

N° Ordre05...../Faculté/UMBB/2017.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

Bouyakoub Said

Filière : Hydrocarbures et chimie.

Option : Génie pétrolier / Production des hydrocarbures.

Thème :

Optimisation de gas lift des puits à salinité élevée du champ HR sud

Soutenu le : 01 /07/2017.

Devant le jury :

MALLEK Hacene	Ingénieur SH/Exploration	UMBB	Président
ZERAIBI Noureddine	Prof	UMBB	Encadreur
SAIFI Redha	MAB	UMBB	Examinateur
BAHNOUS Dounia	MAB	UMBB	Examinatrice

Année Universitaire : 2016/2017.

Remerciements

Au premier temps, je tiens à remercier le bon dieu, qui m'a donné la force et le courage pour continuer ce modeste travail.

J'aimerais bien exprimer ma plus profonde gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce travail leur aide fort appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes de travail.

*Je tiens à remercier mon professeur consultant **Mr. N.Zeraibi** pour ses conseils, orientation. Je le remercie vivement pour ses remarques et pour le temps qu'il m'a accordé le long de cette période malgré ses occupations.*

J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'INHC qui ont contribué à ma formation.

*Mes sincères remerciements à tous les personnel de l'EP et en particulier Mr. **SAADI Salim** le chef de service Engineering et développement, **BOUCHENE Bakir**, **BENDJADOU Miloud** et tout le personnel de ce service, pour les efforts qu'ils ont fournis durant mon cursus afin de me amener jusqu'au bout de la formation.*

Enfin, tous mes remerciements vont à ma famille et à tous mes amis qui ont été nombreux à m'aider et qui m'ont porté un soutien moral.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

II.1.introduction :

Au début de la production d'un puits la pression du réservoir suffit fréquemment à acheminer les hydrocarbures jusqu'à la surface. Cette phase de production est dite "naturelle".

Durant la production, le réservoir tend à se dépressuriser jusqu'à n'être plus capable de contrebalancer le poids de la colonne de liquide dans le puits. Il faut alors recourir à des moyens de production alternatifs, appelés moyens d'activation. Leur but peut être de maintenir le réservoir sous pression ou de tenter de diminuer le poids de la colonne liquide. Ces moyens d'activation sont le **Gas-lift** et le pompage.

Le Gas-lift considéré comme un moyen d'amener de l'énergie en fond de puits et de la transmettre au fluide produit pour faciliter sa montée vers la surface. Le gaz peut être injecté en continu ou par bouchons à fort débit. Cette dernière méthode appelée **Gas-lift** intermittent est particulièrement adaptée aux réservoirs fortement déplétés ou à faible productivité. Le Gas-lift est utilisé pour :

- augmenter la production des puits éruptifs,
- produire des puits qui ne produisent pas naturellement,
- Démarrer des puits mort (*kick off Dead Wells*),

II.2. Condition d'éruptivité d'un puits :

Un puits est éruptif si la pression de fond (P_{wf}) en production est suffisamment inférieure à celle de gisement (P_G) pour convaincre les pertes de charge et assurer l'Acheminement de l'effluent du fond du puits jusqu'à la surface. Il y'aura un débit d'autant plus important que la différence ($P_G - P_{wf}$) est grande.

Deux paramètres sont fondamentaux :

- ✓ Les pertes de charge dans le tubing qui sont la somme de la perte gravitaire et de frottement et d'accélération des fluides (P_c).
- ✓ La pression en tête de puits nécessaire au fonctionnement de l'installation (P_{tete})

$$P_{wf} = P_c + P_{tete}$$

Quand P_{tete} atteint sa valeur minimale on doit faire appel aux méthodes de production artificiel pour diminuer P_c et donc P_{wf} jusqu'à la valeur nécessaire pour amener le débit à la quantité voulu pour ce faire ce sont les pertes de charge gravitaire qu'on va diminuer

Les pertes gravitaire étant proportionnels au ρh (masse volumique, hauteur)

- Le pompage revient virtuellement à diminuer la hauteur h
- Le Gas-lift réduit la masse volumique équivalente. ($\rho_{effluent} = \rho_{eau} \times d_{effluent}$)

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

II.3.Objectif du Gaz Lift :

Pour les puits producteurs d'huile, l'activation peut s'imposer dès le début de l'exploitation lorsque le gisement ne renferme pas assez d'énergie pour faire monter le fluide jusqu'en surface à la pression de service des séparateurs, ou lorsque l'IP d'un puits est jugé insuffisant.

II.4.Principes :

C'est la méthode d'activation la plus utilisée à travers le monde, qui utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe.

Le principe est d'injecter, par la surface, du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible, et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Le gaz injecté diminue la densité des fluides produits, réduisant ainsi leur poids (poids de la colonne hydrostatique) ; rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter les fluides jusqu'aux installations de surface (jusqu'au séparateur). Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire. Cette remontée de l'effluent se produit selon l'un des mécanismes suivants ou selon une combinaison de mécanismes :

- Diminution du gradient dynamique de pression.
- Expansion du gaz injecté.
- Déplacement du fluide par le gaz comprimé.

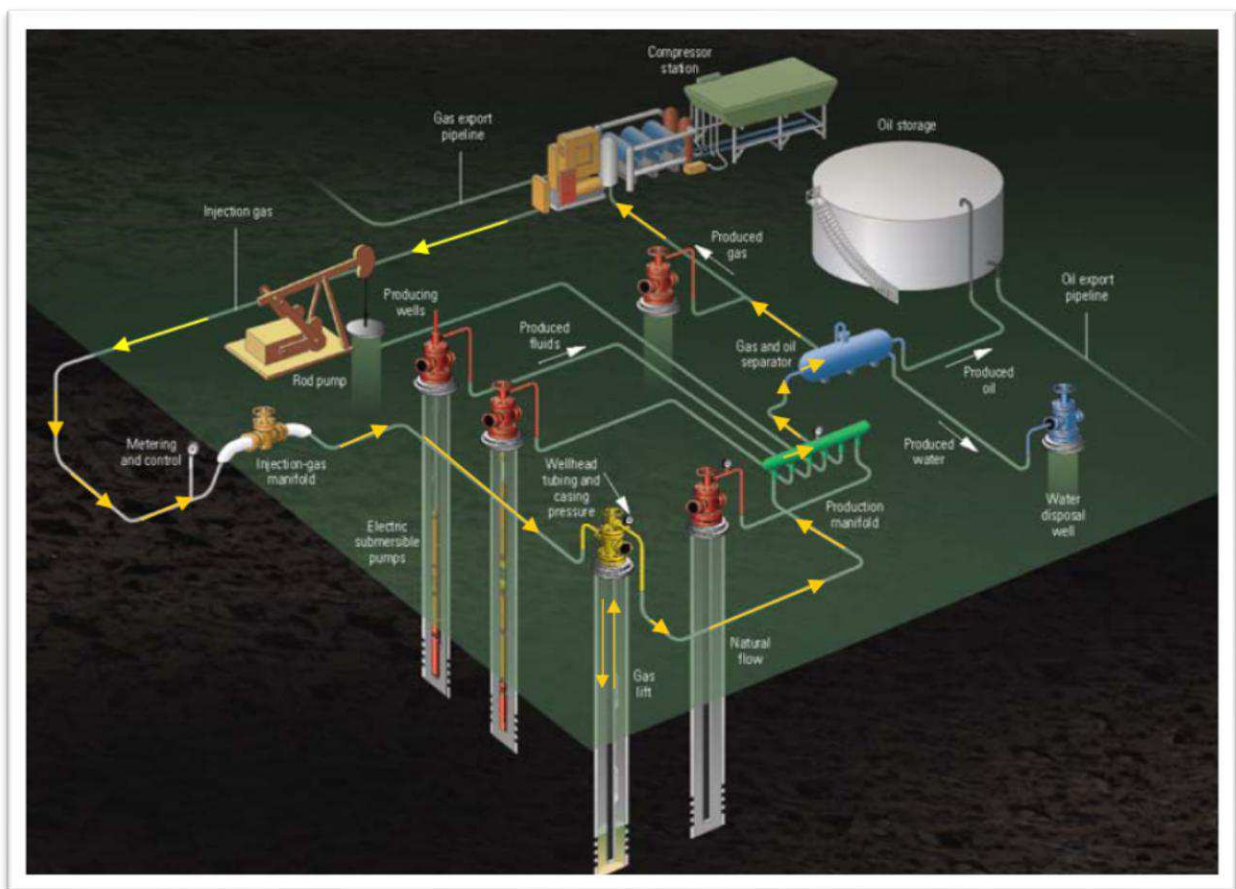


Fig.II.1.principe de Gas-lift.

II.5.Applications du gaz-lift :

Le gaz-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

- **Les puits à huile** : L'application principale du gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplûter. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.
- **Démarrage des puits** : Dans certains cas, le gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée.
- **Nettoyage de puits injecteur (Injector clean up)** : Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire.

II.6.Types de Gas-Lift :

II.6.1.Selon Le Mode D'injection :

Il existe deux variantes dans le mode d'injection du gaz pour le Gas-lift. Il est réalisé soit par injection continue, soit intermittente.

❖ Gaz- lift continu :

Considérez comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Voir la (Fig.II.2.A) Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.

❖ Gas- lift intermittent :

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, de forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Voir la (Fig.II.2.B) Soulagée, la couche se met à débiter de nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au-dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

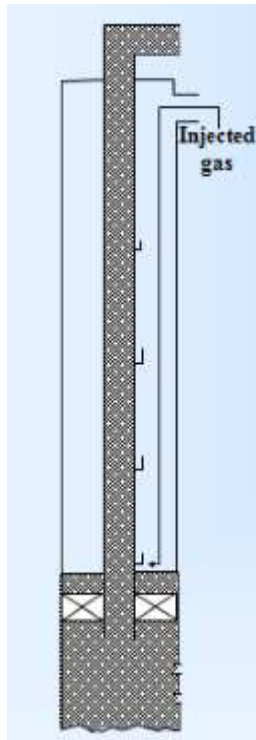


Fig.II.2.A.GAS-LIFT continue

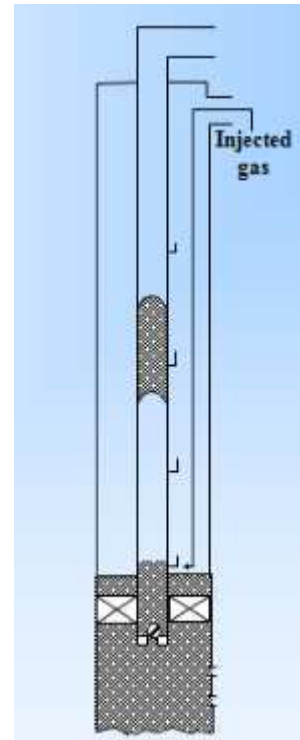


Fig.II.2.B.Gas-Lift intermittent

II.6.2.En fonction du type de complétion :

Le gaz lift peut-être utiliser en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peut être :

II.6.2.1.Complétions pour gaz-lift direct : L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

II.6.2.2.Gas-lift inverse (*Inverse Gas-lift*):

II.6.2.2.1.Tubing concentrique (*Concentric tubing string*) :

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au gaz lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général grâce à une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire.

II.6.2.2.2.Gaz-lift avec production dans le casing :

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

- ✓ il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, telles que des mesures de pression ou de température de gros volumes de gaz sont nécessaires,
- ✓ le design et les équipements sont spéciaux,
- ✓ le puits est mal adapté au gaz-lift intermittent.

II.6.2.2. Gaz-lift double :

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter, mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée. Parmi les problèmes de cette complétion, soulignons :

- La grande complexité des vannes de sécurité de subsurface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche.

En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher d'un tubing sur l'autre. La mise au point des vannes pour ces puits est très délicate. Le Gas-lift double est donc assez rare, sauf pour des champs ou du gaz à haute pression est disponible, autorisant la décharge sans utilisation de vannes de décharge.

II.6.2.3. Le gaz-lift parallèle (*parallel Gas-lift*) :

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le Gas-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second reçoit la production du réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing. Le gaz lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconverties lorsque l'un des tubings a perdu son usage.

II.6.3. En fonction du circuit d'injection en surface :

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

a) Gaz lift en circuit fermé :

C'est le gaz-lift qui réutilise le gaz produit récupéré des séparateurs pour le comprimer et l'injecter à nouveau dans le puits, après l'avoir fait passer par toutes les phases de traitement du gaz (déshydratation, dégazolinage). Le gaz se trouve alors dans une boucle.

b) Gaz-lift en circuit ouvert :

Le gaz qui a servi pour le gaz-lift est brûlé à la torche ou bien commercialisé après son utilisation. Dans ce cas, le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz.

c) Auto gaz lift :

Si la complétion du puits le permet, l'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer.

II.7. Les Principaux Paramètres Du Gaz-Lift :

II.7.1. Pression en tête de puits (*Well Head pressure*) :

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.

II.7.2. Pression du gaz injecté :

La pression de gaz à injecter affecte le nombre des vannes de décharge, ainsi une injection avec pression élevée peu permettre de fonctionner sans vannes de décharge (*single point*) ce qui simplifie grandement la conception, exploitation et la maintenance de puits.

Si la pression disponible est faible, il est utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 Bars pour démarrer le puits (*kick off the well*).

La formule la plus utilisée pour la détermination de la pression d'injection en surface est celle de **R.V.SMITH**, elle consiste à calculer les pertes de charges dans les conduites verticales en se basant sur plusieurs paramètres.

Formule de R.V.SMITH :

$$e^s P_1^2 - P_2^2 = \frac{Q_g^2 \gamma_g T X f Z (e^s - 1)}{d^5 S} \times 0.925 \times 10^{-2}$$

Ou :

$$s = 0.0685 \frac{\gamma_g X}{T Z}$$

Q_g : débit de gaz injecté en (m³/j)

X : la profondeur d'injection en(m)

T : Température moyenne en °K.

P₂ : pression d'injection au fond, en bar

P₁ : pression d'injection en surface, en bar

f : coefficient de frottement déterminé à l'aide d'un abaque, il est en fonction de **Re** et (ϵ/d).

S : le skin

Z : Facteur de compressibilité.

γ_g : Densité de gaz.

Et :

$$Re = \frac{18 \gamma_g Q_g}{\mu_g d}$$

❖ La pression d'injection au fond c'est la pression sous laquelle le gaz arrive au point d'injection.

II.7.3. Profondeur de l'injection du gaz :

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz lift est efficace. La détermination de ce point se fait à partir des calculs sur le gradient de pression de fluide dans le puits en débit.

La figure suivante (**Fig.II.3**) représente la détermination le point d'injection :

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

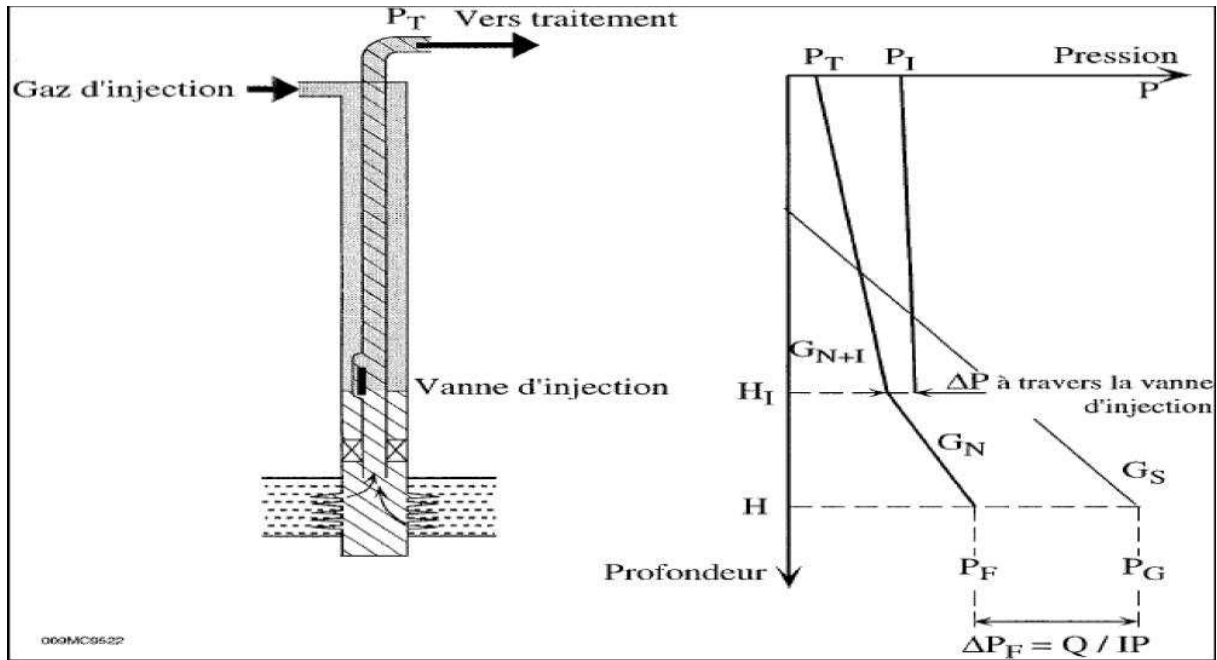


Fig.II.3. Profondeur de l'injection du gaz

II.7.4. IP important et effet de peau (*high PI and Skin effect*) :

La production d'un puits dépend directement du draw-down appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par Gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gaz-lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d'activation ne peuvent amener. On appelle effet de peau l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire la production du puits et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la perforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.

II.8. Caractéristiques De Gaz Lift :

Le gaz-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent des solides, offshore ou on shore et surtout ceux à GLR élevé. La conception d'une installation gaz-lift n'est pas difficile et les ordinateurs Disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail. Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits. De même, les puits en gaz-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (*tubing mounted valves*) et qui nécessitent une reprise (*work over*). Néanmoins, le diagnostic des pannes est difficile. Le principal problème du gaz-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires. A la sortie des séparateurs, une partie du gaz recueilli est recomprimé pour son utilisation dans le circuit gaz lift et le reste est exporté ou injecté dans le réservoir.

II.9. Avantages Et Limites Du Gaz-Lift :

II.9.1. Avantages :

- L'investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des mandrins doivent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.
- Le gaz-lift s'adapte à tous les profils de puits : grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la manœuvre des vannes.
- Grâce au gaz-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite à cette production.
- Le gaz-lift est tout à fait compatible avec de hauts GLR : le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du tubing. Cependant, aux faibles pressions de fond, du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir
- Le gaz-lift est compatible avec la production de solides ou de grands volumes d'eau.
- Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.
- Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie.

II.9.2. Les limite du gaz-lift :

- Le gaz-lift nécessite d'importants investissements en surface. Une station de compression (*compression plant*) est à prévoir et nécessite la construction d'une nouvelle plate-forme dans les développements offshore.
- Le gaz-lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir en écoulement devient très basse. Dans de telles conditions, le gaz-lift intermittent peut améliorer les performances du puits.
- Le gaz-lift a besoin d'une alimentation continue de gaz. Dans une installation en boucle où le gaz produit est réinjecté après recompression, un arrêt complet des installations avec purge peut rendre délicat le redémarrage du champ. Il est alors nécessaire de pouvoir alimenter au moins un puits pour produire le gaz additionnel qui alimentera les autres puits. Parfois, un ou deux puits équipés de pompes électro- submersibles sont à prévoir pour permettre de produire du pétrole et son précieux gaz associé.
- Le gaz-lift est très sensible à la pression en tête de puits et peut devenir très peu performant quand cette contre pression est élevée.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux.
- Le gaz-lift s'accompagne de problèmes de sécurité et de précautions à prendre dus à la manipulation de gaz à haute pression. Ces problèmes sont décuplés en présence de H₂S dans le gaz.

II.10. Les équipements du Gas-lift :

- Le but des équipements du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing pour alléger la colonne hydrostatique.
- Si la pression d'injection de gaz n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

- L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection.

II.10.1. Les équipements de surface :

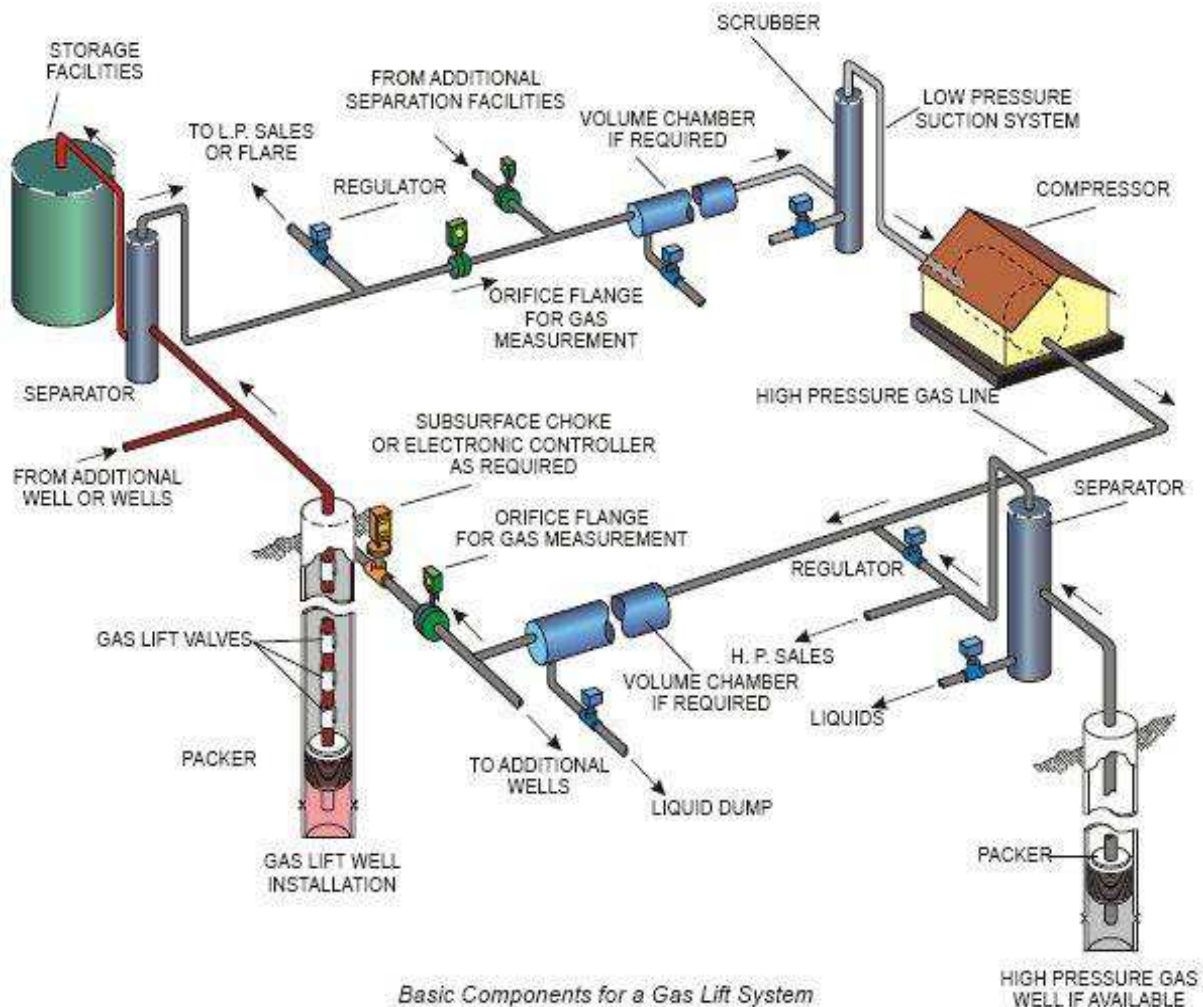


Fig.II.4. Equipement de Gas lift en surface

Les équipements de Gas lift en surface sont constitués de :

1. Un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante)
2. Un réseau de distribution de haute pression.
3. Un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc.)
4. Réseau de récupération des fluides à basse pression.
5. Équipement de déshydratation.

