cycle modélisé avec Thermoptim. On a supposé que l'on dispose de 760 kg/s d'eau chaude à l'état de liquide saturé à la température de 230 °C et la pression de 28 bars.

Cette eau subit un flash à 6 bars, ce qui conduit à un titre de 0,15. Les phases liquide et vapeur sont ensuite séparées, la première étant recomprimée avant réinjection, tandis que la seconde est détendue à la pression de 0,123 bar (50 °C), puis condensée. La puissance mécanique produite vaut 57 MW et le rendement 9,6 %.

Signalons que la pression à laquelle le flash est effectué (6 bars) n'a pas fait l'objet d'une optimisation. Les pression et température de condensation sont quant à elles relativement élevées du fait des incondensables présents dans le fluide géothermique.

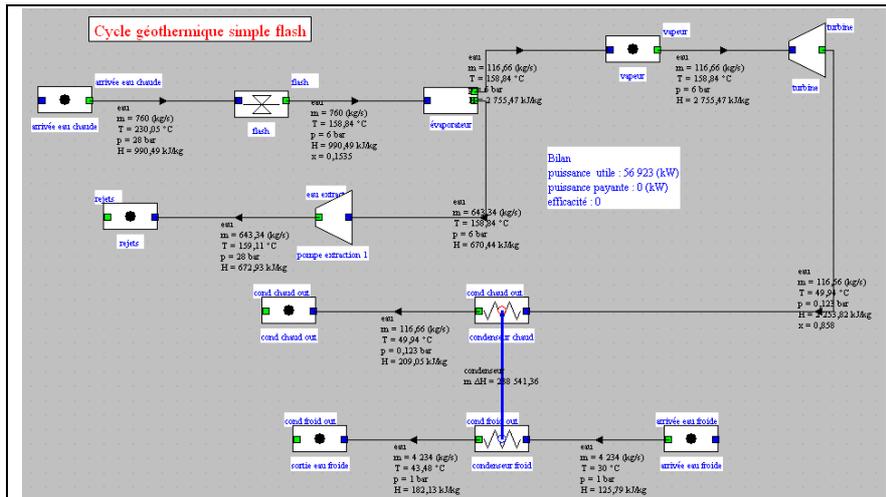


Figure 9.3.4: Synoptique d'un cycle géothermique simple flash

9.3.3 CENTRALE A DOUBLE FLASH

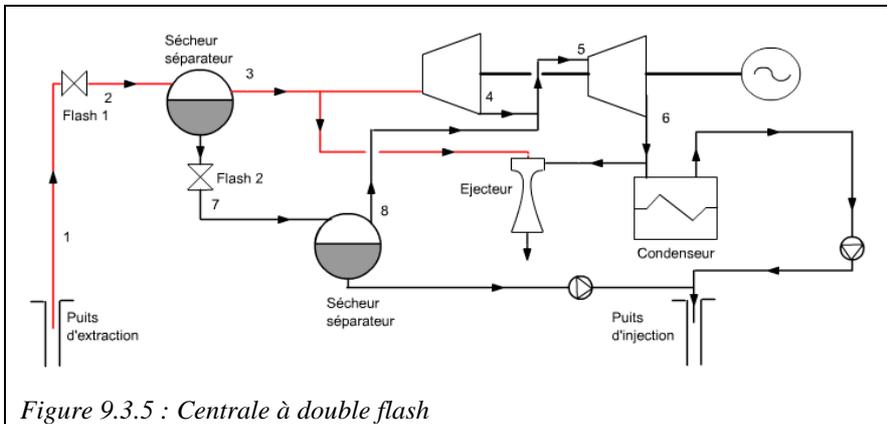


Figure 9.3.5 : Centrale à double flash

Dans certains cas, si la pression en sortie de puits est suffisante, il est possible de réaliser un double flash, ce qui permet de récupérer de la vapeur à deux niveaux de pression différents et d'augmenter les performances de la centrale.

Théoriquement, on pourrait ainsi multiplier le nombre d'étages de flash, mais les contraintes technologiques et économiques le limitent en pratique à 2.

Comme le montre le schéma de la figure 9.3.6, le flux liquide qui, dans le cycle précédent était recomprimé puis réinjecté, subit cette fois-ci un second flash à la pression de 0,931 bar, ce qui conduit à un titre de 0,115.

La phase liquide est recomprimée et réinjectée, tandis que la phase vapeur est mélangée au flux de vapeur issu du premier flash et détendu à la même pression. L'ensemble est ensuite détendu dans une turbine BP à la pression de condensation. La puissance mécanique produite passe de 57 à 77 MW, ce qui représente une augmentation de 35 %. Le rendement passe quant à lui à 13 %.

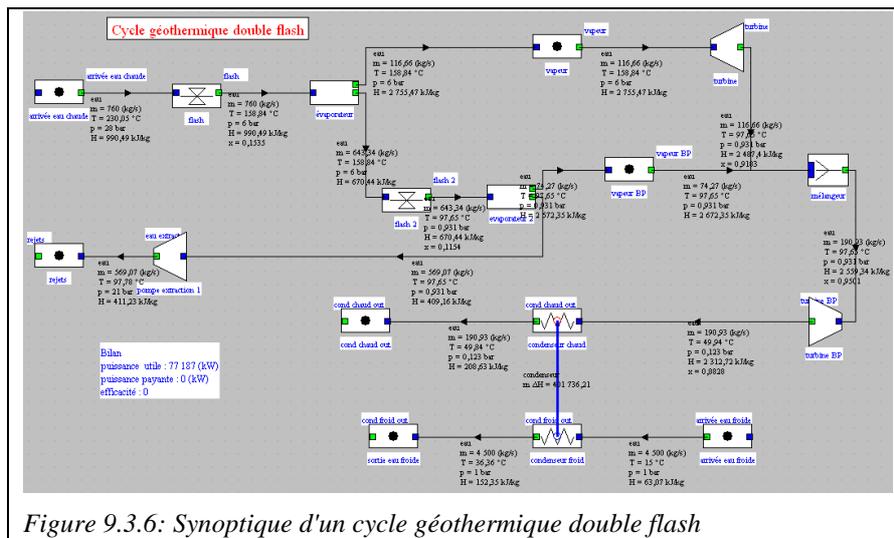


Figure 9.3.6: Synoptique d'un cycle géothermique double flash

Ici aussi les pressions auxquelles les flash sont effectués (6 et 0,931 bars) n'ont pas fait l'objet d'une optimisation.

9.3.4 CENTRALE A CYCLE BINAIRE

Lorsque la température ou la pression en sortie de puits sont basses, il ne devient plus possible de faire appel à des cycles à détente directe ou à flash. On utilise alors un deuxième fluide thermodynamique, qui suit un cycle de Rankine fermé, avec ou sans surchauffe.

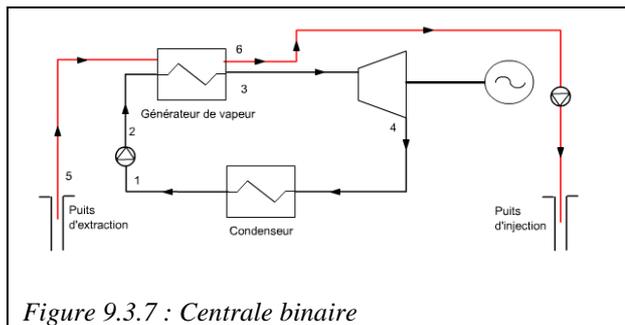


Figure 9.3.7 : Centrale binaire

Le fluide géothermique transfère alors sa chaleur à ce fluide, avant d'être réinjecté.

Une tour de refroidissement permet d'assurer la condensation du fluide technique, dont le choix dépend de multiples considérations, technologiques, environnementales et économiques. Etant donné qu'il s'agit souvent d'un fluide organique, on a coutume de parler de cycle de Rankine organique (ORC, *Organic Rankine Cycle* en anglais).

La figure 9.3.8 montre le synoptique d'un tel cycle modélisé avec Thermoptim. On a supposé que l'on dispose de 310 kg/s d'eau chaude à l'état de liquide sous-refroidi à la température de 169 °C et la pression de 20 bars.