NB : À Hassi R'mel la pression de gaz à l'arrivée de la station de pompage est très grande (150bars), donc on n'a pas besoin d'un équipement de compression.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

a) L'équipement de compression :

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée. Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

b) Le réseau de distribution HP :

Il est formé d'un système de pipes (conduites) qui peut travailler à des très grandes pressions, ce système distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

c) Equipement de mesure et de contrôle :

L'équipement de mesure est composé de :

- Équipement de mesure de pression (des manomètres)
- Équipement de mesure de température (des thermomètres)
- Duse manuelle de réglage de débit de gaz
- Équipement de mesure de débit (l'orifice Daniel et l'indicateur Barton).

Il existe plusieurs types d'équipements de mesure et de contrôle, le système le plus utilisé est l'orifice deprimogène DANIEL.

À Hassi R'mel, on utilise un système de mesure de débit électronique et qui permet d'envoyer les enregistrements de débit à travers des ondes radio (le système SCADA).

d) Réseau de distribution basse pression :

Il est composé de pipelines qui acheminent le fluide des têtes des puits jusqu'au réseau de distribution haute pression, la 1^o phase consiste à transporter le brut des têtes de puits jusqu'à la station de séparation. Après la séparation les pipes acheminent l'huile au stockage et le gaz est renvoyé à la station de compression puis à la déshydratation.

e) L'équipement de déshydratation :

Le gaz naturel comporte des quantités importantes de vapeurs d'eau qui viennent de la présence de conings d'eau dans le réservoir. La capacité d'un gaz à contenir de l'eau dépend essentiellement de la pression du gaz et de sa température.

La présence des liquides dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates.

Les hydrates sont ces cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions ; ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenu dans le gaz.

Ces agents sont généralement le di éthylène glycol (DEG) et le tri éthylène glycol (TEG).

REMARQUE : En cas d'un Gas-lift intermittent l'équipement de surface nécessite la présence d'un intermitteur qui permet :

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

- Le réglage de la périodicité des injections.
- Le réglage de la durée de l'injection.

II.11.2. Les Equipements de fond :

L'équipement de fond d'une installation Gas-lift 'standard' est constitué de mandrins et de vannes de Gas-lift. La quantité ou le nombre des mandrins et des vannes utilisés dépend grandement de la pression à l'injection et la profondeur du puits.

a) Les mandrins :

Le mandrin est un tubing avec une architecture placée dans le tubing (constituant une partie de l'ensemble des tubings) à la profondeur désirée. Il permet de porter une vanne sans influencer sur le diamètre du tubing.

Il existe plusieurs types de mandrins, parmi ces types on a :

a) 1- Les mandrins conventionnels (retirables) :

C'est le modèle le plus ancien, ils ont un support externe sur lequel est installée la vanne de Gas-lift ; Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés en surface avant la descente ; le positionnement vertical de la vanne est aidé par un petit guide fixé sur le corps.

a) 2- Les mandrins à poche latérale (*side pocket mandrels*) :

Elles ont révolutionné le Gas-lift, elles sont conçues avec une poche intérieure qui permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble. Ce type de mandrins a été conçu pour la toute première fois par CAMCO en 1957.

Ils se présentent schématiquement comme un tube ovalisé à fenêtre sur laquelle on a rapporté une poche comportant à sa base un siège de vanne usiné et muni de trous de communication avec le casing.

Ces mandrins sont conçus avec un design qui leur permet de résister aux différentes forces de traction et de compression.

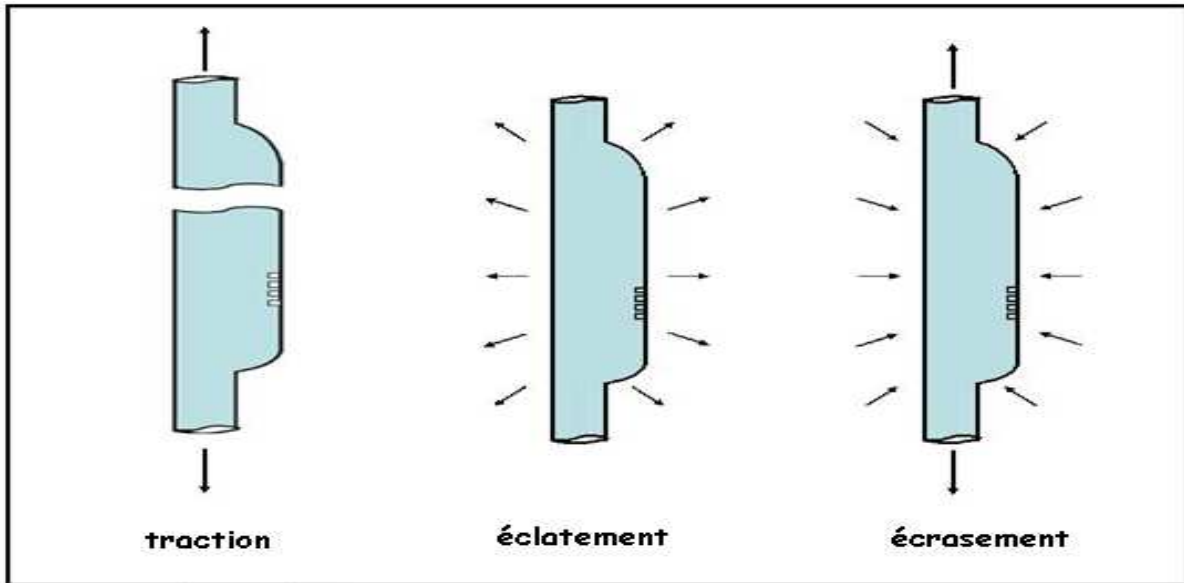


Fig.II.5. Schéma des mandrins sous les différentes forces

En cas de problème sur la vanne, une opération de *wire-line* suffit pour la repêcher et la réparer en surface.

La *side pocket* est accessible facilement grâce au *kick over tool*.

b) Les vannes de Gas lift :

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression, cette pression peut être fournie par la pression de gaz ou du fluide, ou une combinaison des deux.

Les vannes à Gas lift sont descendues dans le puits grâce au *wire-line*, elles sont posées dans les mandrins (*side Pocket*)

b) 1. Principe général d'une vanne de gaz lift :

Le principe de fonctionnement d'une vanne de Gas lift peut être comparé à celui d'un régulateur de pression

Le corps de vanne est en acier inoxydable. À l'intérieur, un clapet hémisphérique en carbure de tungstène ouvre ou ferme sur un siège appelé orifice (port) en carbure de tungstène ou en monel dimensionné en fonction du débit d'injection souhaité. Le clapet est relié par une tige au servomoteur.

À la base du corps de vanne, la plupart des vannes de gaz lift sont équipées de clapet anti-retour. Ceux-ci n'offrent pratiquement pas de résistance au passage du gaz et empêchent le retour inverse du fluide évitant ainsi le remplissage et l'annulaire quand le puits est fermé. Ils sont très utiles aussi en cas d'opérations ultérieures de stimulation.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

Les vannes de Gas-lift permettent de faire descendre le point d'injection à une cote plus profonde en fonction de la pression de gaz disponible. La dernière vanne est appelée la **vanne opératrice**. Et, en général, n'est constituée que d'une Duse calibrée. Un minimum de 3 bars (50 psi) de chute de pression est à prévoir sur cette duse pour assurer une bonne stabilité du débit. En positionnant la vanne opératrice le plus profondément possible, on assure une efficacité maximale au gaz injecté.

Les vannes situées au-dessus de la vanne opératrice sont appelées les **vannes de décharge** (*unloading valves*). Elles sont utilisées pour éliminer (décharger) les fluides lourds présents à l'intérieur du tubing au-dessus de la vanne opératrice.

Les vannes sont réglées pour des pressions d'injection de fermeture décroissantes avec la profondeur.

Cela permet d'obtenir automatiquement et sans que l'on ait à intervenir en surface :

- La décharge du puits au fur et à mesure de la profondeur jusqu'au point d'injection finale.
- La fermeture des vannes de décharge au fur et à mesure de la vidange de l'espace annulaire.
- Le servomoteur, dont le rôle est de permettre l'ouverture ou la fermeture du clapet sur son siège, peut-être de type :
 - Pneumatique soufflet.
 - Mécanique à ressort.

➤ **Vanne à servomoteur pneumatique à soufflet (vanne à soufflet) :**

Le servomoteur est une chambre à soufflet remplie d'azote sous pression et pré réglée par étalonnage grâce à une petite valve d'admission ou de compression placée sur le haut de la chambre.

Le fonctionnement de ces vannes est celui d'une opposition de forces entre celles qui sont dues à la pression de gaz injecté et des fluides dans le tubing au droit de la vanne, et celles dues à la pression d'azote dans le soufflet augmentée éventuellement par la force exercée par un ressort.

➤ **Vanne à servomoteur pneumatique à ressort :**

Le clapet et sa tige sont solidaires d'un soufflet sans pression interne (pression atmosphérique) qui ne sert qu'à la transmission des forces et n'est pas influé par la température, au fond. La pression d'ouverture et de fermeture va être contrôlée par l'action d'un ressort taré.

Pour le réglage de la vanne, les constructeurs traduisent l'effort de compression en effet de pression. Comme de plus, il n'y a pas d'effet de température, l'étalonnage en surface et très simple, un tour de vis de la butée du ressort représentant une certaine pression.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

b) 2. Les composantes des vannes :

La vanne de Gas lift se compose de :

- ❖ **Queue** : C'est la partie qui permet la connexion entre la vanne et l'outil de wire line.
- ❖ **Le Corps** : Il admet le gaz de l'annulaire et via la pression de commande, il le transport jusqu'au nez de la vanne.
- ❖ **Le nez** : Permet l'injection du gaz vers le tubing à travers les orifices.

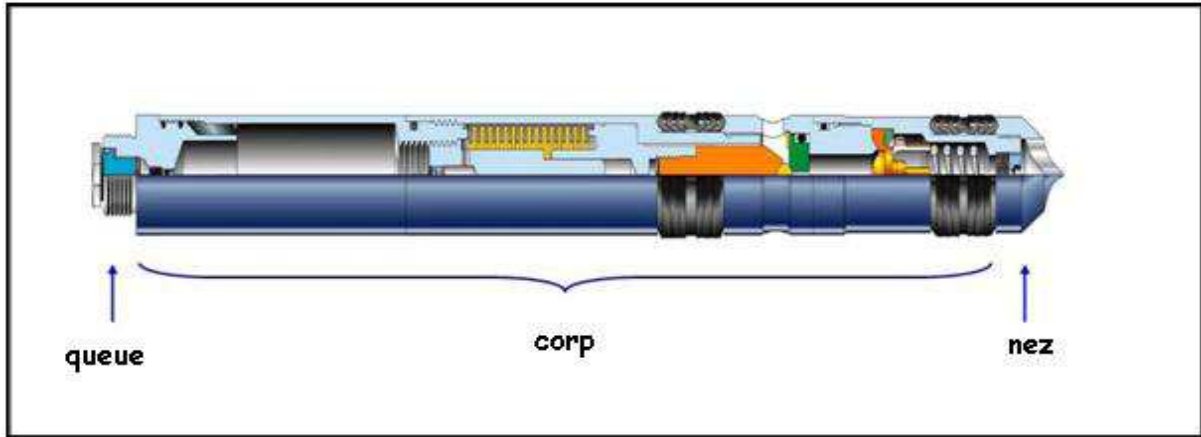


Fig.II.7. composante de vanne du Gas lift

La Composition détaillée d'une vanne de Gas lift :

- ❖ **Le soufflet** : Il est rempli d'azote et pressurisé en surface, il s'oppose à la pression du casing ou du fluide du tubing.
- ❖ **La bille du clapet** : Elle permet le passage ou non du gaz, Quand la bille quitte son siège, le gaz s'écoule à travers un orifice. La taille de cet orifice fait l'objet de tarage. Cette taille détermine le débit de gaz.
- ❖ **Un clapet anti-retour** : Son rôle est d'éviter l'écoulement dans le sens de l'injection.
- ❖ **Un verrou** : Il assure la fixation de la vanne dans la side pocket.
- ❖ **Le corps** : Il contient tous les éléments de la vanne et il est en acier inoxydable pour éviter la corrosion.

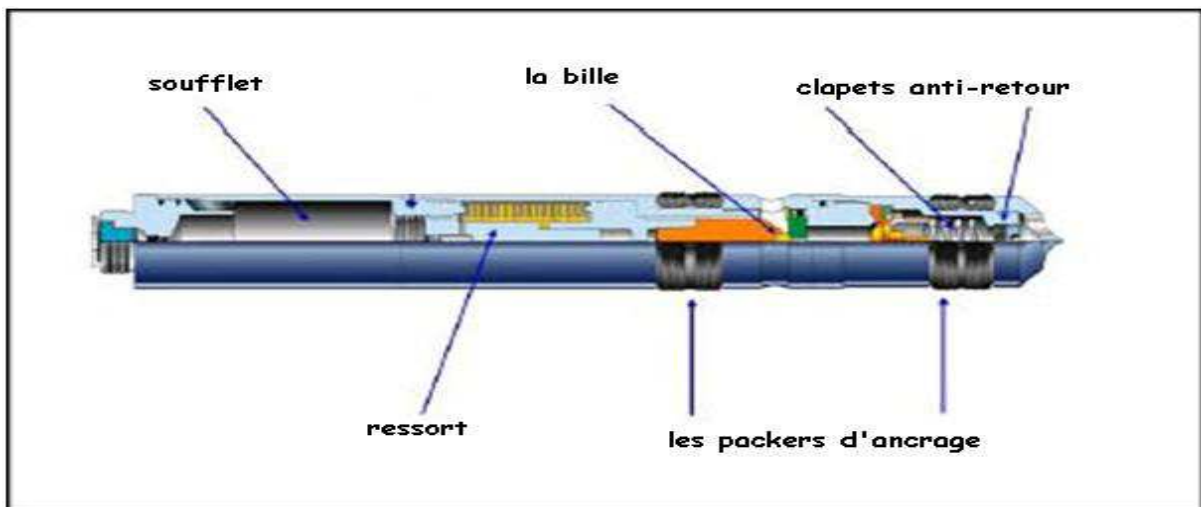


Fig.II.8. composition détaillé de vanne du Gas lift

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

b) 3.Types des vannes de gaz lift :

Il existe deux principaux types des vannes à Gas lift :

1- Les vannes opérées par le casing (*casing operated valves*) :

Elles sont connues aussi sous le nom de vannes de pressions, elles sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (casing), elles ont une sensibilité de 50 à 100 % à la pression du casing lorsqu'elles sont fermées, mais à 100 % lorsqu'elles sont dans la position ouverte.

Elles sont relativement faciles à commander car la pression de l'espace annulaire est connue et facilement contrôlable.

Pour l'ouverture de la vanne il faut que la pression du casing augmente, et pour la fermeture il faut qu'elle diminue.

Avec l'injection continue du gaz comprimé dans l'annulaire, lorsque la pression d'injection atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime par conséquent la bille de clapet décale de son siège, ce qui permet au gaz de s'écouler à travers l'orifice.

Elles ont un principe d'ouverture et fermeture qui est très simple :

Forces d'ouverture $F_o = F_c$ forces de fermeture

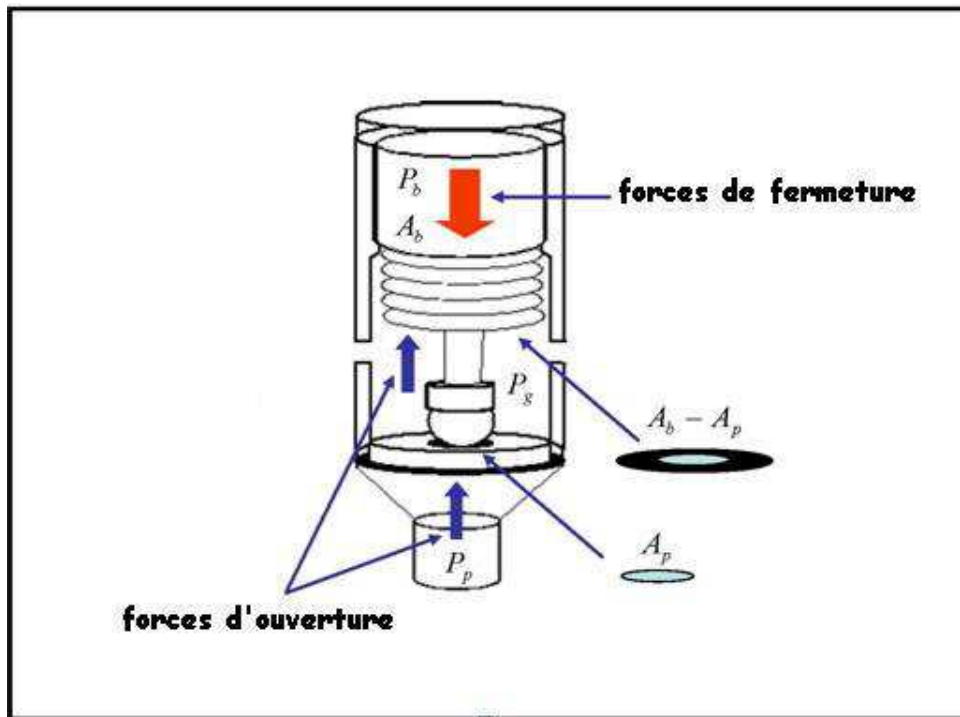


Fig.II.9. vanne opérées par le casing

1-1- Vanne fermée :

La vanne s'ouvrira il faut que :
$$P_{cvo} = P_b \left(A_b - \frac{A_b}{A_b - A_p} \right) - P_p \left(A_b - \frac{A_p}{A_b - A_p} \right)$$

P_{cvo} : Pression du casing à laquelle la vanne s'ouvre.

1-2- Vanne ouverte :

La vanne sera fermée dès que :
$$P_{cvc} = P_b$$

Où P_{cvc} : Pression du casing à laquelle la vanne se ferme.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

2- Les vannes opérées par le tubing (*tubing operated valves*) :

Elles sont sensibles à la pression de l'effluent (dans le tubing), la pression annulaire n'intervient que pour l'ouverture de la vanne que sur l'aire du clapet alors que la pression tubing s'applique sur le soufflet transmetteur de forces. En conséquence, l'effet de pression casing est beaucoup moins important que l'effet tubing pour l'ouverture. De plus, l'orifice du clapet étant dusé auparavant, quand la pression du tubing atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime et la bille du clapet se déplace de son siège permettant ainsi au gaz de s'écouler à travers l'orifice.

Ces vannes sont difficiles alors à commander car il est difficile d'estimer la pression du côté du tubing.

- Les vannes s'ouvrent lorsque :

$$P_c(A_b - A_p) + P_{tbg} \times A_p \geq P_b \times A_s$$

- Elles se ferment lorsque :

$$P_c \times A_b < P_b \times A_s$$

$$P_c < P_b$$

N.B : Ceci est pour les vannes avec ressort. Pour le cas où il n'y a pas de ressort, il faut négliger ce dernier terme.

2-3- La plage d'ouverture :

C'est la différence entre la pression d'ouverture et la pression de fermeture P_{tvo}, P_{tvc}

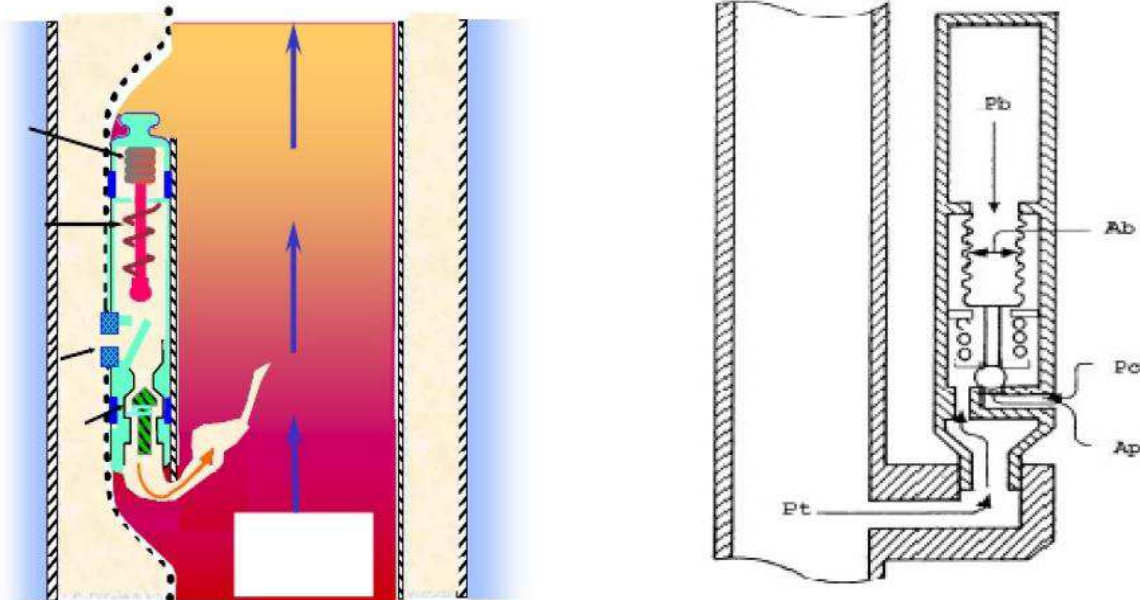


Fig.II.10. Schéma de vannes opérées par le tubing

3- Autres types de vannes :

➤ **Vannes à gaz (*throttle valves*) :**

Elles sont connues aussi sous le nom de vannes à écoulement continu, elles sont similaires aux vannes opérées par le casing dans la position fermée, mais dans la position ouverte, elles sont sensibles à la pression du tubing.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

➤ **Les vannes combinées** (*combined valves*) :

Ce type de vanne exige une dépression dans le tubing pour l'ouverture, et une chute de pression dans l'annulaire pour la fermeture.

➤ **Blind valves** :

On les appelle aussi *dummy*, elles sont utilisées pour bloquer la communication entre l'espace annulaire et la colonne de production.

➤ **Orifice valves** :

Elles ne contiennent pas un système d'ouverture et de fermeture, elles sont utilisées pour permettre une connexion directe entre l'espace annulaire et le tubing pour une injection directe de gaz ou d'autre effluent (comme c'est le cas de Hassi R'mel, où l'on injecte de l'eau et du gaz en utilisant ce type de vannes). Elles contiennent un clapet anti retour au niveau du nez pour éviter le retour du fluide du tubing.

➤ **Les vannes pilotées** : (*operating valve*) :

Ce type de vannes a été développé pour les puits avec une injection intermittente du gaz. Un large orifice garantit une injection instantanée du gaz quand la vanne est ouverte, ce qui va diminuer l'efficacité du système d'injection intermittente du gaz.

➤ **Les vannes pour production par le casing** :

Les vannes avec production annulaire (Gas-lift inverse) sont semblables aux vannes avec production dans le tubing (Gas-lift direct). Elles sont posées au câble dans un mandrin ou vissées au tubing. On retrouve les mêmes composants : soufflet, ressort, siège, bille et clapet anti-retour. De même, elles peuvent être opérées par la pression du gaz injecté ou par la pression de l'effluent.