Cette eau sert à vaporiser avec une très légère surchauffe (2 °C) du butane qui est ensuite détendu dans une turbine et condensé, selon un cycle de Hirn tout à fait classique. La puissance mécanique produite est ici de 18,9 MW, et le rendement de 12 %.

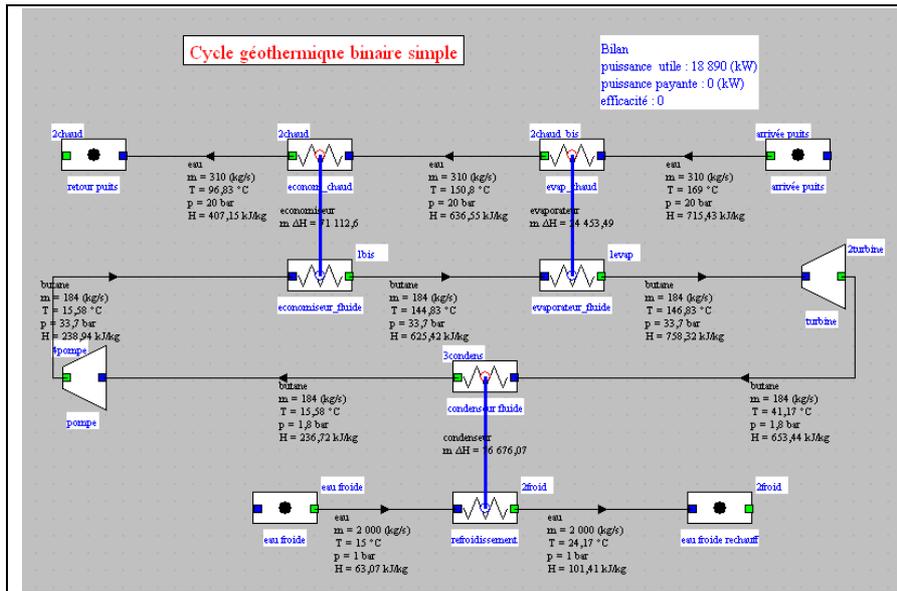


Figure 9.3.8: Synoptique d'un cycle géothermique binaire au butane

Les pression et température de condensation du butane peuvent ici être plus basses que pour le fluide géothermique dans les cycles à flash du fait de l'absence d'incondensables dans ce second cycle.

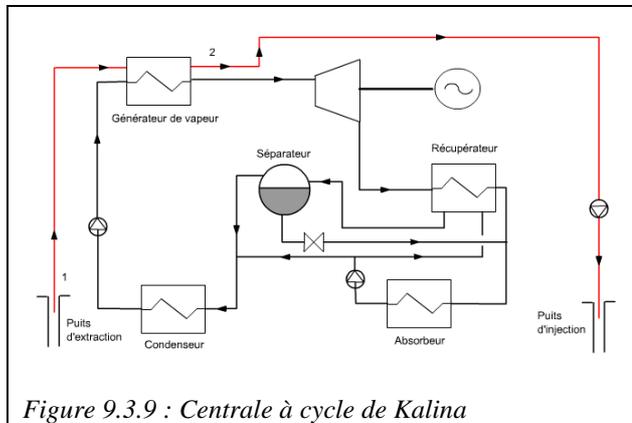
Tout comme tout cycle de Hirn, ce cycle peut être amélioré en introduisant judicieusement des réchauffes et/ou des prélèvements.

9.3.5 CYCLE DE KALINA

Le cycle de Kalina, qui a été présenté de manière détaillée section 3.4, utilise comme fluide de travail le système "eau - ammoniac", qui présente un glissement de température important.

Le cycle de Kalina remplace le cycle ORC de l'exemple précédent.

Compte tenu du glissement de température, les irréversibilités dans les échangeurs entre le fluide géothermique et le fluide de travail sont réduites, et la chaleur géothermique mieux utilisée. Comparativement au cycle binaire, la puissance mécanique produite passe de 19 à 22 MW, et le rendement à 14,2 %.



dans le cycle combiné, mais déjà tout à fait significatif. Notons qu'il serait d'ailleurs tout à fait possible de greffer ce cycle à butane sur le cycle combiné, ce qui permettrait d'en améliorer les performances.

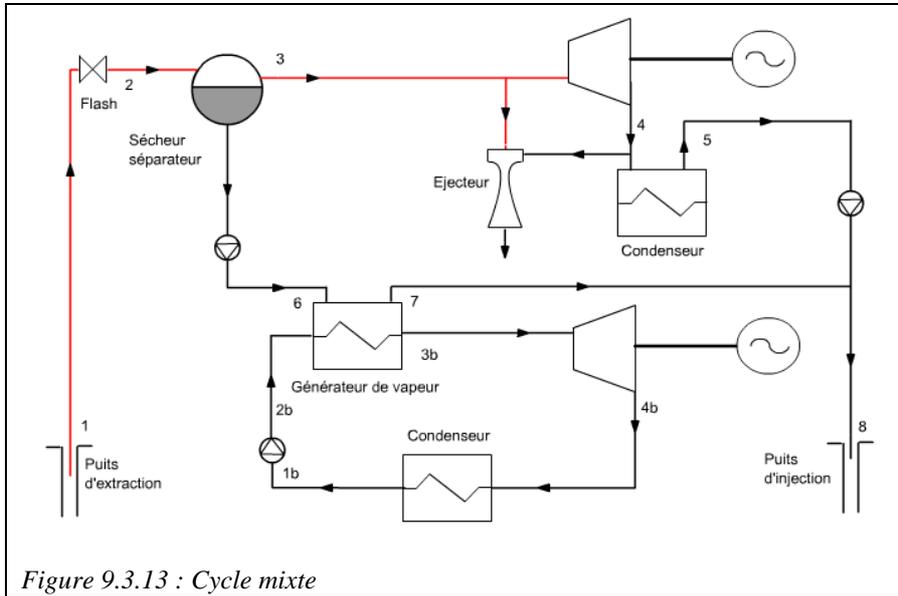


Figure 9.3.13 : Cycle mixte

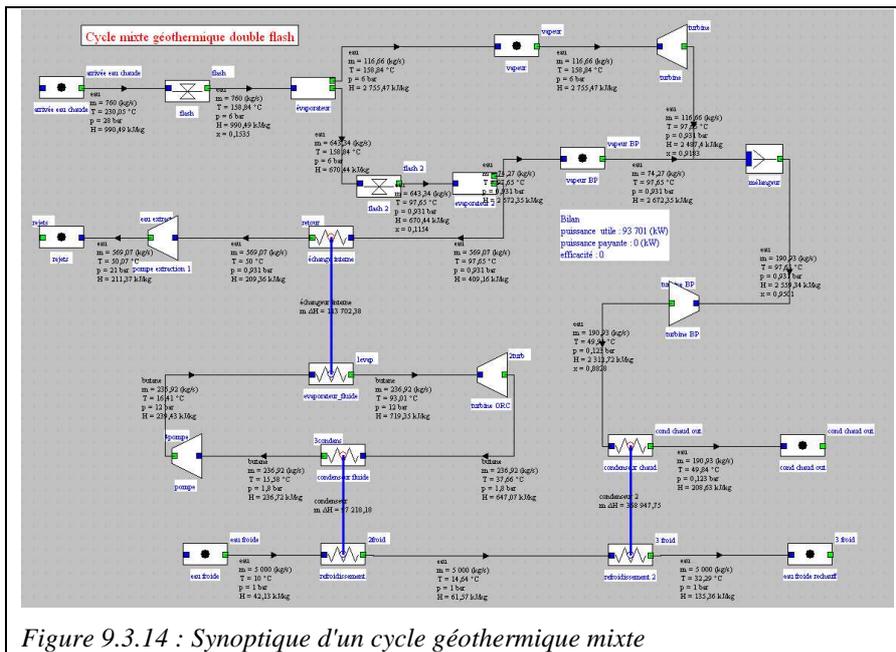


Figure 9.3.14 : Synoptique d'un cycle géothermique mixte