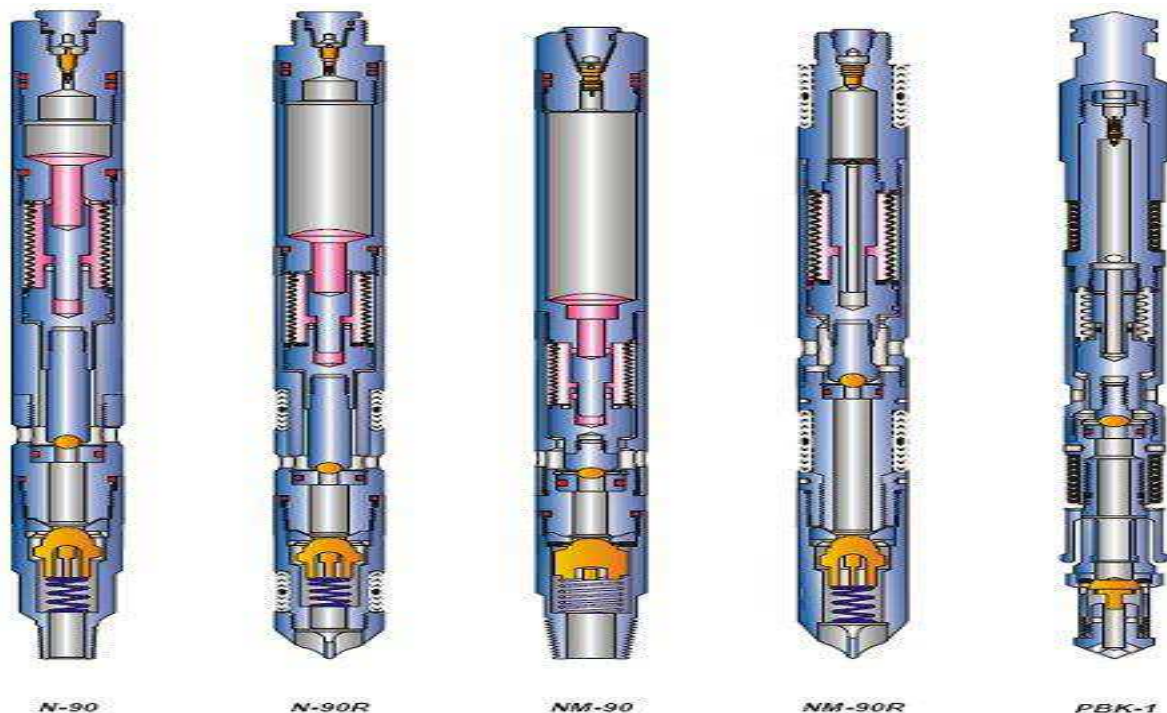


Fig.II.11. schémas de quelques types de vannes

II.12. Gas-lift a Hassi R'mel:

Dans l'anneau d'huile de **Hassi R'mel** la majorité des puits sont équipés par le Gas-lift continu dont le but d'améliorer la productivité à cause de la chute de pression, cette technique de production nous permet de :

- Réduire le gradient de fluide ;
- Lifter le fluide qui n'a pas assez de force d'aller jusqu'à la surface ;
- Activer des puits encore éruptifs mais à faible pression.

La particularité du champ de **Hassi R'mel** c'est la disponibilité du gaz (gisement de gaz à condensât) pour l'injection et le Gas lift, le gaz produit sera par la suite traité, comprimé dans des stations de compression et renvoyé dans les puits pour le maintien de pression ou le Gas lift.

II.12.1. Historique de l'injection double :

Au début il n'était pas prévu de faire une injection double de l'eau et du gaz à travers un même espace pour les puits de **Hassi R'mel**, mais il était plutôt prévu de faire une injection d'eau par l'espace annulaire et une injection du gaz par concentrique.

Ce projet était destiné pour les puits HRZ4 HRZ7 HRZ9 et HR207, car les puits horizontaux ont des tubings 4''1/2, et le puits HR207 a été proposé pour voir l'efficacité de l'injection pour les puits équipés d'un tubing 2'' 7/8.

Mais à cause du retard de fourniture et d'installation des « macaronis », ce qui a engendré la mise hors service pendant une longue période de ces puits qui sont restés bouchés et sans production.

Dans ces conditions et pour éviter les attentes, une décision a été prise de faire une injection double par l'espace annulaire sans recours au W.O puisque les vannes existaient déjà et les puits étaient reliés au réseau de gaz-lift.

Ils ont essayé l'injection double sur les puits HR501 HR207 et HRE303 et la production a très bien démarré donc ils ont généralisé l'opération sur tous les puits où il y avait un problème de sel.

Par la suite des tubes concentriques ont été installés pour les puits horizontaux et pour le HR207, mais la production de ce dernier a terriblement chuté, car il a donné des très bons débits avec l'injection double par l'annulaire, donc ils ont annulé l'injection du gaz par concentrique pour le HR207 mais ils l'ont laissé pour les puits horizontaux.

C'est donc ainsi que la double injection a commencé à être utilisée.

Les puits de l'anneau d'huile ont donc la propriété d'avoir une complétion devant assurer l'injection du gaz et de l'eau en même temps.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

II.12.2. Composition Du Gaz Injecté :

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition suivante :

Tab.II.1.Composition Du Gaz Injecté a HRM

<i>constituants</i>	<i>Fraction molaire</i>
N2	5.53
CO2	0.25
C1	82.71
C2	8.95
C3	1.69
i-C4	0.31
n-C4	0.40
n-C5	0.07
C6 ⁺	0.09

II.12.3. Complétion Des Puits :

Il y'a trois types de complétion des puits en Gas-lift à HR :

- ✓ Complétion spéciale avec tubing suspendu (GLS)
- ✓ Complétion avec injection sous packer (mixte)
- ✓ La nouvelle complétion : complétion conventionnelle (GLC)

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

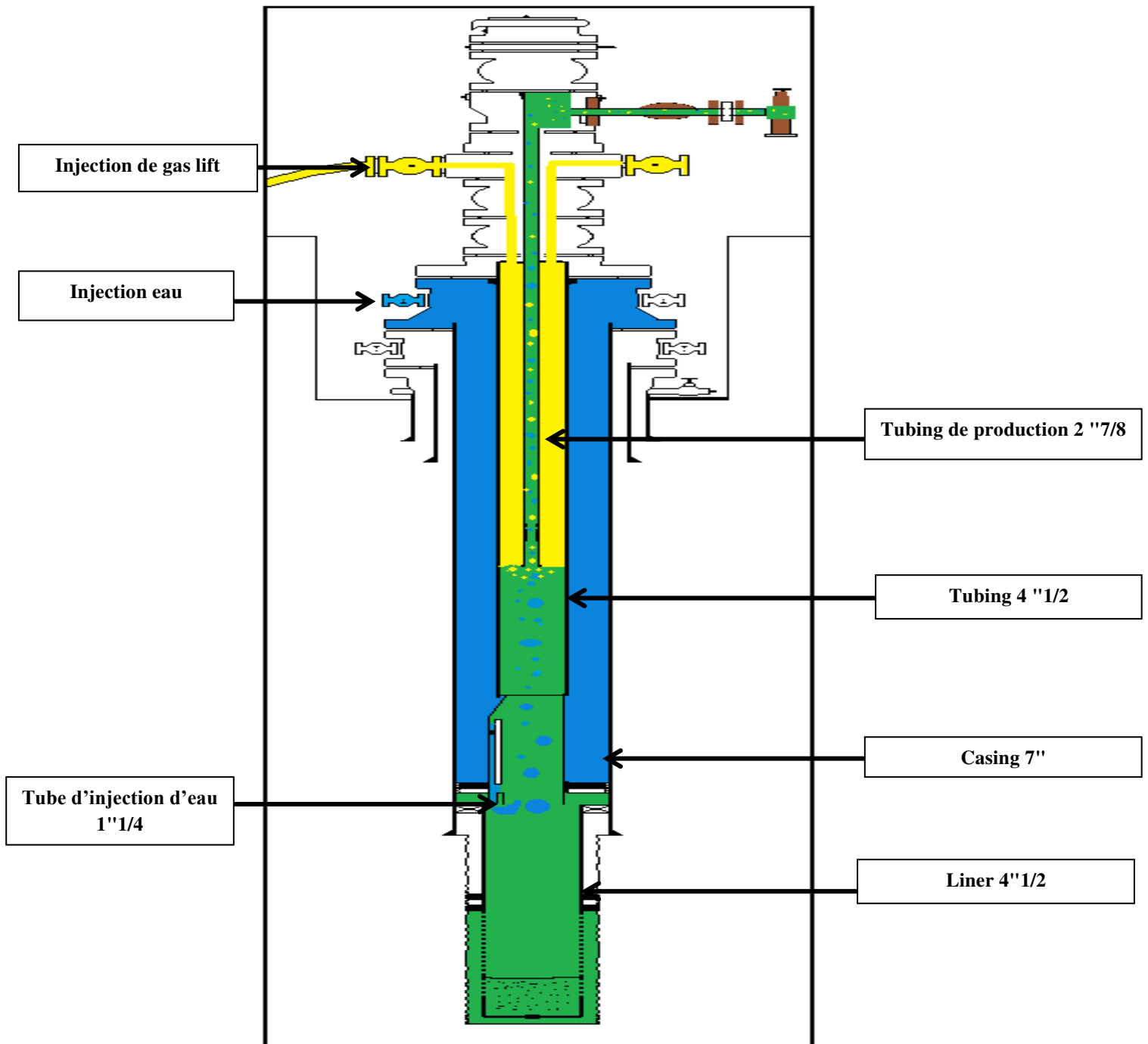


Fig.II.12. Complétion spéciale avec tubing suspendu (GLS)

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

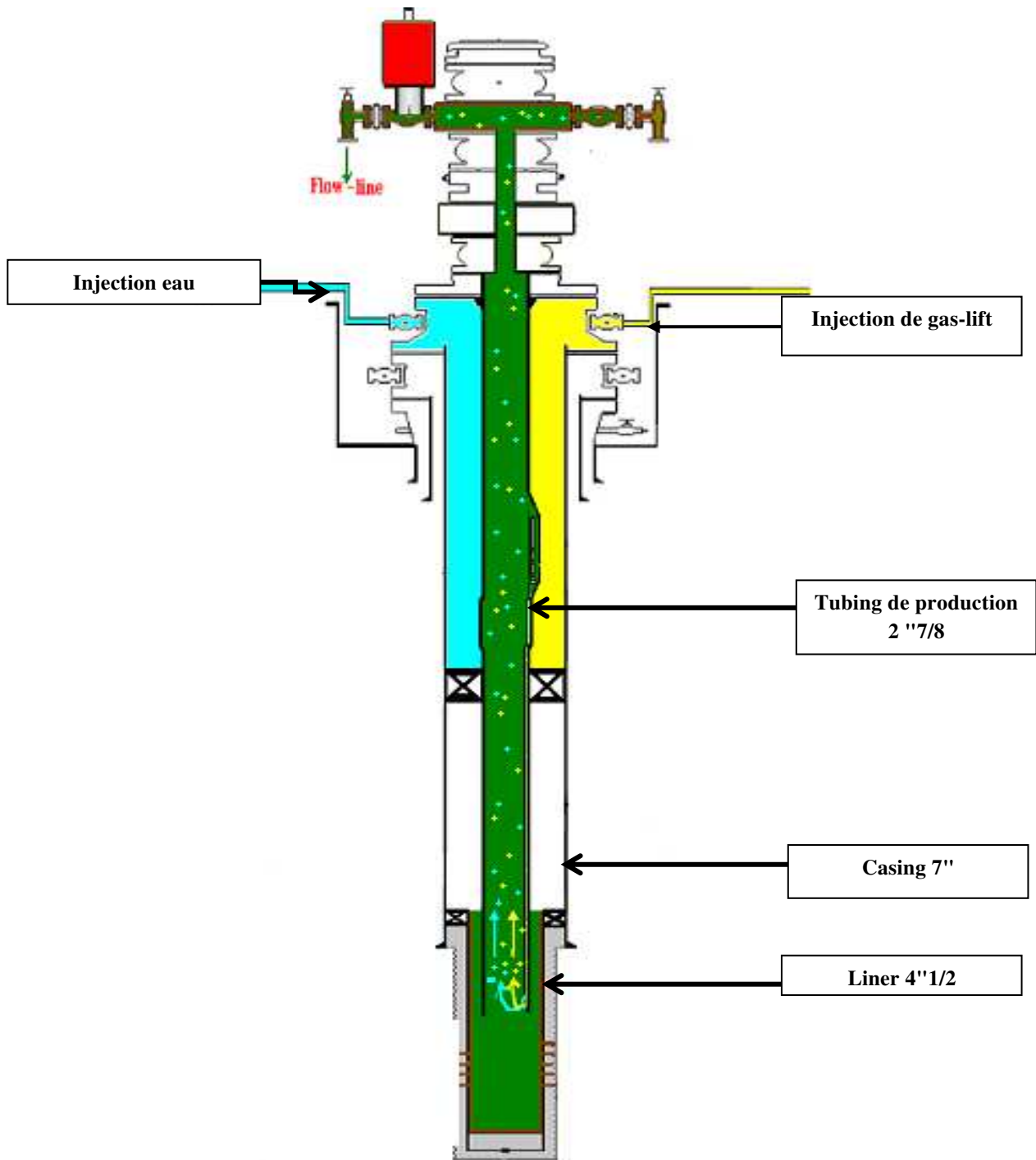


Fig.II.13. Complétion avec injection sous packer (mixte)

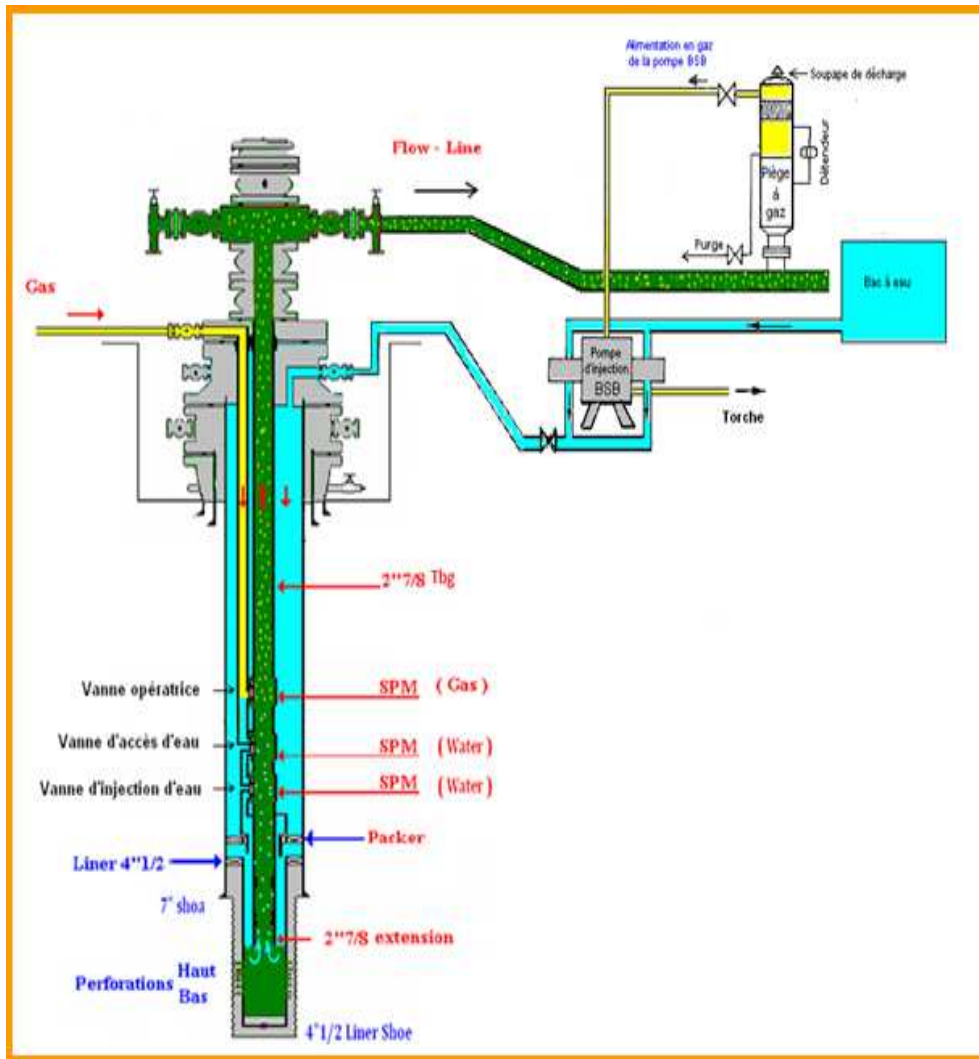


Fig.II.14. Complétion gaz-lift conventionnelle avec système de dessalage au fond

II.12.4. Problèmes rencontrés avec les complétions GL actuelles à HRM :

Parmi les problèmes rencontrés avec les complétions gaz-lift actuelles à HRM, On site :

1. Formation des hydrates :

La baisse de pression lors du passage du gaz par des étranglements (Duse ou vanne) conduit à une diminution de la température, qui peut amener le système dans des conditions telles qu'il y ait cristallisation des hydrates, cette formation est due à la présence de l'eau dans le gaz.

À HR ce problème manifeste souvent en hiver où on aura une chute de température, ce problème est causé par la complétion des puits et le mode d'injection. Tous les puits d'huile sont équipés par une installation d'injection d'eau douce pour lutter contre les dépôts de sel qui est un problème majeur à Hassi R'mel, cette eau est injectée dans l'espace annulaire avec le gaz et au passage des étranglements il y aura une baisse de température provoquée par la chute de pression ce qui permet la formation des hydrates.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

Ces blocs de cristaux empêchent le passage de gaz et il y aura un arrêt de production.

La lutte contre la formation des hydrates se réside dans l'élimination des conditions de formation ; soit en jouant sur le facteur thermique ou la température en mettant un dispositif qui fait augmenter cette dernière (échangeur de chaleur) ; soit en éliminant le maximum des points d'étranglement.

Et on peut citer aussi le traitement chimique qui se manifeste dans l'injection des agents chimiques qui absorbent les particules d'eau existant dans le gaz tel que le glycol.

2. Corrosion des équipements :

Le gaz est un agent agressif, il possède un effet érosif lorsqu'il s'agit de le injecter avec une grande vitesse.

L'érosion causée par le gaz conduit à la défaillance de l'équipement ce qui va engendrer des problèmes de production.

Le seul moyen préventif de corrosion est l'injection des inhibiteurs de corrosion au niveau des équipements menacés ; l'inhibiteur va former un film sur les parois internes des conduites ce qui augmente la durée de vie de l'installation.

3. Formation des sels :

Le sel a été dès le début de la mise en production l'un des principaux problèmes d'exploitation, en particulier le chlorure de sodium (70 % Na Cl) mais il est toujours accompagné en quantité très variable de sel de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium sous forme de sulfates, carbonates, chlorures, Iodure ou bromure. Il est donc nécessaire de prévoir des installations de traitement au départ. La salinité d'un brut implique une venue d'eau visible ou non à la surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement. Un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre, soit émulsionné avec l'eau salée ou parce que l'eau s'étant vaporisée au cours du transfert, elle a abandonnée des microcristaux de sel qui sont restés en suspension dans l'huile.

II.12.5. Avantages et inconvénients de la complétion actuelle :

Avantage :

- Injection double par l'espace annulaire sans recours au W.O puisque les vannes existaient déjà et les puits étaient reliés au réseau de gaz-lift.

Inconvénients :

- Problème de givrage.
- Difficile d'optimiser l'injection gaz et eau (débit et cote d'injection).
- La quantité d'eau injectée est insuffisante ou incontrôlable à cause de la contre-pression du gaz injecté.
- Ecoulement instable.
- Opérations fréquentes de coiled tubing et de pompage d'eau pour le débouchage de tubing.

II. GENERALITE SUR LE GAZ LIFT

II.12.6.La nouvelle complétion (complétion conventionnelle (GLC)) :

II.12.6.1.Présentation :

Les complétions gaz-lift conventionnelles ou "GLC" avec système de dessalage au fond ont été adoptées dans le champ de Haoud Berkaoui comme projet pilote depuis le démarrage du gaz-lift en 1993.

La complétion parallèle permet le démarrage du puits avec la pression disponible de la station de compression, le gaz sera injecté à travers une vanne gaz-lift appelée vanne de fonctionnement, elle permet de vider le puits de l'eau de complétion et d'alléger ainsi la colonne hydrostatique, par conséquent la pression de fond pousse l'effluent du réservoir vers le point d'injection, le gaz se mélange à l'effluent et fait diminuer sa densité ainsi le puits commence à produire. (Fig. II.14)

- **Circuit de gaz :** Le gaz est injecté par le macaroni 1"660 et passe dans le tubing à travers la vanne gaz-lift logée dans les "SPM" (Fig.II.15).
- **Circuit d'eau de dessalage :** L'eau est pompée dans l'annulaire 7"x tubing à l'aide d'une pompe actionnée par le gaz, puis passe de l'annulaire vers le fond du puits, grâce à deux vannes placées en série respectivement vanne d'accès et vanne d'injection. L'eau passe d'abord par la vanne actionnée par le gaz, qui laisse passer l'eau vers la vanne d'injection.

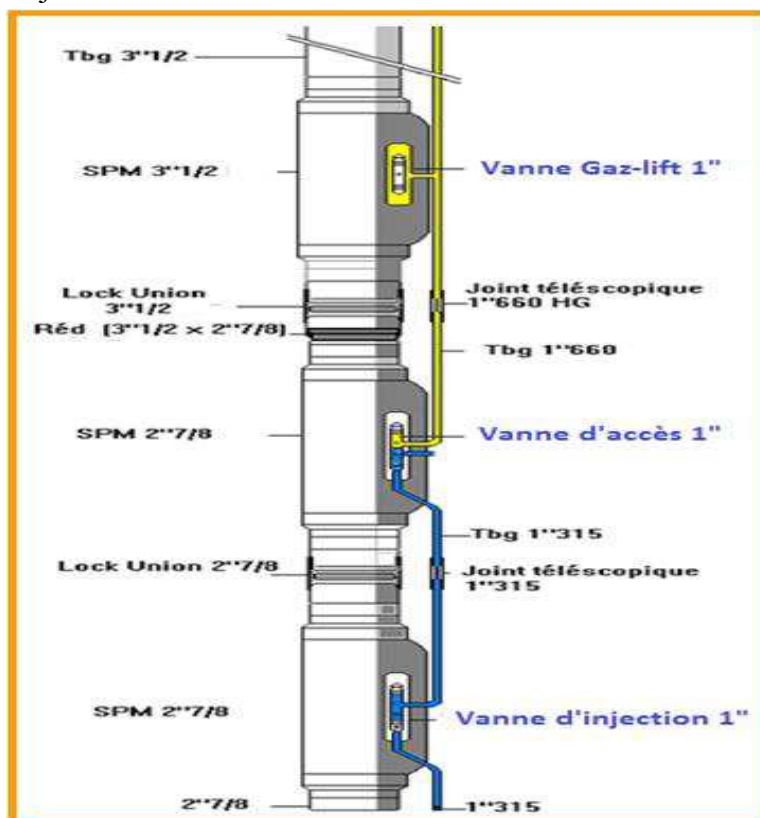


Fig.II.15. Système de dessalage dans la complétion GLC

II.12.6.2. Avantages et inconvénients de la complétion parallèle :

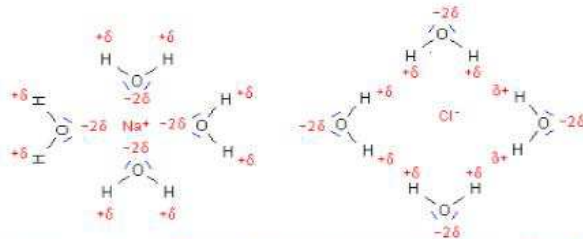
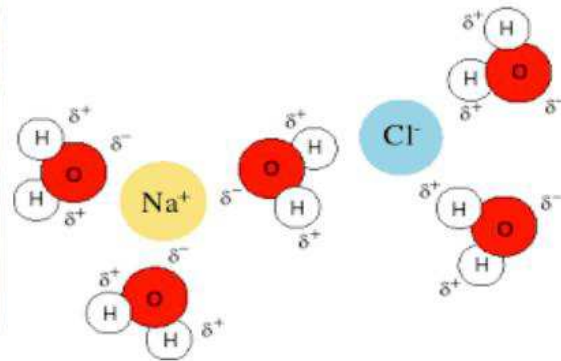
❖ **Avantage :**

- Séparer l'eau d'injection du gaz-lift pour avoir un bon dessalage et éviter le givrage.
- Eviter le problème d'arrêt de la pompe BSB à cause de la haute pression d'injection de gaz, car le gaz est injecté dans le concentrique 1"660.
- Réduire les arrêts de production à cause des bouchages par le sel.
- Réduire les interventions par coiled-tubing (injection continue d'eau avec le débit optimum d'eau douce).
- L'accès au puits est possible (wire-line, mesure PLT, RST, stimulation avec coiled tubing...).
- Bonne stabilisation du puits puisque le débit de gaz est contrôlé (le gaz passe à travers une vanne conventionnelle).
- Eviter l'inondation des puits par l'eau de dessalage en cas d'arrêt gaz-lift (système de sécurité de fond).

❖ **Inconvénient :**

- Coût probablement élevé par rapport la complétion actuel.
- Nécessite plus d'équipement et accessoires.
- Nécessite plus de temps pour la descente.

CHAPITRE III : LES DEPOT DE SEL



δ représente une charge partielle positive inférieure à la charge élémentaire $e = 1,6 \times 10^{-19}$ C.
En réalité, l'orientation des molécules d'eau polaires se fait dans l'espace à trois dimensions.



III. LES DEPOTS DE SELS

III.1. Introduction :

Le sel a été dès le début de la mise en production l'un des principaux problèmes d'exploitation, en particulier le chlorure de sodium (70 % Na Cl) mais il est toujours accompagné en quantité très variable de sel de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium sous forme de sulfates, carbonates, chlorures, Iodure ou bromure. Il est donc nécessaire de prévoir des installations de traitement au départ. La salinité d'un brut implique une venue d'eau visible ou non à la surface. La venue d'eau est un phénomène irréversible qui peut évoluer très rapidement. Un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre, soit émulsionné avec l'eau salée ou parce que l'eau s'étant vaporisée au cours du transfert, elle a abandonnée des microcristaux de sel qui sont restés en suspension dans l'huile.

III.2. Salinité :

La salinité d'une eau est la masse du sel qu'elle contient en solution Dans une quantité donnée. Elle s'exprime en mg / l ou ppm quelque fois en grains par gallons (1 grain par us gallon = 17.14). La salinité des eaux de gisement varie de quelques ppm pour les eaux douce jusqu'à plus de 400 g / l, pour les saumures trop chargées (la salinité la plus forte observée est celle du gisement de Michigan qui contient 642 g / l de sel). La salinité des formations sédimentaires croit en générale avec la profondeur à cause de la gravité ou encore que les eaux de couches profondes ont été soumises plus longtemps aux différents phénomènes responsable a des augmentations de la teneur en sel. Plusieurs exceptions à cette règle ont été observée qui trouvent leur explication soit dans les accidents géologiques soit par le fait que les couches profondes ont peu mieux bénéficier de l'apport des eaux météoriques.

III.3. Condition de formation :

La chute de pression entre le gisement et le fond du puits produit une évaporation partielle de l'eau de gisement qui se sursature et précipite des cristaux, certain ont proposé une explication basée sur les charges électriques. Les gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doivent porter une charge électrique positive et ont un constant diélectrique plus grand que celle du brut dans lequel elles nagent. La roche est chargée négativement par suite de la présence des argiles ; de même les courants d'écoulement dans les tuyaux portent ceux-ci à un potentiel négatif. D'où attraction et fixation sur les aspérités. Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement. Leur croissance est par la suite facile à concevoir. En général les dépôts de sel se forment à la résulte de circulation et précipitation des minéraux dissous dans l'eau. Les causes directes de formation des dépôts fréquemment sont :

- La chute de pression (pressure drop).
- Changement de température.
- Mélange de deux eaux incompatibles pour augmenter la solubilité.
- Le temps de contact.
- Le degré d'agitation (type d'écoulement).

Ces dépôts peuvent obturer ou limiter l'arrivée des fluides produits ou injectés.

III. LES DEPOTS DE SELS

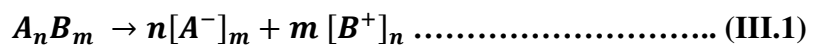
III.4. Mécanismes de précipitation des sels :

La précipitation est le phénomène inverse de la dissolution, les cristaux de sel sont formés à partir de la combinaison des ions de signes contraires qui se réunissent entre eux pour finalement flocculer ou rester à l'état colloïdal.

Les facteurs favorisant la précipitation des sels sont essentiellement :

La concentration de la solution : Une fois la solution est saturée, la précipitation s'amorce. La taille des microcristaux croît en fonction du temps ; sachant que la solubilité des cristaux les plus petits est plus grande que celle des cristaux les plus gros en taille, donc on déduit que la solubilité d'un précipité diminue avec le temps.

La loi régissant la solubilité des sels et la loi des actions des masses (**GUILDDERGWAAAGE**) ; prenons le cas général pour le sel A_nB_m sa dissolution dans l'eau conduit à sa dissolution selon la réaction :



La constante d'équilibre est donnée par le rapport :

$$K = \frac{[nA^-]^m [mB^+]^n}{[A_nB_m]} \dots\dots\dots (III.2)$$

Cette constante est donnée pour des conditions thermodynamiques bien déterminées.

D'après l'égalité (IV.2) on a :

$$[A_nB_m] \times k = [nA^-]^m \times [mB^+]^n \dots\dots\dots (III.3)$$

Dans le cas où le sel est peu soluble (cas du $CaSO_4$, $BaSO_4$, $SrSO_4$) sa concentration en $[A_nB_m]$ reste pratiquement constante.

Les deux produits $[A_nB_m] \times k$ et $[nA^-]^m \times [mB^+]^n$ désignent une constante caractérisant la solubilité des sels appelée « produit de solubilité » notée : K_s

$$K_s = [A_nB_m] \times k = [nA^-]^m \times [mB^+]^n \dots\dots\dots (III.4)$$

Cette égalité désigne la concentration optimale du sel pour qu'il n'y ait pas de précipitation.

- a) $[nA^-]^m \times [mB^+]^n < K_s$ le sel reste en solution.
- b) $[nA^-]^m \times [mB^+]^n > K_s$ par addition de **A B** ou tout autre sel qui contient

l'ion A^- ou bien B^+ ou par évaporation de l'eau de solution le sel A_nB_m précipitera

La variation des conditions thermodynamiques (spécialement la température) pourra varier K_s et par conséquent provoquera des précipitations ou des dissolutions

On déduit que la précipitation du $NaCl$, en plus des paramètres thermodynamiques ou autres est influencée par la présence des chlorures dans le puits, (KCl , $CaCl$, $MgCl$).

III. LES DEPOTS DE SELS

III.5. Localisation des dépôts :

Les conditions thermodynamiques (pression et température) ont une grande influence sur la solubilité de sel (Na Cl), cette dernière varie dans le même sens que la pression et la température donc la cristallisation des sels se produiront dans les secteurs soumis à des fortes diminutions des températures et/ou de pression.

- L'influence de la température est très notable sur la solubilité, par contre elle varie très peu avec la pression. En effet il faut en plus que les conditions locales soient favorables pour qu'il y ait dépôt :

- Parois rugueuses permettent l'accrochage.
- Turbulence favorisant le contact des cristaux avec les parois.
- L'alourdissement de la colonne de production.
- La vitesse d'écoulement modéré permet le dépôt de cristaux lorsque ceci a atteint une certaine taille.

A Hassi R'mel les principaux dépôts se trouvent :

- ✓ Sur les parois de tubing à différents niveaux.
- ✓ Les liners entre les perforations sous l'effet de la chute de pression entre la pression de gisement et celle du fond.
- ✓ Au niveau de la vanne SSSV.
- ✓ Au niveau de la vanne d'injection d'eau sous l'effet de contact de l'eau injectée avec le fluide produit.
- ✓ Au niveau de la Duse réglable.
- ✓ Au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température.
- ✓ Au point de contact du gaz décanté à 20°C et l'effluent qui a une température de 100°C.

III.6. Moyen de prévention et de destruction :

Il existe aujourd'hui plusieurs méthodes destinées à la prévention ainsi à la destruction des dépôts de sel. Mais le choix de la méthode sur tel ou tel puits dépend de plusieurs paramètres (de la pression, l'indice de productivité du puits, type de complétions et de la nature du dépôt à détruire ...ex). Comme moyens de prévention et de destruction on peut les citer :

- Destruction par moyens mécanique (le wire line).
- Le coiffeur tubing.
- Le bouchon d'eau.
- **Injection d'eau au fond en continu.**
- Injection d'eau sous pression dans la couche.
- Destruction par le (Snubbing).

III.6. Injection d'eau au fond en continu :

Le travail au câble, les bouchons d'eau, ne sont pas des solutions permanentes contre les dépôts de sel pour les puits de salinité élevée. En effet ces opérations d'entretien sont longues et entraînent une perte de production importante et dans certain cas ne suffisaient même pas à maintenir le régime normal de production du puits. Pour cette raison qu'il est mieux de procéder à l'injection d'eau en continu. C'est la méthode la plus préventive pour limiter la précipitation et diluer l'eau de gisement afin d'éviter la saturation en sel (Na Cl).

Cette procédure consiste à injecter l'eau traitée par l'intermédiaire des pompes centrifuge (BSB) des fois une ou bien deux, même jusqu'à trois parfois (alimenter par le gaz de la formation) ; tout dépend de la quantité de sel qui se dépose ou bien produit avec l'eau de la formation.

L'eau traitée arrive en tête de puits avec une pression d'environ 15 bars. Une Duse fixe permet le contrôle de débit qui peut varier de 300 à 1000 l/h. Les quantités d'eau injectées dans chaque puits sont déterminées en tenant compte de plusieurs paramètres (en va discuter la procédure de calcul profondément en **chapitre VI**).

- Débit d'eau de gisement produite par le puits.
- Efficacité de contact supposée entre l'eau de gisement et l'eau injectée.
- La salinité d'eau produit en principe on injecte une quantité d'eau en fonction de celle qui est produite par l'effluent.

L'eau descend par gravité en ruisselant le long de tubing concentrique et alimente la colonne qui s'est formée pour équilibrer la pression de fond en dépit. Il y a toujours aspiration dans le tubing et de ce fait une partie de la tête de puits se trouve en légère dépression risque d'entrée d'air pour diminuer l'injection il faut à chaque fois pomper 2 à 3 m³ d'eau dans le tubing pour former cette colonne et amorcer le processus.

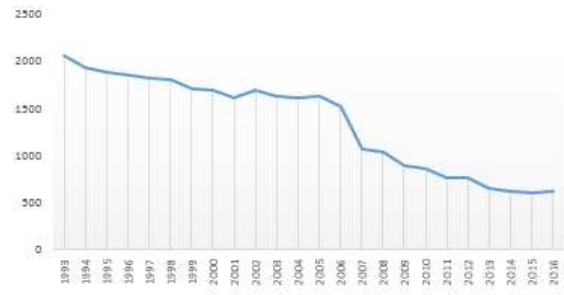
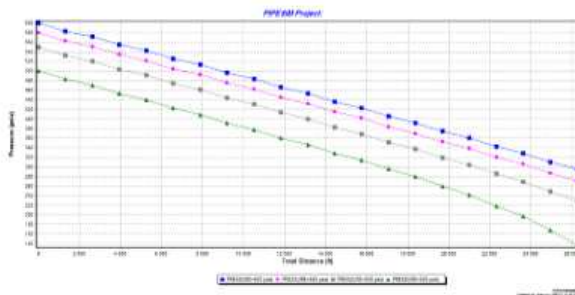
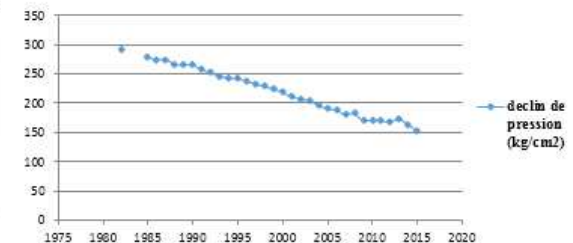
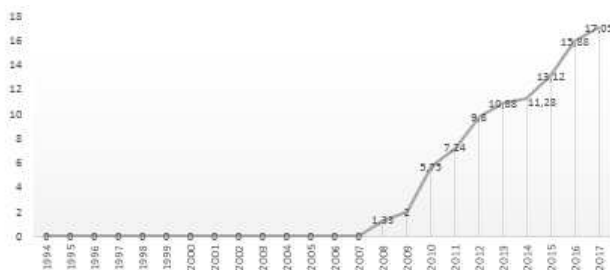
- A Hassi R'mel l'injection continue se fait par l'espace annulaire (voir **Fig.III.2. Complétion avec injection sous packer (mixte)**) et la production assurée par le tubing dans le coût est moins élevé entraîne une perte de production inférieure à celle qui serait due à 90 bouchon d'eau pour compléter l'efficacité du procédé on a opté pour un programme de dessalage par coiled-tubing.

CHAPITRE IV :

ANALYSE DE

L'HISTORIQUE DES PUIITS

(HR162 - HRS014 - HRS020)



IV.1.Introduction :

La plupart du temps, il est possible d'estimer l'évolution de la production d'un champ de pétrole. Dans un premier temps, la productivité augmente jusqu'à atteindre son maximum. S'en suit une longue période de baisse. On représente cette évolution sous la forme d'une courbe appelée "courbe de déclin".

Le déclin de pression de réservoir influe sur la production, puisque elle est la seule source d'énergie pour l'expulsion de fluide contenu dans le réservoir vers surface, et si cette source disparaît ou devient très faible on doit recourir à d'autres méthodes de récupération puisque le gaz lift dans ces cas devient inutile. En outre, la pression de gisement influe directement sur plusieurs paramètres sensibles dans le système de production tels que : la pression en tête (Duse), diamètre de tubing, ... qui sont optimisés à la base de celle-ci.

Le graphe ci-dessous montre l'évolution de la pression de gisement de HRM sud :

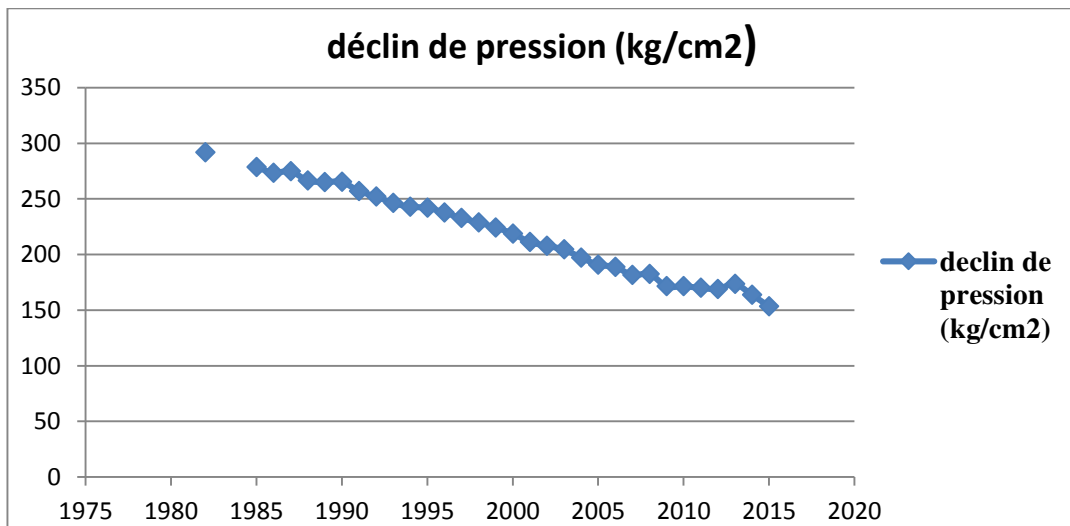


Fig.IV.1. Evolution de la pression de gisement

IV.2.Choix des puits à étudier :

On s'intéresse dans cette étude des trois puits du réservoir « TAG » niveau A au sud de Hassi R'mel, ce sont des puits producteur d'huile : **HR162, HRS014, HRS020**

Parmi les 28 puits forés en HR sud ces trois puits sont les seuls qui traversent que de l'huile.

Ces puits ont connu dernièrement une énorme augmentation de production d'une eau salée saturée provient du gisement. Ce qui a entraîné fréquemment des bouchages et des pertes de production causés par les dépôts de sel, d'où la nécessité des dizaines d'opérations de coiled tubing par an pour le dessalage.

Plus que le problème de dépôt de sel, l'énergie de pression a atteint des faibles niveaux dans ces puits, il est sûr qu'au futur prochain cette énergie devient insuffisante pour transporter l'effluent jusqu'au centre de traitement.

IV. ANALYSE DE L'HISTORIQUE DES PUIITS (HR162 - HRS014 - HRS020)

En but de combattre les deux problèmes cités précédemment, on va maitre en place un système de dessalage pour minimiser la fréquence des opérations de coiled tubing et les pertes de production causé par les bouchages, et pour améliorer la production et augmenter l'énergie de pression on va maitre ces puits en activation par Gas-lift.

IV.3. Analyse des données de puits :

Notre analyse est basée sur l'historique de ces trois puits (Les données issues des tests potentiels effectués périodiquement sur les puits (jaugeage) du 1990 au 2017), on a obtenu les courbes de l'évolution de pression, de débit d'huile et de débit d'eau produite dans le temps pour chaque puits.

a. Puits HR162 :

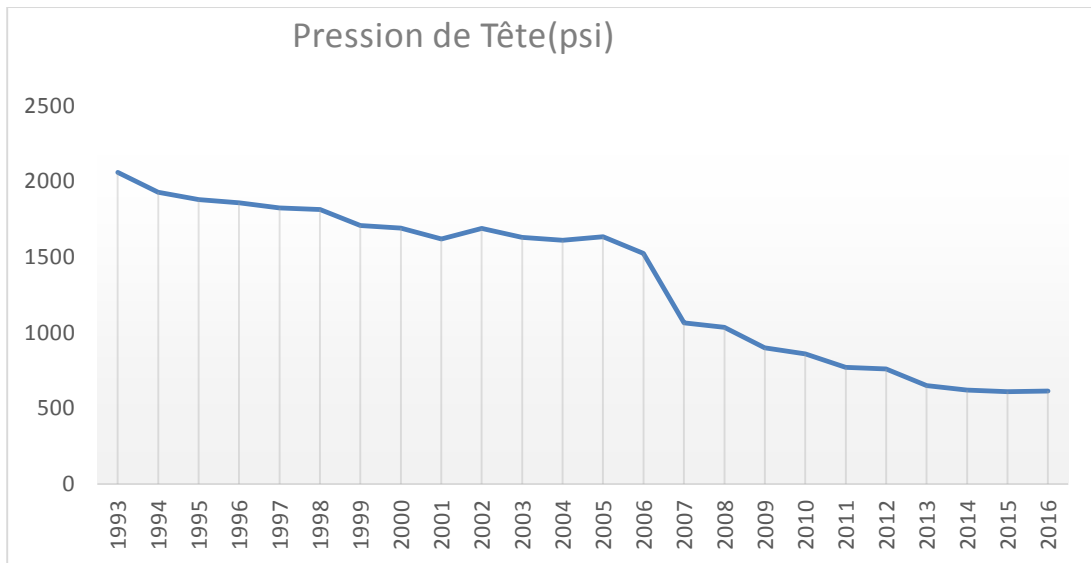


Fig.IV.2. Evolution de la pression de tete en HR162

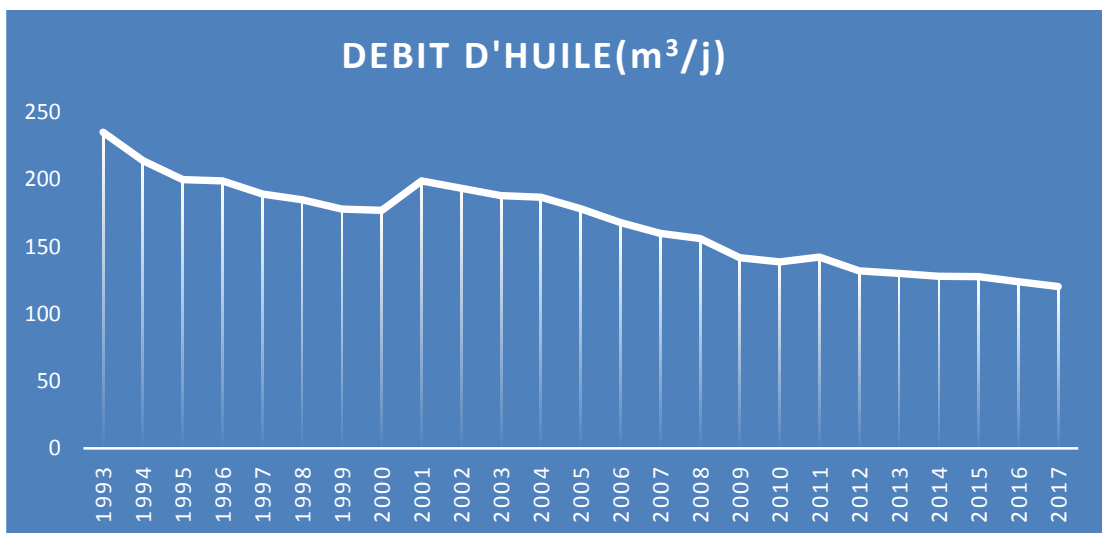


Fig.IV.3. Evolution de debit d'huile en HR162

IV. ANALYSE DE L'HISTORIQUE DES PUIITS (HR162 - HRS014 - HRS020)

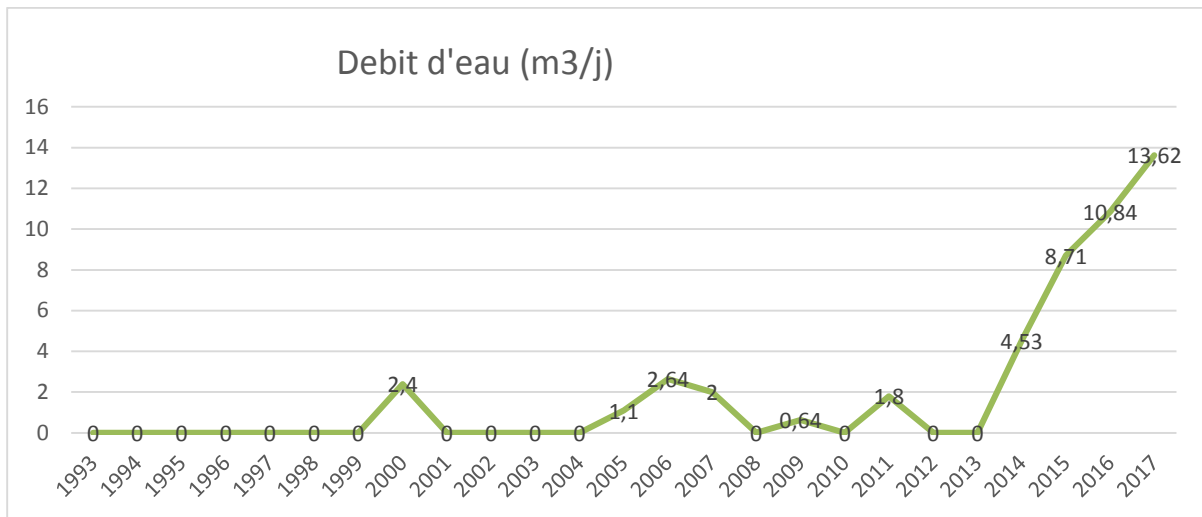


Fig.IV.4. Evolution de débit d'eau en HR162

b. Puits HRS014 :

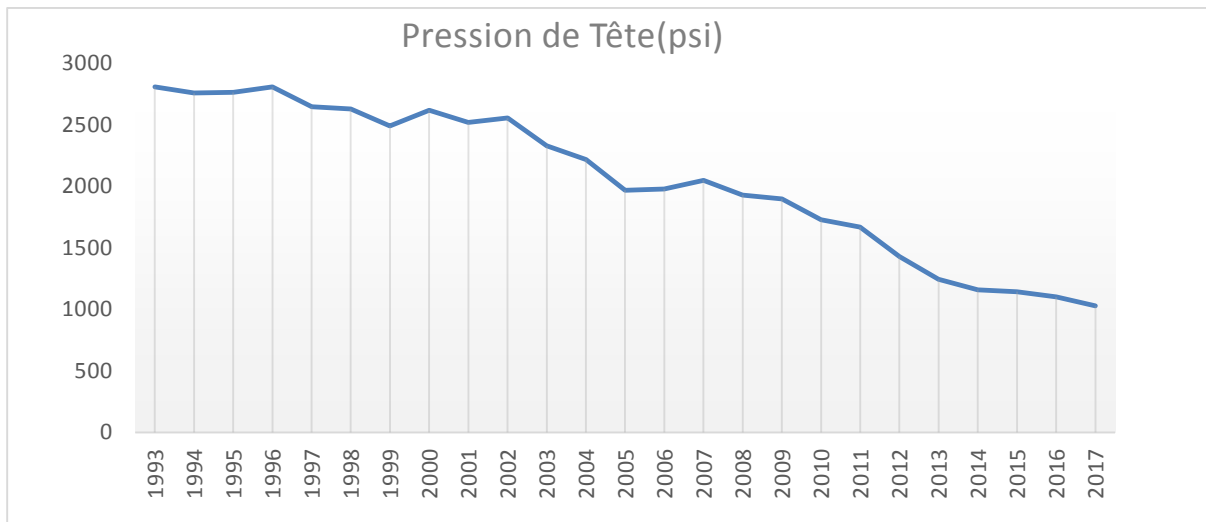


Fig.IV.5. Evolution de la pression de tete en HRS014

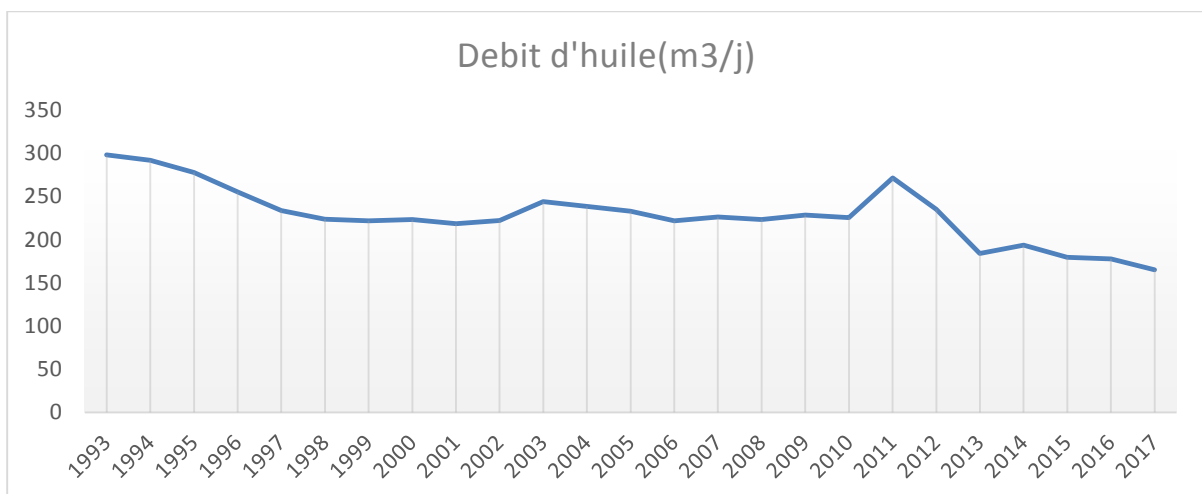


Fig.IV.6. Evolution de debit d'huile en HRS014

IV. ANALYSE DE L'HISTORIQUE DES PUIITS (HR162 - HRS014 - HRS020)

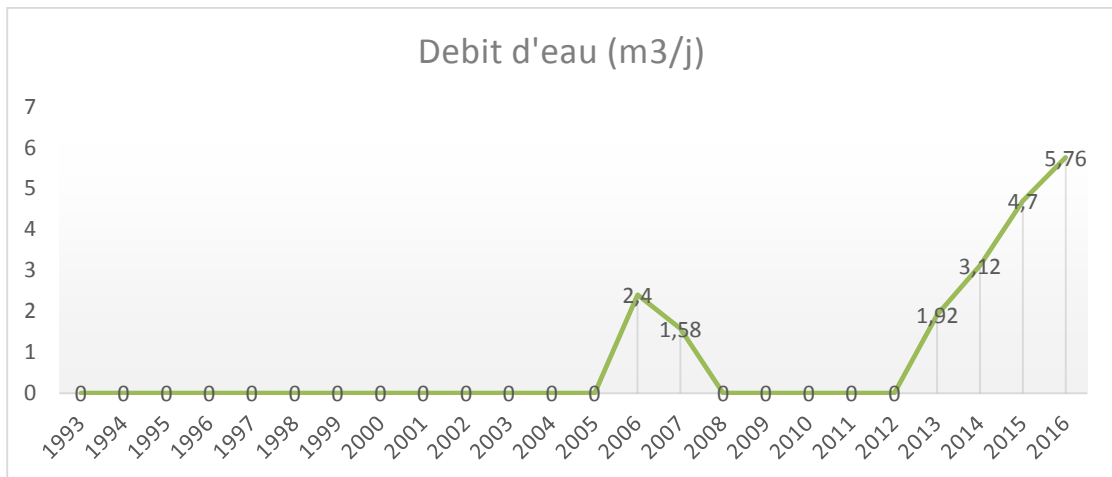


Fig.IV.7. Evolution de débit d'eau en HRS014

c. Puits HRS020 :

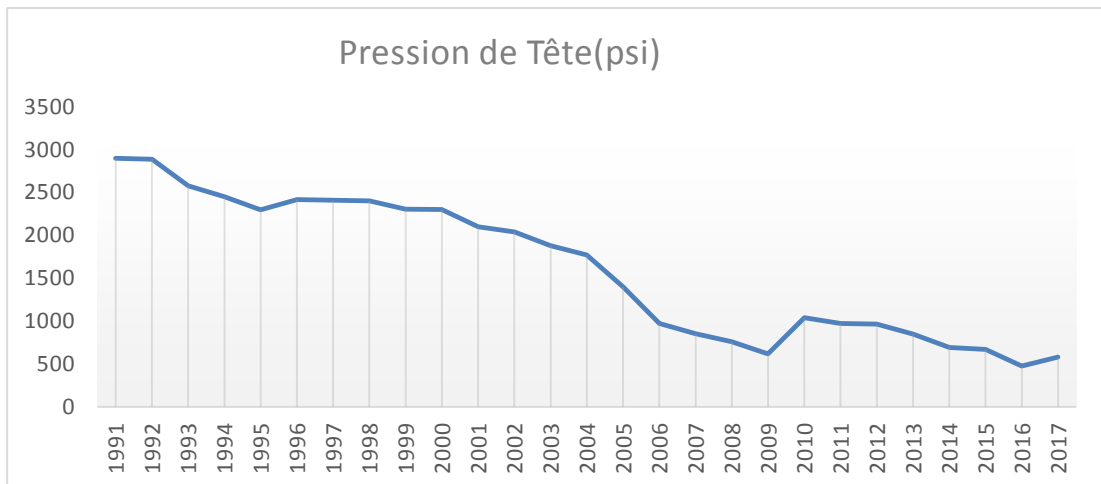


Fig.IV.8. Evolution de la pression de tete en HRS020

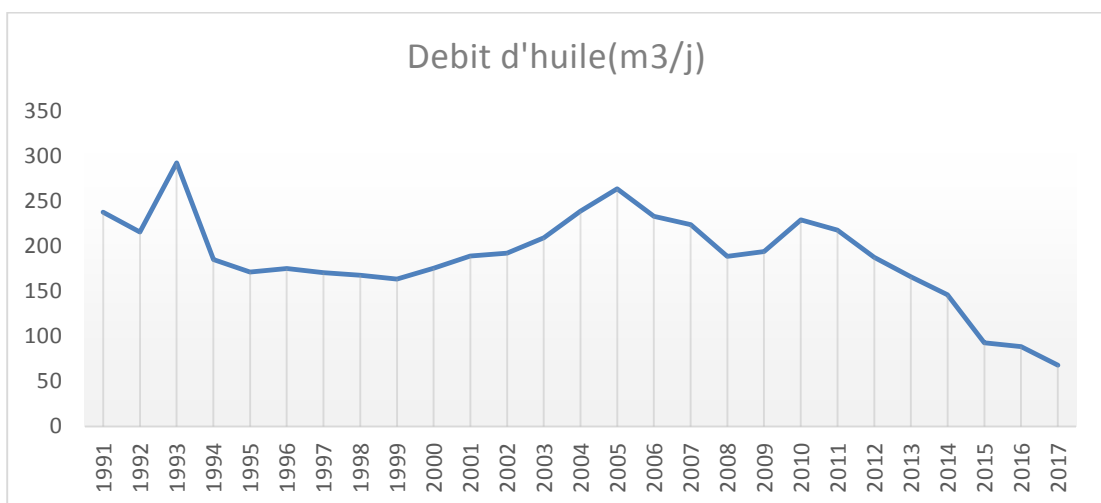


Fig.IV.9. Evolution de debit d'huile en HRS020

IV. ANALYSE DE L'HISTORIQUE DES PUIITS (HR162 - HRS014 - HRS020)

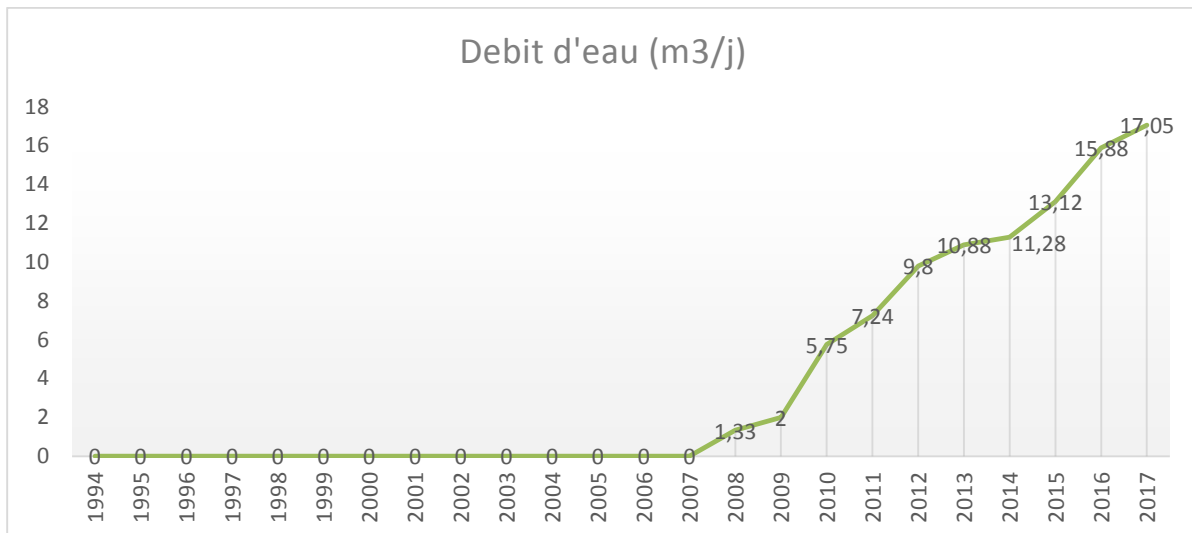


Fig.IV.10. Evolution de débit d'eau en HRS020

Ces différentes courbes nous montrent :

- une chute de pression de tête dans les trois puits qui est la conséquence du déclin de pression de réservoir (la déplétion du gisement de Hassi R'mel est d'ordre de -4bar/ans)
- Le débit d'huile a une tendance à diminuer à cause de la faible énergie de pression
- La production d'eau a augmenté récemment ce qui signifie que le contact huile-eau (WOC) remonte à fur et à mesure de la production (le niveau initial du WOC dans le champ de Hassi R'mel a été prévu à -1500m)
- Cette production de l'eau ne va pas alourdir le brut dans la colonne (tubing de production) seulement mais elle va créer des dépôts de sel dans le système de production du à leur grande salinité, ce qui nécessite un système de dessalage.

IV.4.Etablissement et collecte des données :

D'après les données issues des tests potentiels effectués périodiquement sur les puits (jaugage), on prend le plus récent test pour chaque puits,

Tab.IV.1.les données des deux derniers tests sur les 03 puits.

puits	Date du Test	Duse	pression de Tête (psi)	pression de Tête (bar)	débit d'huile (m³/j)	débit d'eau (m³/j)	Gaz (stm³/j)
HR 162	30/01/2017	26/64	600	41,37	120,3	13,62	11704
HRS014	28/08/2016	24/64	1102	75,98	177,7	5,76	12777
HRS020	30/05/2016	30/64	580	39,99	68,2	17,05	1086

IV.5.Calcul de différents paramètres du puits :

En utilisant le tableau des données ci-dessus (**Tab. IV.7**) on calcule le GOR, WOR, GLR et le W_{cut} comme suit :

1. **GOR** : c'est le débit de gaz par apport au débit d'huile

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_o} \dots\dots\dots (IV.1)$$

IV. ANALYSE DE L'HISTORIQUE DES PUIITS (HR162 - HRS014 - HRS020)

2. **WOR** : mesure la fraction de la phase « eau » par rapport à la phase huile «huile ».

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o} \dots\dots\dots (IV.2)$$

3. **GLR** : mesure le débit de gaz par apport au débit de liquide

$$GLR = \frac{Q_g}{Q_o+Q_w} \dots\dots\dots (IV.3)$$

4. **Water cut** : c'est la fraction de la phase « eau » par rapport à la phase liquide «eau + huile ».

$$Wcut = \frac{Q_w}{(Q_o+Q_w)} \dots\dots\dots (IV.4)$$

Exemple de calcul : (test de puits **HR162**)

✓ $GOR = \frac{11704}{120.3} = 97.29 \text{ (stm}^3/\text{m}^3\text{)}$

✓ $WOR = \frac{13,62}{120.3} = 11\%$

✓ $GLR = \frac{11704}{(13,62+120.3)} = 87.4 \text{ (stm}^3/\text{m}^3\text{)}$

✓ $Wcut = \frac{13,62}{(13,62+120.3)} = 10\%$

Tableau récapitulative de résultat de calcul pour les autres tests :

Tab.IV.2. Tableau récapitulatif de résultat de calcul

puits	GOR (stm ³ /m ³)	WOR (%)	WATER cutt (%)	GLR (stm ³ /m ³)	Q liquide
HR 162	97,29	11%	10%	87,4	133,9
HRS014	71,90	3%	3%	69,64	183,5
HRS020	15,92	25%	20%	12,74	85,3

IV.6. Interprétation :

Comme il a été montré précédemment par les courbes qu'on a une chute de pression, les résultats de calcul de GOR montre que même avec la chute de pression, l'effluent n'a pas assez d'énergie pour convaincre les forces de résistance à l'écoulement et ceci est dû en partie au faible GOR de nos puits car un puits éruptif a un GOR de **150 stm³/m³** ou plus.

On constate aussi des importantes valeurs de WOR et Wcut pour les deux puits HR162 et HRS020 ce qui traduit les entrées d'eau.

Pour le puits **HRS014** on remarque de faible et stable valeur de WOR et Wcut ce qui indique qu'il n'y a pas un grand problème de salinité au niveau de ce puits

IV.7. Etude prévisionnel :

Prendre une décision d'activation d'un puits ou de changement d'une complétion ou même la mise en place d'un système de dessalage n'était jamais basé sur les données actuelles seulement. Il faut assurer que ces coûteux changements soient utiles et donneront leur effet actuellement et aussi avec les futurs changements des différents paramètres de production. Pour cette raison il est indispensable d'estimer ces futurs paramètres de fonctionnement.

On peut dire que le puits est naturellement éruptif si la pression d'entrée du brut au séparateur est supérieure à certain seuil pour effectuer la séparation.

C à dire : $P_{sep} = P_{tete} + \Delta P_{ligne} + \tau_{securité}$

Et : $P_{sep} \geq 12 \text{ bar} \Rightarrow P_{sep} \geq 174 \text{ psi}$

IV.7.a. Puits HR162 :

- **Tendance de la courbe de pression de tête :**

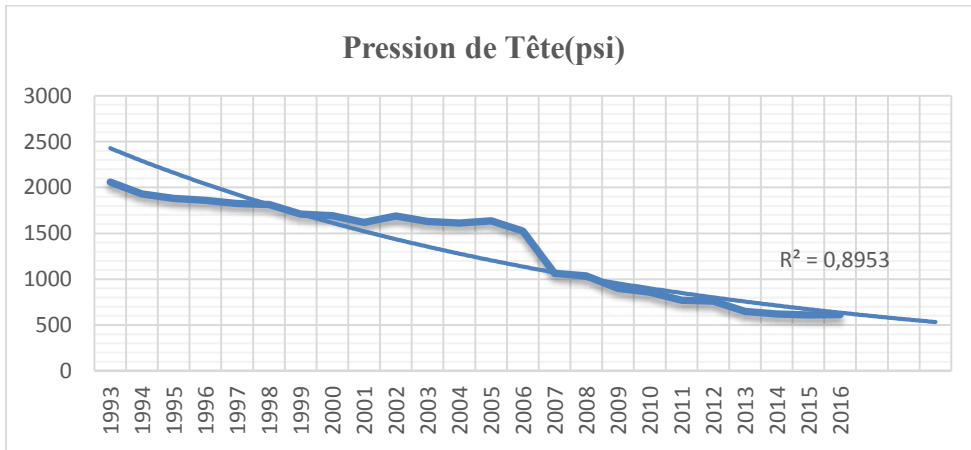


Fig.IV.11. Courbe de la pression de tête et sa tendance (HR162).

- Les prévisions des futures pressions de tête :
Par une interpolation on a estimé les futures valeurs des pressions de tête

Tab.IV.3. prévisions des futures pressions de tête (HR162)

Années	Pression de tête (psi)
2017	600
2018	580
2019	550
2020	500

Pour déterminer les pressions d'entrée au séparateur, On va procéder comme suit pour :

- injection des données de réseau de collecte (distance, pipe ID, élévation...) et les données de notre fluide (GOR, Water cut, viscosité...) dans le logiciel PIPESIM,
- choix d'une corrélation pour l'écoulement horizontal (**BEGGS** et **BRILL** donne des approximations dans les conduites horizontales)
- on trace le courbe de pression on fonction de distance (*Pressure Vs Distance*)

IV. ANALYSE DE L'HISTORIQUE DES PUIITS (HR162 - HRS014 - HRS020)

- iv. dans la case *sensitivity* en peut avoir les différentes allures de courbe de pression en changeant la pression d'entrée à la ligne.

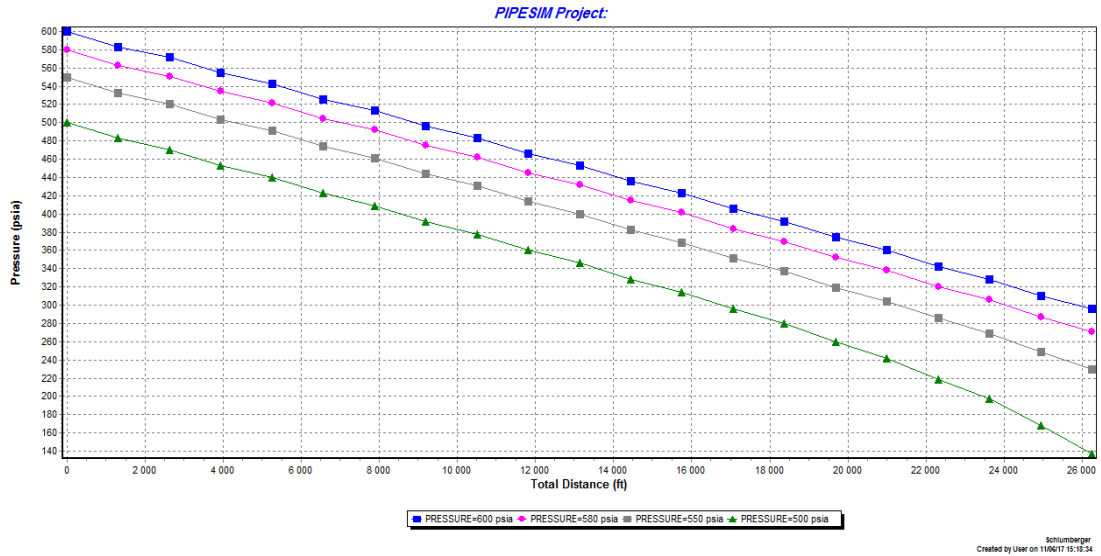


Fig.IV.12. Courbe de pression en fonction de distance (*Pressure Vs Distance*) puits (HR162)

D'après la figure si dessus (Fig.IV.12) on a :

Tab.IV.4. les futures pressions de séparation (HR162).

Années	Pression de séparation (psi)
2017	295.59
2018	270.97
2019	229.44
2020	136.98

IV.7.b. Puits HRS014 :

On va suivre la procédure précédente :

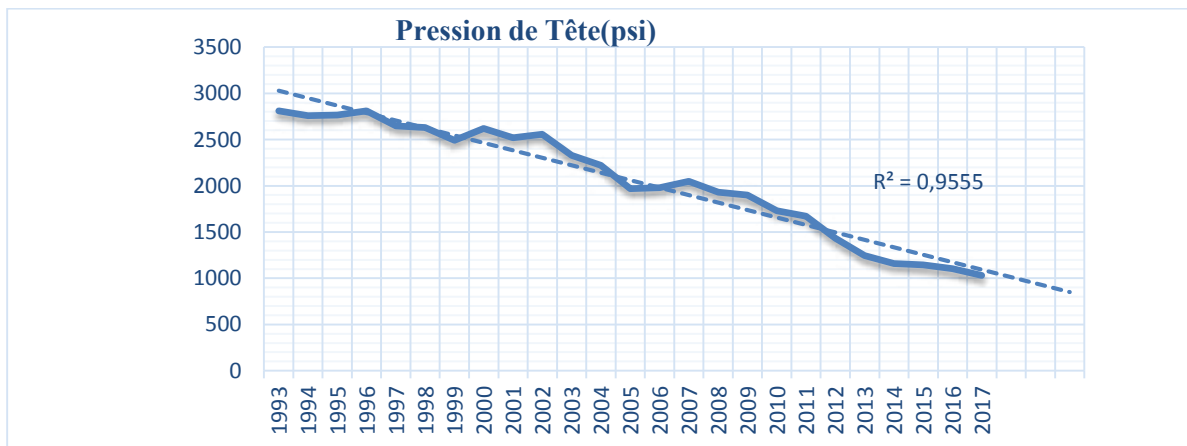


Fig.IV.13. Courbe de la pression de tête et sa tendance (HRS014).

Tab.IV.5. prévisions des futures pressions de tête (HRS014)

Années	Pression de tête (psi)
2017	1102
2018	950
2019	900
2020	830

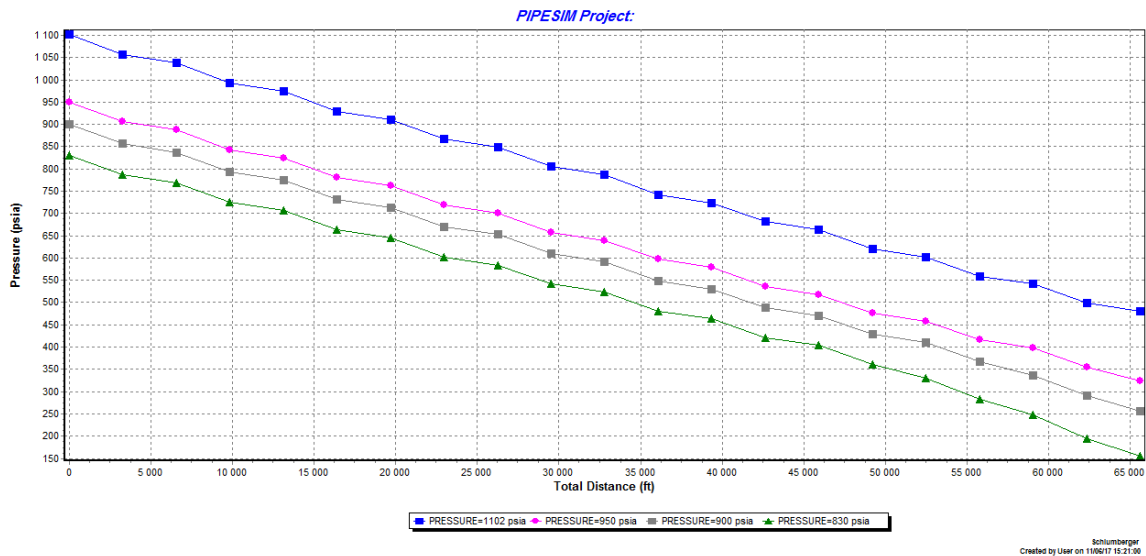


Fig.IV.14. Courbe de pression en fonction de distance (*Pressure Vs Distance*) puits (HRS014)

Tab.IV.6. Pressions de séparation (HRS014)

Années	Pression de séparation (psi)
2017	481.5
2018	314.67
2019	256.63
2020	155.27

- Pour ce puits la tendance de la courbe de pression de séparation et le tableau ci-dessus (Tab.IV.6.) en 2020 la pression de séparation sera insuffisante d'où la nécessité de l'activation de ce puits.

IV. ANALYSE DE L'HISTORIQUE DES PUIITS (HR162 - HRS014 - HRS020)

IV.7.c. Puits HRS020 :

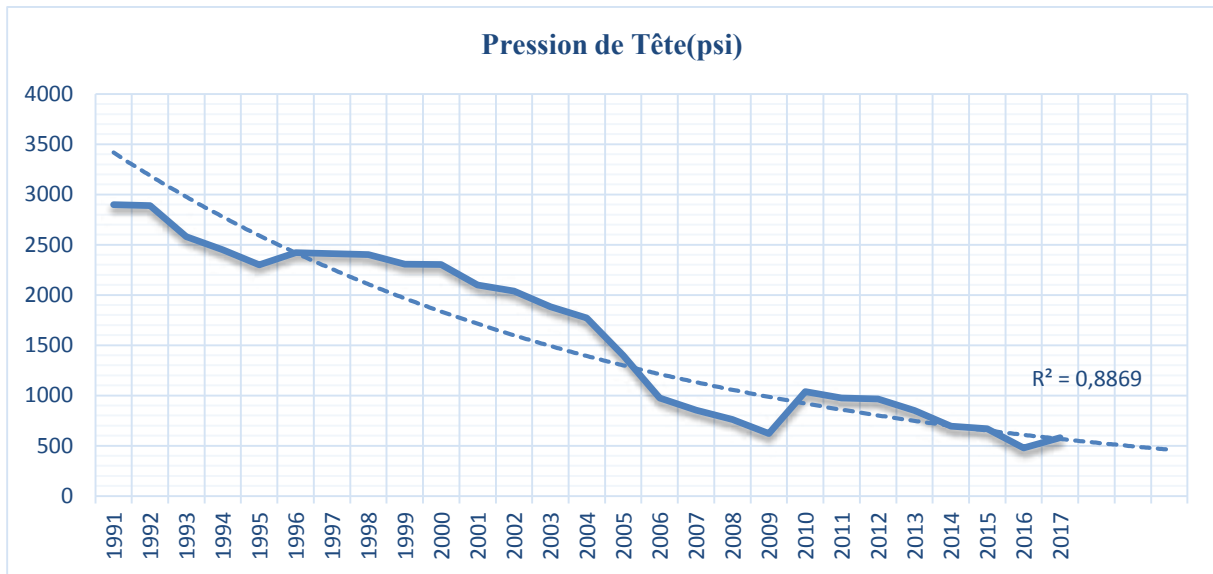


Fig.IV.15. Courbe de la pression de séparation et sa tendance (HRS020).

Tab.IV.7. prévisions des futures pressions de tête (HRS020)

Années	Pression de tête (psi)
2017	580
2018	520
2019	490
2020	430

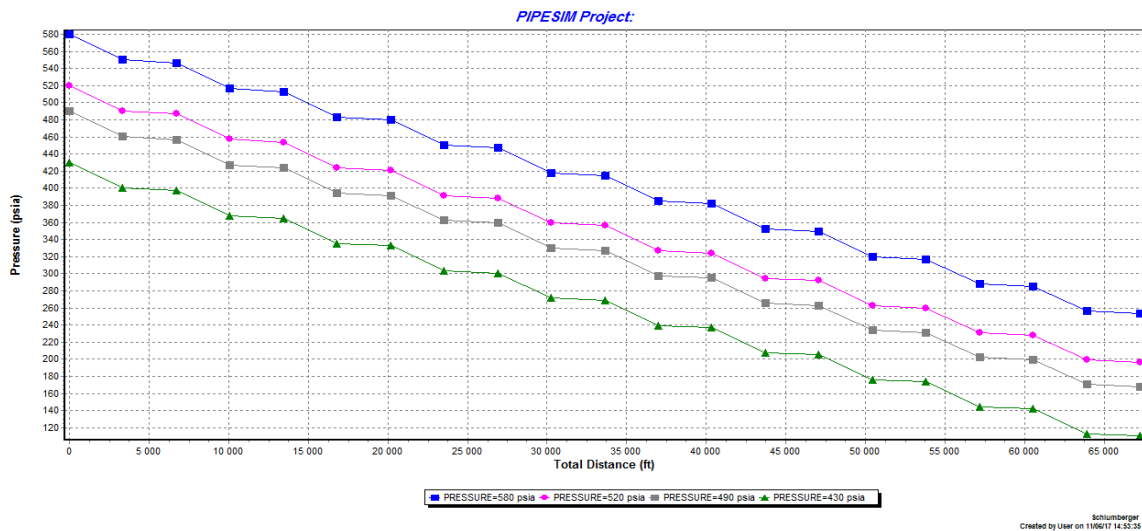


Fig.IV.16. Courbe de pression en fonction de distance (*Pressure Vs Distance*) puits (HRS020)

Tab.IV.8. Pressions de séparation (HRS020)

Années	Pression de séparation (psi)
2017	253.38
2018	196.59
2019	168.06
2020	110.73

Tableau récapitulatif des résultats :

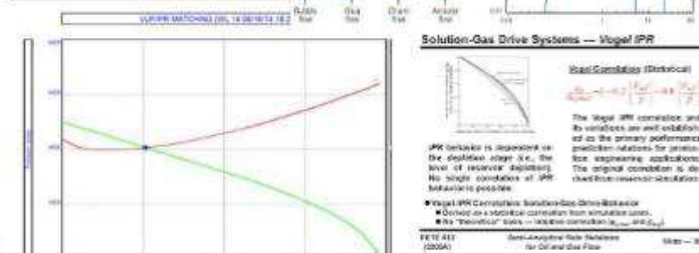
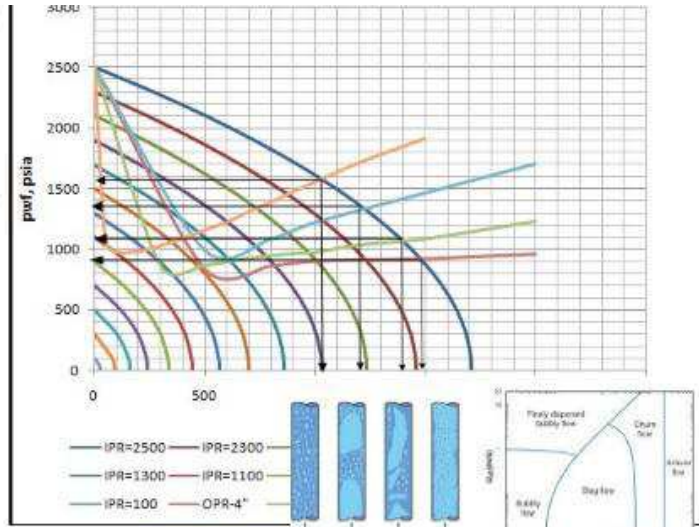
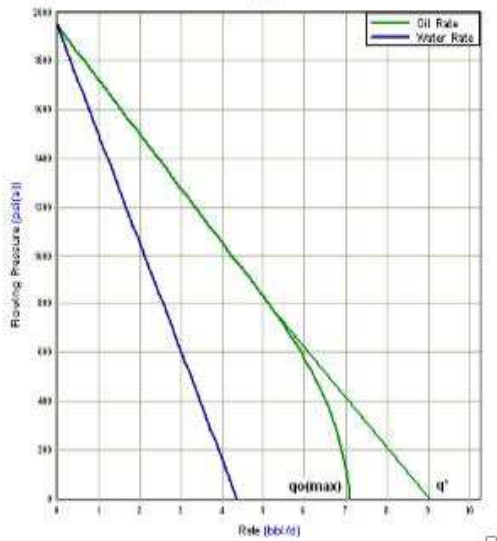
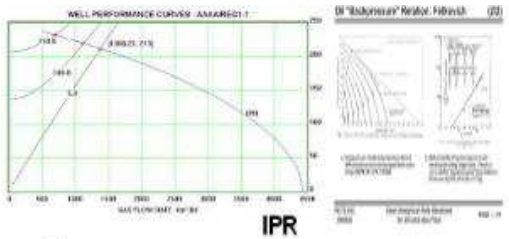
Tab.IV.9. Tableau récapitulatif des Pressions de séparation

Années	Pression de séparation (psi)		
	HR162	HRS014	HRS020
2017	295.59	481.5	253.38
2018	270.97	314.67	196.59
2019	229.44	256.63	168.06
2020	136.98	155.27	110.73

Interprétation :

- D'après les figures ci-dessus (**Fig.IV.12-14-16**) on constate une énorme baisse de pression allons de la tête de puits vers le centre de traitement à cause de la perte de charge dans les conduites de transport.
- Et on remarque aussi une baisse de pression avec le temps dû à la déplétion de réservoir.
- Ces deux facteurs engendrent des basses pressions insuffisantes pour la séparation
- comme montre le tableau ci-dessus (la zone rouge) les pressions sont inférieure au seuil de pression de séparation ($P_{sep} \leq 174 \text{ psi}$), dans ce cas la mise en activation des puits nécessaire.

CHAPITRE V : PERFORMANCE DES PUITS



IPR behavior is dependent on the depletion stage, i.e., the level of reservoir depletion. No single correlation of IPR behavior is possible.

Vogel IPR Correlation Solution-Gas Drive Behavior

Derived as a specific correlation from simulator studies.

No "theoretical" basis in relative permeability $k_{r,o}$ and $k_{r,w}$.

© 2004 Schlumberger Flow Solutions

V. PERFORMANCE DES PUITES

V.1. Introduction :

Pour l'analyse d'un système de production, on se base sur la théorie de l'analyse nodale qui consiste à diviser le chemin d'écoulement du fluide depuis le réservoir jusqu'à la surface en deux parties qui se rencontrent en un point appelé nœud, situé dans notre cas au fond du puits, donc l'écoulement dans le réservoir (avant le nœud) est appelé le **INFLOW**, et l'écoulement du fond de puits jusqu'à la surface (après le nœud) est l'**OUTFLOW**.

V.2. Inflow performance d'un puits :

C'est la capacité d'un puits d'évacuer le fluide contenu dans le réservoir au fond du puits. L'équation de **DARCY** généralisée permet de décrire l'écoulement (radial circulaire) du fluide dans le réservoir en tenant compte des différents paramètres :

$$Q = \frac{Cst \times K \times h}{Ln(r_e/r_w)} \int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp$$

Où :

Q : Le débit.

K : Perméabilité absolue.

h : Hauteur.

r_e : Rayon de drainage.

r_w : Rayon de puits.

Sachant que $f(p)$ est une fonction de pression :

$$f(p) = \frac{K_o(p)}{\mu_o(p) \times B_o(p)}$$

Où :

K_o : La perméabilité relative à l'huile.

μ_o : La viscosité de l'huile.

B_o : Le facteur volumétrique de fond.

❖ Courbe IPR :

C'est la courbe caractéristique d'inflow, elle représente l'évolution de la pression de fond P_{wf} en fonction de débit dans le réservoir.

En se basant sur la loi de DARCY généralisée on peut tracer cette courbe, mais on doit prendre en considération le type d'écoulement pour simplifier la loi.

A. Ecoulement monophasique :

Il s'agit d'un écoulement d'un seul fluide, dans notre cas si lorsque la pression de fond soit supérieur à la pression de bulle

Dans ce cas la loi **DARCY** s'écrit :

V. PERFORMANCE DES PUITES

$$Q = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times h}{\ln \left(r_e/r_w - \frac{3}{4} + S + \lambda q \right)} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp$$

Où :

S : Le skin.

λq : Terme de turbulence.

Si on suppose que :

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp = \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} (P_r - P_{wf})$$

$$\ln \left(r_e/r_w - \frac{3}{4} + S + \lambda q \right) = 7,08 \times 10^{-3}$$

Alors la loi de **DARCY** devient :

$$Q = \frac{(P_r - P_{wf}) \times K \times h}{\mu_o \times B_o}$$

Donc :

$$Q = IP \times (P_r - P_{wf})$$

Où :

$$IP = \frac{K_o}{\mu_o \times B_o}$$

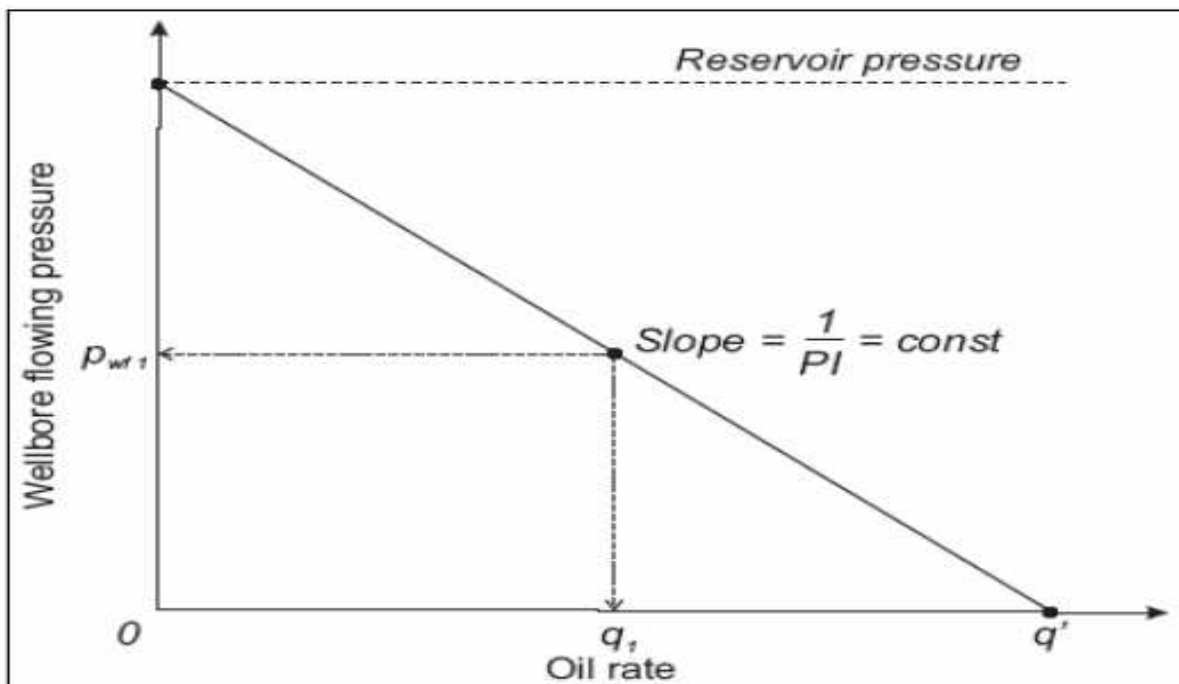


Fig.V.1. La courbe IPR

V. PERFORMANCE DES PUITES

B. Ecoulement diphasique :

Il s'agit d'un écoulement simultané de deux fluides ; c'est le cas où la pression de gisement est inférieure à la pression de bulle. Donc on aura un écoulement simultané d'huile et de gaz. L'équation de VOGEL peut décrire ce type d'écoulement.

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right)^2$$

En introduisant les pertes de charges sur l'équation de VOGEL, elle devient comme suite :

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = FE \times (1 - R) \times (1.8 - 0.8 \times FE \times (1 - R))$$

Tel que :

FE : Efficacité de l'écoulement. $FE = \frac{P_r - P'_f}{P_r - P_f}$

Où : $P'_f = P_f + \Delta P_s$

Avec : ΔP_s pertes de charge dues à l'effet skin.

Et $R = \frac{P_f}{pr}$

q_o : Débit d'huile.

P_{wf} : Pression de fond.

pr : Pression de gisement.

$q_{o \max}$: Le débit maximal, il peut être déterminé à partir des tests.

Pour un débit donné on aura :

$$q_{o \max} = \frac{q_o(\text{test})}{1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right)^2}$$

C. Combinaison entre les deux types d'écoulement :

L'équation de DARCY est valable quel que soit la pression, par contre l'équation de VOGEL n'est valable que pour des pressions inférieures à la pression de BULLE, donc pour avoir une équation générale qui peut décrire l'écoulement pour n'importe quelle pression on va injecter l'équation de VOGEL dans celle de DARCY en divisant l'intégral en deux parties, comme suite :

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp = \int_{P_{wf}}^{P_b} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp + \int_{P_b}^{P_r} \frac{K_o}{\mu_o \times B_o} dp$$

Donc on a deux domaines :

i. Lorsque $P_b < P < P_r$: On est on écoulement monophasique :

$$Q_o = IP \times (P_r - P_{wf})$$

$$Q_{o \max}(DARCY) = IP \times P_r$$

ii. Lorsque $P_{wf} < P < P_b$: On est en diphasique :

$$Q_o = Q_{omax} \left[1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right)^2 \right]$$

Dérivons cette équation on aura :

$$\frac{dq_o}{dP_{wf}} = q_{omax} \left[\frac{0.2}{P_r} + 1.6 \frac{P_{wf}}{P_r} \right]$$

Par conséquent :

$$IP = q_{omax}(vogel) \times \left[\frac{1.8}{P_b} \right]$$

$$P_b = IP \times (P_r - P_b)$$

Donc :

$$q_{omax} = q_b \times \left[IP \times \frac{P_b}{1.8} \right] = q_b + q_{omax}(vogel)$$

En effet, pour déterminer le débit à une pression inférieure à P_b on :

$$q_o = q_b + (q_{omax} - q_b) \left[1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right)^2 \right]$$

$$q_o = IP \times (P_r - P_b) + \frac{IP \times P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{pr} \right)^2 \right]$$

Ce qui donne :

$$IP = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \left[\frac{P_b}{1.8} - 0.2 P_{wf} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{p_b} \right]}$$

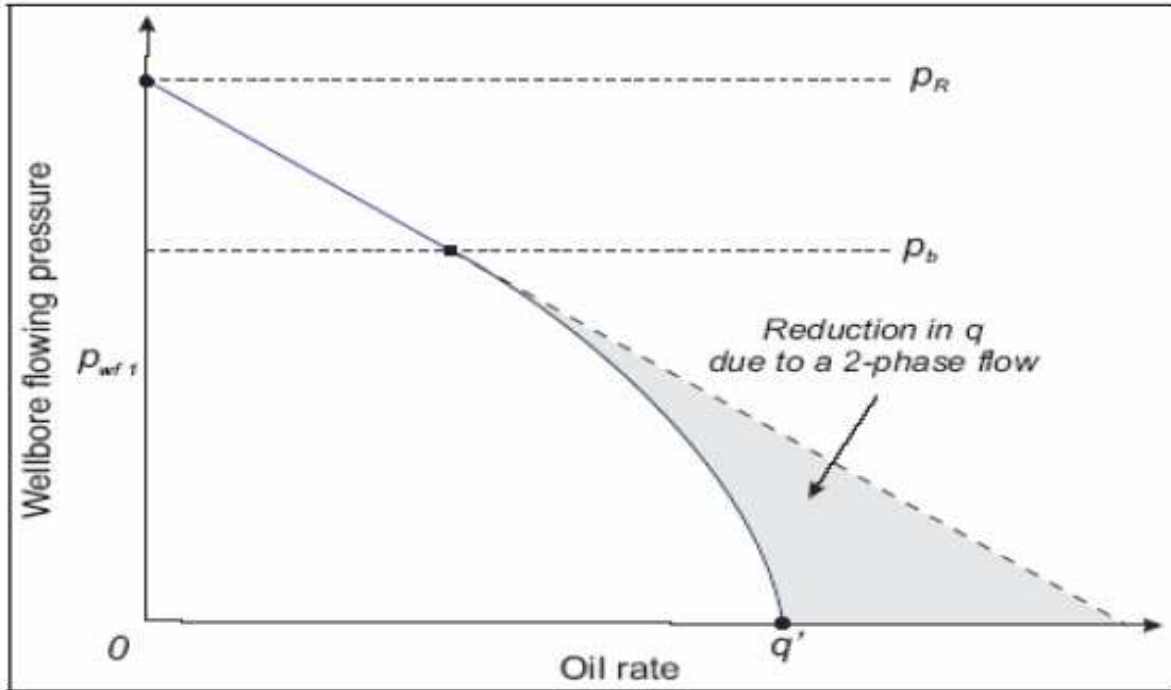


Fig.V.2.Courbe IPR de la combinaison entre l'écoulement monophasique et diphasique

V.3.Tubing performance curve TPC (outflow):

Elle représente la capacité de l'installation (tubing) de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits.

La courbe TPC exprime le débit de fluide en fonction de la pression de fond dynamique pour l'écoulement dans le tubing, pour tracer cette courbe on se base principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

Il s'agit d'un écoulement diphasique ou même triphasique (eau, huile, gaz) dans une conduite verticale, donc on aura l'équation générale de gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge qu'on peut les rencontrer :

$$\frac{dP}{dh} = \rho_m + \frac{f_m \times \rho_m \times v_m^2}{2 \times g_c \times d} + \frac{f_m \times \rho_m \times v_m \times d}{h \times g_c \times d}$$

Cette équation renferme trois termes :

- Terme exprime les pertes dues à la pression hydrostatique du fluide dans la colonne.
- Terme exprime les pertes dues aux frottements.
- Terme exprime les pertes dues à l'accélération.

Tel que :

ρ_m : Masse volumique du mélange.

f_m : Facteur de frottement.

v_m : Vitesse du mélange.

g_c : Accélération de la gravité.

La difficulté de résoudre cette équation réside dans la détermination des paramètres ρ_m et f_m

V. PERFORMANCE DES PUITES

Et pour cela on fait appel à des corrélations faites pour le calcul des pertes de charges dans les conduites. Parmi les corrélations les plus utilisées on peut citer les suivantes :

V.3.1. Corrélations de BEGGS et BRILL :

Cette corrélation est faite d'origine pour l'écoulement dans les conduites horizontales et faibles diamètres, mais les auteurs ont introduit un facteur qui prend en considération l'inclinaison, entre 90° et 60°.

Cette méthode est basée sur la détermination des régimes d'écoulement qui dépend de :

- 1) Hold-up des liquides sans frottements.

$$\lambda = \frac{q_l}{q_l + q_g}$$

- 2) Nombre de **FROUDE** (N_{FR}) : $N_{FR} = \frac{V_m}{g \times d}$

- V_m : vitesse superficielle de mélange ;
- d : diamètre.

- 3) Calcul de paramètre de correction.

$$L1 = 316 \times \lambda^{0.302}$$

$$L2 = 0.1 \times \lambda^{-1.4516}$$

$$L3 = 0.0009252 \times \lambda^{-2.4684}$$

$$L4 = 0.5 \times \lambda^{-6.738}$$

- 4) Sélection de régime :

Régime d'écoulement	Limites
ségrégation	$\lambda < 0.01$ et $N_{FR} = L1$ ou $\lambda < 0.01$ et $N_{FR} = L2$
transition	$\lambda < 0.01$ et $L2 < N_{FR} < L2$
intermittent	$0.001 < \lambda < 0.4$ et $L3 < N_{FR} < L1$ ou $\lambda < 0.4$ et $L3 < N_{FR} < L4$
distribution	$\lambda < 0.4$ et $N_{FR} < L1$ ou $\lambda > 0.4$ et $N_{FR} > L4$

- 5) Calcul de facteur de corrélation :

$$C = (1 - \lambda) \times \ln(d \times \lambda^e \times N_{IV}^f \times N_{FR}^j)$$

Avec :

Écoulement	d	e	f	J
ségrégation	0.011	-3.768	3.539	-1.614
intermittent	2.960	0.3050	-0.4473	0.0978

NB : pour l'écoulement de distribution $C = 0$.

- 6) calcul de facteur de correction de hold-up :

V. PERFORMANCE DES PUITES

$$\psi = 1 + c \times [\sin(1.8 \theta) - 0.333 (\sin(1.8 \theta))^3]$$

Pour tubing vertical : $\psi = 1 + 0.3 \times c$

7) Calcul de liquid hold-up :

$$H_L(\theta) = H_L(0) \times \psi$$

8) Calcul du rapport de friction :

$$F_{TP}/F_{NS} = e^S$$

$$\text{Avec : } S = \frac{\ln Y}{-0.523 + 3.182 \ln Y - 0.8725 (\ln Y)^2 + 0.01853 (\ln Y)^4}$$

$$Y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2}$$

9) calcul du facteur de frottement sans glissement :

$$F_{TP} = \frac{1}{[2 \times \log(\frac{N_{RE}}{4.5223}) \times \log N_{RE} - 3.8215]^2}$$

10) calcul du facteur de frottement pour les deux phases :

$$FTP = \frac{F_{NR} \times F_{TP}}{F_{NS}}$$

11) le gradient de pression :

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{\rho_{TP} + \frac{F_{TP} \times G_m \times V_m}{2 g d}}{1 - \frac{\rho_{TP} \times V_m \times V_{sg}}{g P}}$$

Où : $\rho_{TP} = \rho_L \times H_L + \rho_g \times (1 - H_L)$

V_m : vitesse superficielle $V_m = V_{SL} + V_{SG}$

V.3.2. Corrélation de HAGEDON & BROWN :

La corrélation de **HAGEDON & BROWN** est une prolongation de celle de **POETTMAN & CARPENTER**, ils ont étudié l'effet de liquide (viscosité, tension superficielle...) sur les pertes de charge avec différentes valeurs de débit (220 bbl/d à 980 bbl/d), d'un GLR qui varie entre 194 et 1845 scf/bbl et pour diamètre de (1"¾ à 2"⅞) de tubing.

Ils ont constaté que ces propriétés ont un grand problème sur les pertes de charge.

La formule utilisée pour cette corrélation est :

V. PERFORMANCE DES PUITES

$$\frac{144\Delta P}{\Delta h} = \rho_n + \frac{f_w^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5 \rho_n} + \rho_m \times \frac{\Delta(V_m^2)}{2g \Delta h}$$

La méthode de calcul de cette corrélation est la suivante :

❖ Commençons avec une pression connue P1, Supposons une valeur P2, et calculons la variation de la hauteur.

1) Calculons la pression moyenne entre les points en (psi).

2) Calcul de la densité de l'huile : $\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API^\circ}$

3) Calcul de la masse d'une unité de volume :

$$m = 350\gamma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + 350\gamma_o \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) + 0.0764 \times GLR \times \gamma_g$$

4) Calcul de débit massique :

$$w = q \times m$$

5) Calcul de la densité de la phase liquide :

$$\rho_n = \left[\frac{62.4\gamma_o + \frac{0.0764 R_s}{5.614}}{B_o} \right] \times \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + [62.4\gamma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right)]$$

6) Calcule de Z (facteur de compressibilité de gaz) : $\bar{Z} = f(\bar{P}, \bar{T})$

7) Calcul de la masse volumique moyenne de gaz :

$$\rho_g = \gamma_o \times 0.0764 \times \left(\frac{\bar{P}}{14.7} \right) \left(\frac{720}{\bar{T}} \right) \left(\frac{1}{\bar{Z}} \right)$$

8) Calcul de la viscosité moyenne à (\bar{P}, \bar{T}) d'après plusieurs corrélations.

9) Calcul de la viscosité de mélange (eau + huile) :

$$\mu_L = \mu_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \mu_m \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right)$$

Par approximation on suppose que les tensions inter faciales sont constantes à chaque point sous pression et on calcule celles de mélange :

$$\sigma_L = \sigma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \sigma_m \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right)$$

10) Calcul du nombre de viscosité liquide (NL) :

$$N_L = 0.15726 \mu_o \left[\frac{1}{\sigma_o \times \sigma_L^3} \right]$$

11) En fonction de NL, on détermine la surface traversée par le fluide :

V. PERFORMANCE DES PUITES

$$A_p = \left(\frac{\pi d^2}{4}\right)$$

12) On détermine B_o , et en supposant que $B_w = 1$

13) D'où le calcul de V_{SL} (vitesse superficielle du liquide) :

$$V_{SL} = \frac{561 \times q_L}{86400 \times A_p} \left[B_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + B_L \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

14) Calcul du nombre de vitesse liquide :

$$N_{NL} = 1.938 V_{SL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/4}$$

15) Calcul de la vitesse superficielle du gaz :

$$V_{sg} = \frac{q_l}{86400 \times A_p} \left[GLR - R_s \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) \right] \left(\frac{14.7}{\bar{P}} \right) \left(\frac{\bar{T}}{520} \right)^{\bar{Z}}$$

16) On détermine le nombre de vitesse de gaz :

$$N_{gv} = 1.938 V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/4}$$

Pour continuer on doit connaître le régime d'écoulement. S'il s'agit d'un écoulement de Bulle, on va utiliser une autre corrélation (corrélation de **Griffith**).

17) Calcul le nombre A définit par :

$$A = 1.071 - \left[\frac{0.221(V_{sg} + V_{sl})}{d} \right]$$

- Si : $A \geq 0.13$ on utilise la valeur trouvée.
- Si : $A \leq 0.13$ on prend $A = 0.13$

18) Calcul le nombre $B-A$:

- ❖ Si $B-A \geq 0$ continuer avec *Hagedorn & Brown*.
- ❖ Si $B-A \leq 0$ continuer avec *Griffith*.

19) Calcul du nombre de diamètre de la pipe :

$$N_d = 120.872 \times d \times \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}$$

20) Calcul du facteur de correction de la fonction Φ qui correspond à l'écoulement en bouillon :

$$\phi = \left(\frac{N_{LV}}{N_{gv}^{0.575}} \right) \left(\frac{\bar{P}}{14.7} \right)^{0.1} \left(\frac{CN_L}{N_a} \right)$$

21) Alors on peut obtenir la valeur de Ψ d'après la relation :

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\psi} \right) \times \psi$$

V. PERFORMANCE DES PUITES

22) Pour obtenir le facteur de friction, on détermine d'abord le nombre de Reynolds pour les deux phases :

$$(N_{Re})_{TP} = \frac{2.2 \times 10^{-2} \times w}{d[\mu_g^{1-H_L} \mu_L^{H_L}]}$$

23) On détermine la valeur de (ε/d) (rugosité relative) ($\varepsilon=0.00015$, est la valeur moyenne).

En fonction de ces valeurs, on tire le facteur de friction de l'équation :

$$\frac{1}{\sqrt{F}} = 1.14 - 2 \log\left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.29}}\right)$$

24) On calcule la masse volumique moyenne du mélange ρ_m par deux méthodes :

a) En utilisant la valeur de H_L

$$\rho_m = \rho_L \times H_L + \rho_g \times (1 - H_L)$$

b) On calcule ρ_m de la même manière que la méthode de *Poettman et Carpenter* supposant qu'il n'y a pas de glissement de phases.

$$\rho_m = \frac{M}{V_m}$$

25) On utilise la valeur la plus grande de ρ_m .

Refaire les étapes 8, 18, 19 et 20 pour **P1** et **P2**.

26) Calcul des vitesses des deux phases :

$V_{m1} = V_{sL1} + V_{sG1}$ Pour la pression **P1**.

$V_{m2} = V_{sL2} + V_{sG2}$ Pour la pression **P2**.

27) On détermine $\Delta(V_m^2) = |V_{m1}^2 - V_{m2}^2|$

28) On détermine ΔH correspondant à $\Delta P = P1 - P2$:

$$\Delta H = \frac{144 \Delta P - \frac{\Delta(V_m^2)}{2g}}{\frac{f_w^2}{2.9652 \times 10^{11} \times d^5 \times \rho_m} + \rho_m}$$

29) On commence avec P2 et connaissant la profondeur à P2, on suppose une autre pression et on refait les mêmes étapes précédentes.

V.4. Structures d'écoulement :

On a sept structures d'écoulement :

1. **Écoulement en bulles (*bubble flow*)** : cette structure apparaît avec des valeurs réduites du GOR.
2. **Écoulement en bouchons (*plug flow*)** : lorsque le GOR augmente, les bulles deviennent larges. En se combinant entre elles, elles forment des bouchons de gaz.
3. **Écoulement stratifié (*stratified flow*)** : une grande augmentation du GOR rend les bouchons longs ; ce qui permet de diviser l'huile et le gaz en deux couches séparées.

V. PERFORMANCE DES PUITES

4. **Ecoulement en vagues (*wavy flow*)** : avec l'augmentation du débit de gaz, l'interface stratifié gaz-huile devient en vagues.
5. **Ecoulement en vagues moutonnantes (*slug flow*)** : à force d'augmenter le débit de gaz, le GOR augmente la hauteur des vagues de liquide jusqu'à ce que la crête touche les parois de la pipe.
6. **Ecoulement annulaire (*annular flow*)** : une grande augmentation du GOR rend l'huile entourée par le gaz.
7. **Ecoulement dispersé (*mist flow*)** à l'extrême valeur du GOR le liquide se disperse dans le gaz et l'écoulement devient un brouillard.

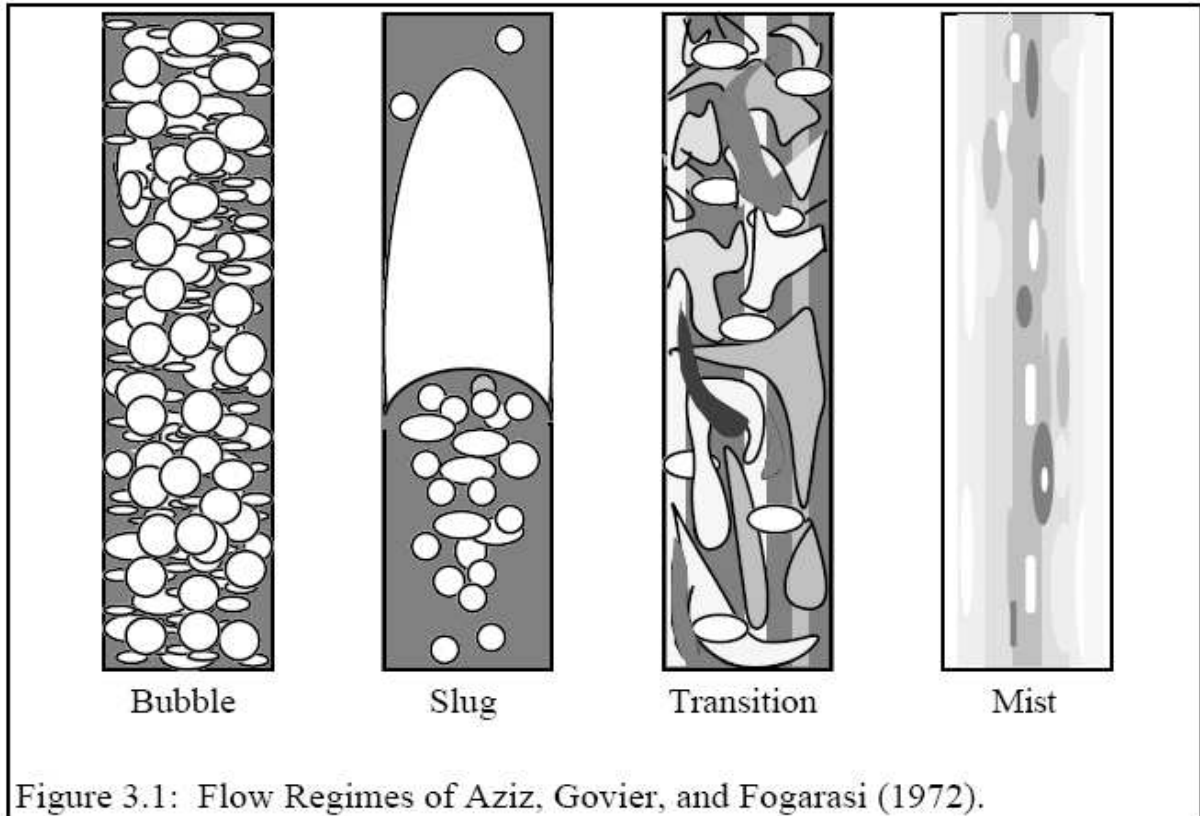
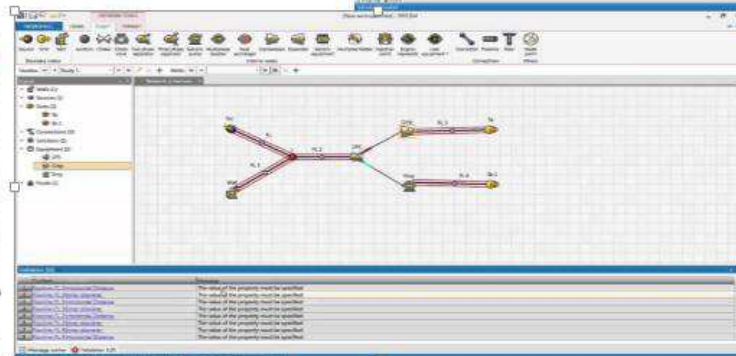
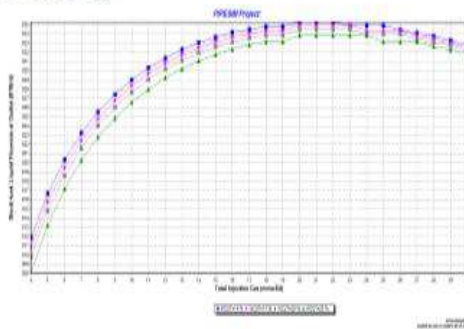
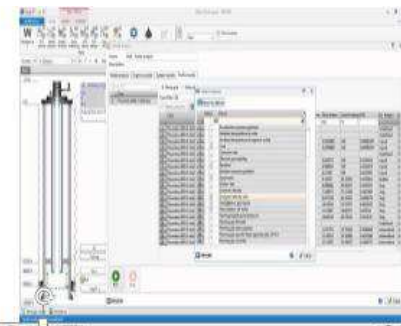
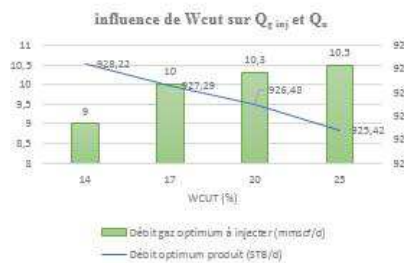
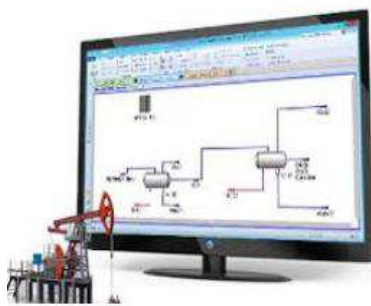


Figure 3.1: Flow Regimes of Aziz, Govier, and Fogarasi (1972).

Fig.V.3. Les structure d'écoulement

CHAPITRE VI : CALCUL ET OPTIMISATION DE GAS- LIFT



VI.1.Introduction :

L'analyse de la production des puits candidats nous a montré que ces derniers doivent faire face à deux problèmes :

- ❖ Chute de pression de gisement accrue et diminution de l'énergie naturelle des puits considérés.
- ❖ Augmentation de la production d'eau du gisement anormalement salée, ce qui provoque en plus de l'alourdissement de la colonne de production (des pertes de charges gravitaires), et de dépôt de sel à différents endroits du système de production (perforation, tubing, la Duse ...)

Parmi les différentes techniques utilisées pour remédier à ces problèmes, l'activation des puits par gaz lift avec un dessalage par injection de l'eau douce s'avère comme meilleure opportunité pour préserver la production du champ.

VI.2.1. Procédure de calcul de dessalage :

Dans le but d'éviter la déposition de sel dans le système de production on va étudier et déterminer les conditions favorables pour la solubilité et la dissociation du sel de l'eau de gisement :

VI.2.1. a. Domaine de la solubilité de Na Cl en fonction de la température :

La température a une action très importante sur la solubilité des sels. En règle générale, une élévation de la température augmente la solubilité des sels. D'après les analyses d'eau de formation, on trouve que 1 l d'eau dissout 260g de sel à 0°C et plus de 280 à 87°C.

L'eau produite à Hassi R'mel est salée saturée. Lorsque la température commence à chuter du fond vers la surface, la solubilité diminue, ainsi les dépôts de sel commencent à se former. (Fig.V.1. Courbe de Solubilité de Na Cl en fonction de la température).

VI.2.1. b. Le domaine de la température dans le système et de 0°C à 87°C :

0°C : T° après la Duse en cas de givrage du gaz.

87°C : T° maximale du système qui représente la température de fond.

VI.2.1. c. Domaine de la solubilité de Na Cl en fonction de la pression :

En général, la solubilité de Na Cl est liée proportionnellement à la pression c'est-à-dire plus la pression est élevée, plus la solubilité du sel dans l'eau augmente et inversement. (Fig.V.1.Courbe de solubilité du Na Cl en fonction de la pression)

Mais l'évolution de la solubilité en fonction de la pression dans le système (200 bar à 12bar) représentant la pression de fond et pression de tête, n'est pas considérée suite à la faible influence de la pression sur la solubilité (7g par 500bar).

Pour 165 bars : $X = \frac{7}{500} \times 200 = 2.8 \text{ g/l}$

Donc l'évolution de la solubilité des sels dans le système est de **2.8 g/l**, ce qui est négligeable au vu des salinités importantes de l'eau de gisement (plus que 280g/l)

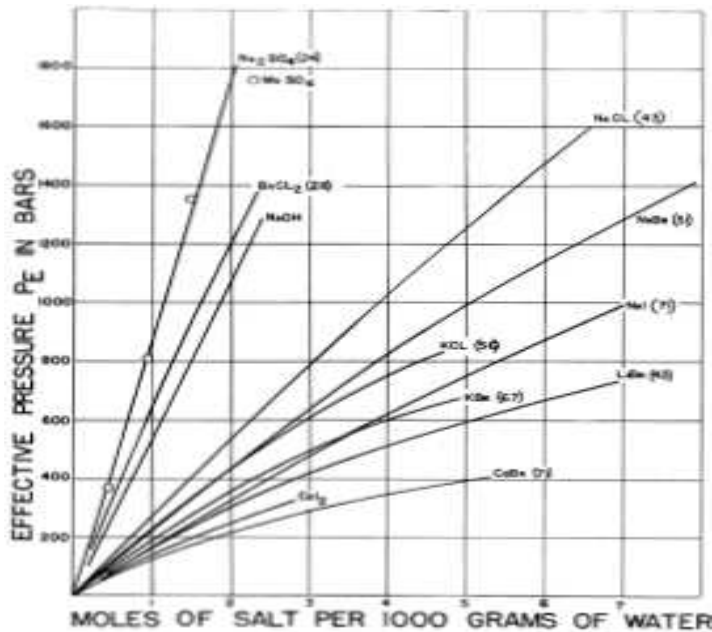


Fig.VI.1.Courbe de solubilité du Na Cl en fonction de la pression

VI.2.2. Loi de salinité :

Pour éviter les dépôts de sel dans le tubing, la quantité d'eau injectée doit assurer une salinité du mélange (eau de gisement +eau injectée) inférieure à la solubilité seuil. Par définition, la solubilité seuil est le degré de salinité au-delà duquel l'eau de gisement ne dissout plus le sel. C'est là que commence à se former les dépôts de sel.

Sachant que le Na cl est le sel prédominant, on va se référer à la courbe de solubilité (Fig.V.2) du Na cl pour déterminer la salinité seuil à 0° c, le cas le plus défavorable.

Pour calculer le débit d'eau à injecter, on va se référer à la formule suivante :

$$S_s(Q_{winj} + Q_f) = Q_{winj} \times S_i + Q_{wf} \times S_f \dots\dots\dots (V.1)$$

- Q_{winj} : Débit d'eau injecté (m³/j)
- Q_{wf} : Débit d'eau de formation (m³/j)
- S_s : Salinité seuil (g/l)
- S_i : Salinité d'eau d'injection (l'eau douce) (g/l)
- S_f : Salinité de l'eau de formation (g/l)

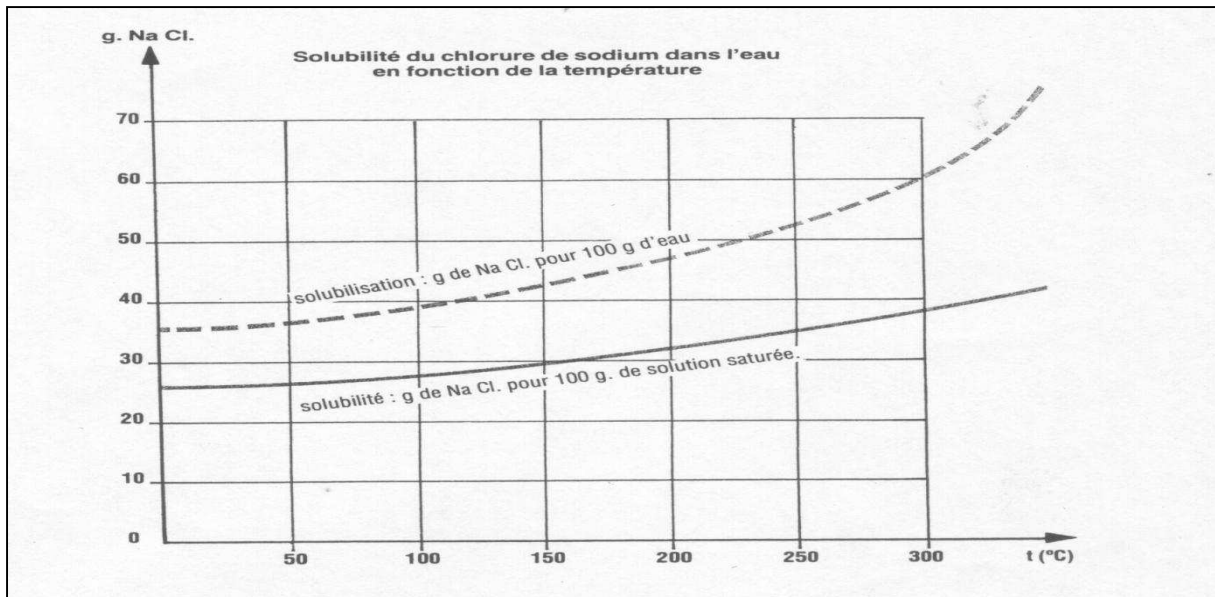


Fig.VI.2.Courbe de solubilité du Na Cl en fonction de la température

D'après le diagramme qui représente la variation de la solubilité dans une solution saturée en fonction de la température, la Salinité seuil à 0 °c est égale à **258g/l**.

La salinité d'eau de formation varie d'un puits à un autre et la salinité de l'eau d'injection (l'eau douce) est 4g/l.

VI.2.3. Calcul de la quantité d'eau :

On se basant sur l'équation (V.1), le débit d'eau est déterminé comme suit :

$$Q_{inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)} \dots\dots\dots (V.2)$$

Dans ce calcul le débit injecté est majoré par un coefficient de sécurité de « 5% ».

VI.2.4. Estimation du water-cut (résultant de l'injection) :

La détermination du water-cut est nécessaire pour l'optimisation du débit de gaz injecté pour l'activation des puits. Dans ce cas, on va prendre en considération le débit d'eau injecté dans le calcul du water cut.

Le water-cut par définition est le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile.

$$Wcut = \frac{Q_w}{(Q_0 + Q_w)} \dots\dots\dots (V.3)$$

Qw : C'est la somme du débit d'eau de la formation et l'eau injectée. $Q_w = Q_{inj} + Q_f$
 Q0 : Débit d'huile produit.

VI.3. OPTIMISATION DE GAZ LIFT

VI.3.1. Introduction aux pertes de charge :

Durant le parcours de fluide depuis le réservoir jusqu’à la tête de puits, son énergie initial sera perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charge sont la somme de deux facteurs :

- des pertes par friction de l’effluent sur les parois du tubing.
- le poids hydrostatique de l’effluent (gaz, eau et huile) dans le tubing.

Le Gas-lift permet d’augmenter la production d’un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à travers le point le plus profond possible.

Ceci aura deux effets opposés :

- l’augmentation des pertes par friction (**effet négatif**)
- la diminution du poids de la colonne (**effet positif**)

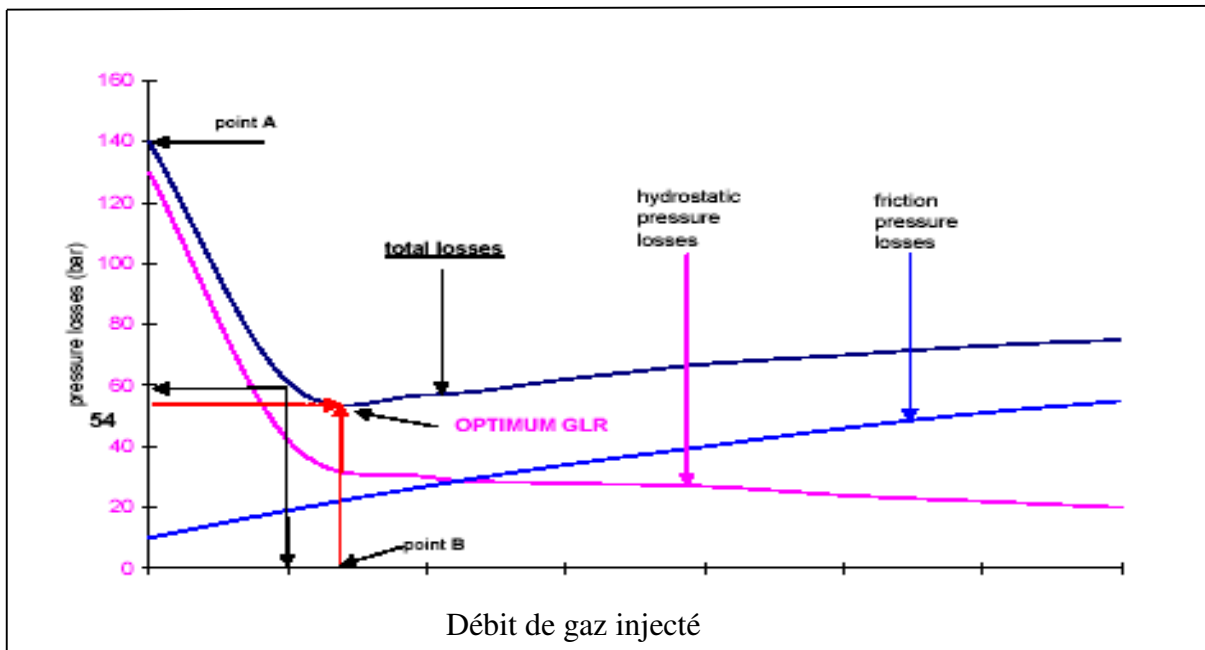


Fig.VI.3. Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté

La figure ci –dessus donne l’évolution des pertes de charge en fonction de GLR, où on remarque deux zones différentes :

- **dans la première zone**, l’augmentation de GLR diminue la perte de charge totale, et les pertes de charge gravitationnelles, malgré l’augmentation des pertes de charge par frottement.

- **dans la deuxième zone**, la perte de charge totale augmente, avec l’augmentation des pertes de charge gravitationnelles, et les pertes de charge par frottement, et ça malgré l’augmentation de GLR.

❖ Le minimum des pertes de charge totale correspond à un **GLR optimum**.

L'injection de gros volumes de gaz est un problème pour les lignes et les installations de surface. Ce gaz doit être transporté vers la station et doit être séparé. Il ajoute donc des pertes de charges dans les pipelines qui peuvent perturber des puits producteurs voisins. De plus, quand le volume de gaz disponible sur un champ est limité, il faut le partager judicieusement entre tous les puits afin de produire le maximum d'huile. Tous les puits ne seront pas à leur « **GLR optimum** » mais à leur « **GLR économique** ».

Pour cela il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter pour obtenir la production optimale en utilisant un logiciel appelé PIPESIM.

VI.3.2. APERCU SUR LE LOGICIEL PIPESIM :

Le logiciel PIPESIM est un outil informatique utilisé pour analyser les performances des puits. Il peut nous aider à :

- Optimiser la production
- Améliorer les performances des puits

On peut aussi :

- analyser le système de production
- déterminer les gradients de pression
- optimiser le Gas-lift.

Le PIPESIM englobe toutes les corrélations des pertes de charge connues, dans le réservoir (inflow), dans la colonne de production (outflow) avec les corrélations de PVT.

La création d'un modèle d'après le PIPESIM exige certain nombre de données, et pour avoir un meilleur fonctionnement de cet outil on doit présenter le maximum des données.

Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM sont :

- ✓ les données du rapport géologique
- ✓ les données du rapport de complétion du puits
- ✓ les données de well test
- ✓ les données de jaugeage

VI.3.3. PROCEDURE D'OPTIMIATION :

Le travail consiste à déterminer le débit de gaz à injecter afin d'avoir un débit d'huile maximal.

Et comme on a vu auparavant dans l'allure des pertes de charge en fonction de GLR ; au début les pertes de charge ne cessent que diminuer au fur et à mesure de l'augmentation de GLR, jusqu'à un point où toute augmentation de débit d'injection fait augmenter les pertes de charge ; ce point correspond au GLR optimal.

Les étapes qu'on doit suivre pour arriver à déterminer le GLR optimal sont :

- Introduction des données dans le PIPESIM.
- Le jeu sur la case "**System analysis**" permet d'introduire des valeurs différentes de débit de gaz, ce qui permet d'avoir des courbes d'**outflow** différentes et donc plusieurs points de fonctionnement différentes.
- On refait l'étape précédente avec d'autres valeurs afin d'avoir plus de points représentatifs.
- On trace une courbe : débit d'huile produit en fonction de débit de gaz injecté.
- Le débit de gaz optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe.

Et enfin, pour avoir une meilleure optimisation de Gas-lift, on doit travailler avec les corrélations les plus adéquates. Donc il est indispensable de bien choisir les corrélations.

VI.4.Choix des corrélations :

a) Courbe IPR (inflow) :

Pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit :

- l'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour $P_b < P_r$.
- l'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour $P_r < P_b$

Pour notre cas où on a $P_r < P_b$, on va utiliser l'équation de pseudo steady state avec correction de VOGEL, qui a la forme suivante :

$$q = \frac{J^* P}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right]$$

Puis on sélectionne les débits d'huile Q_o tel que $Q_o < Q_{o_{max}}$ et on détermine les pressions de fond dynamique P_{wf} , correspondantes, ensuite on porte les points obtenus sur le graphe $P_{wf} = f(Q_o)$ qui nous donne l'allure suivante :

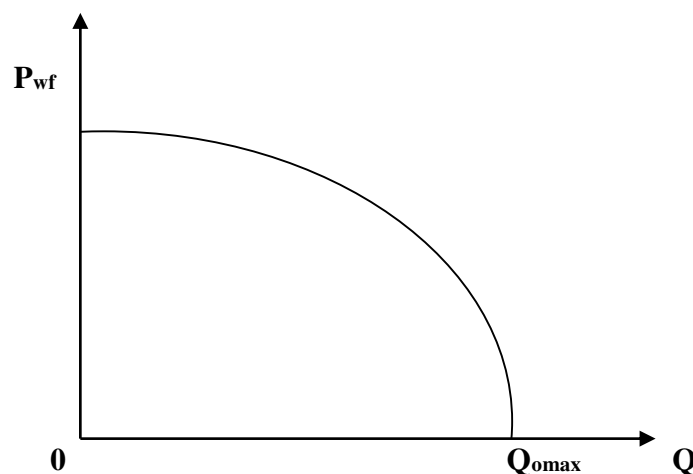


Fig.VI.4. La courbe IPR (inflow)

b) Courbe de VLP (outflow) :

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasique dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit. Parmi les corrélations utilisées dans le logiciel PIPESIM on a :

1. la corrélation de Mukerjee and Brill ;
2. la corrélation d'Orkiszewski ;
3. la corrélation de Hagedorn & Brown ;
4. la corrélation de Beggs&Brill.
5. la corrélation de Duns & Ros.

Le travail consiste à choisir une corrélation qui donne des résultats plus proches de ceux qui sont mesurés.

Vu le manque de données surtout les valeurs de la pression de fond dynamique, on va profiter de la disponibilité des données de la pression de tête. Et on va procéder de la manière suivante pour déterminer la corrélation convenable :

- 1) Introduisons les données de puits en plaçant le nœud au fond de puits.
- 2) Utiliser l'équation de pseudo steady state PSS combine de Vogel pour **Pres < Pb**.
- 3) Varions les corrélations de tubing « **vertical well bore corrélation** », et conservant celle de réservoir la même (**PSS+ Vogel**).
- 4) On va avoir pour chaque corrélation une pression de tête.
- 5) La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne une pression de tête proche de celle mesurée.

VI.4. Partie calcul :

VI.4.1. Application sur le puits HR162 :

1. Données (actuelle) :

Tab.VI.1. données actuelle du puits HR162.

puits	Date	pression de Tête (psi)	débit d'huile (m ³ /j)	débit d'eau (m ³ /j)	Gaz (stm ³ /j)
HR 162	2017	600	120,3	13,62	11704

2. Calcule de dessalage :

- i. en utilisant la formule (VI.2) en va calculer le débit d'eau à injecter pour assurer la solubilité de sel.
- ii. Pour des mesures de sécurité le débit d'eau calculé doit être majoré de « 5% ».

$$Q_M = Q_{w inj} \times 1,05$$

- iii. Les différents paramètres de salinité et solubilités sont des constantes pour le puits.
- iv. L'injection de l'eau va modifier le Water cut le GLR, la formule utilisée pour le calcul de Water cut est (V.3) et on calcule le GLR avec la formule (IV.3)

Les résultats de calcul sont dans les tableaux ci-dessous :

Tab.VI.2. les données de calcul de dessalage (HR162).

puits	Q_{wf} (m ³ /j)	S_s (g/l)	S_i (g/l)	S_f (g/l)
HR 162	13,62	258	4	350

3. Les nouveaux paramètres :

Tab.VI.3. les nouveaux paramètres après dessalage (HR162).

puits	Q_{winj} (m ³ /j)	$Q_w = Q_{winj} + Q_{wf}$	WATER cut (%)	GLR (stm ³ /m ³)	$Q_{liquide}$
HR 162	4,93	18,80	14%	87,4	139,10

4. Etude prévisionnel :

Afin de déterminer les futurs waters cut et visualiser leur impact sur l'optimisation de gaz lift, il faut faire des approximations sur le débit liquide (huile et eau) :

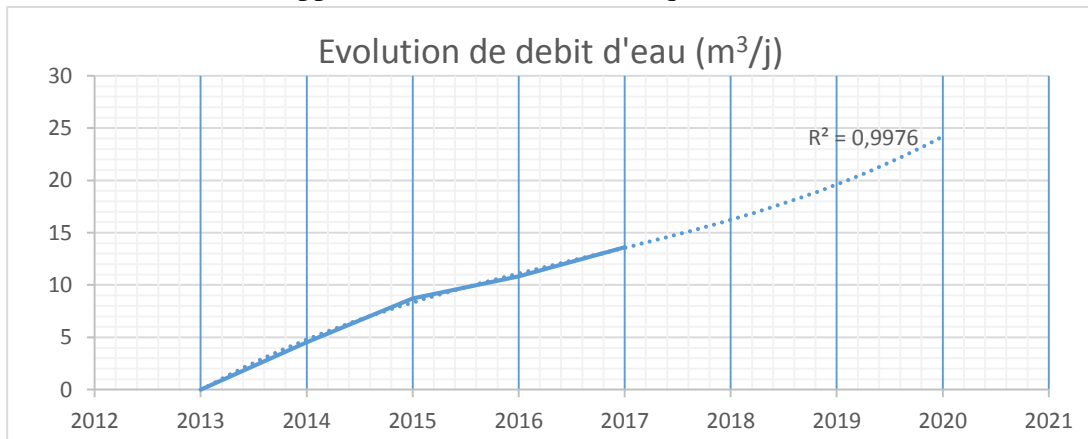


Fig.VI.5. courbe de tendance de débit d'eau (HR162).

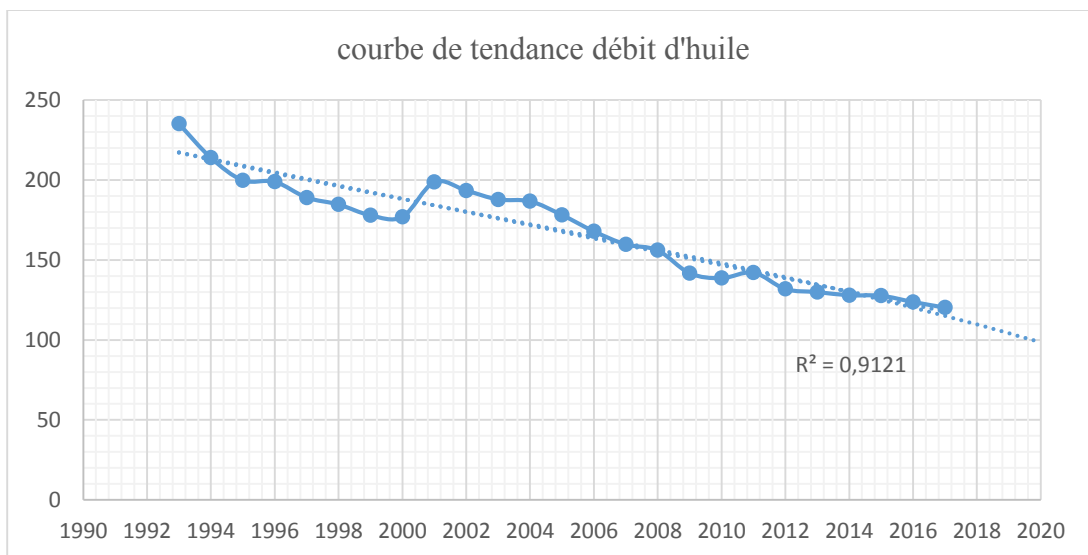


Fig.VI.6. courbe de tendance de débit d'huile (HR162).

- Le tableau suivant récapitule tous les approches sur les futurs débits et le calcul de dessalage ainsi les valeurs des nouveaux waters cut :

Tab.VI.4. Tableau récapitulatif de calcul de dessalage (HR162)

Années	Débit d'eau produite (m ³ /j)	Débit d'huile prévisionnel (m ³ /j)	Débit d'eau a injecté (m ³ /j)	Débit d'eau majoré de 5% (m ³ /j)	Q _w = Q _{inj} +Q _f (m ³ /j)	Q liquide (m ³ /j)	W _{cut} (%)
2017	13,62	120,3	4,93	5,18	18,80	139,10	14%
2018	16,2	110,8	5,87	6,16	22,36	133,16	17%
2019	19,5	105,4	7,06	7,42	26,92	132,32	20%
2020	24	100	8,69	9,13	33,13	133,13	25%

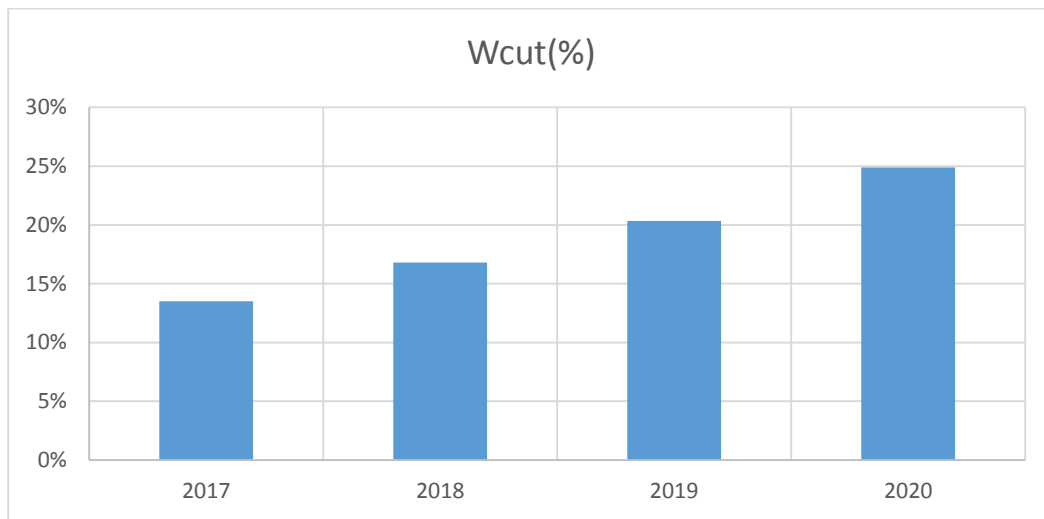


Fig.VI.7. Evolution des water cut (HR162).

5. Choix des corrélations (écoulement vertical) :

- la corrélation de Mukerjee and Brill ;
- la corrélation d'Orkiszewski ;
- la corrélation de Hagedorn & Brown ;
- la corrélation de Beggs&Brill.
- La corrélation de Duns & Ros.

D'après le graphe de la profondeur en fonction de pression (*Elévation vs pression*) on a tiré les pressions a 0 profondeur et les comparés avec la pression de tête mesure pour déterminé la corrélation la plus adéquat a ce puits :

Tab.VI.5. les pressions de tête mesurée par les différentes corrélations (HR162).

corrélacion	Mukerjee and Brill	Beggs&Brill	Duns & Ros	Hagedorn & Brown	Orkiszewski
P tête calculé (psi)	546,53	338,12	546,31	571,73	536,20
P tête mesuré (psi)	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
erreur relative ($ \Delta P / P_{\text{mesuré}}$) (%)	9%	44%	9%	5%	11%

➤ La corrélation qui donne une bonne approximation c'est celle de **Hagedorn & Brown** avec une erreur de 5%.

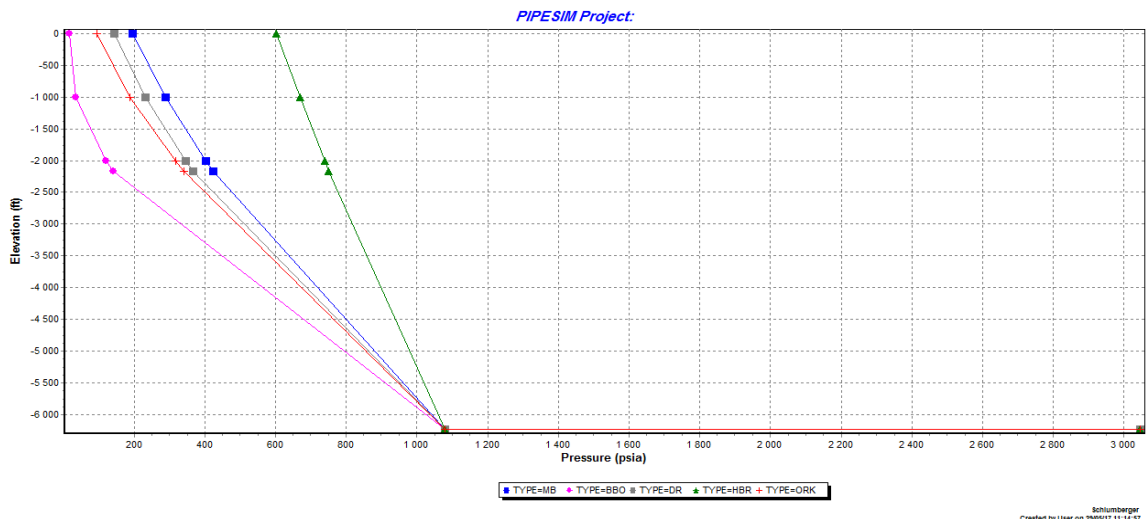


Fig.VI.8.les courbes de profondeur en fonction de pression (HR162).

6. Analyse nodale :

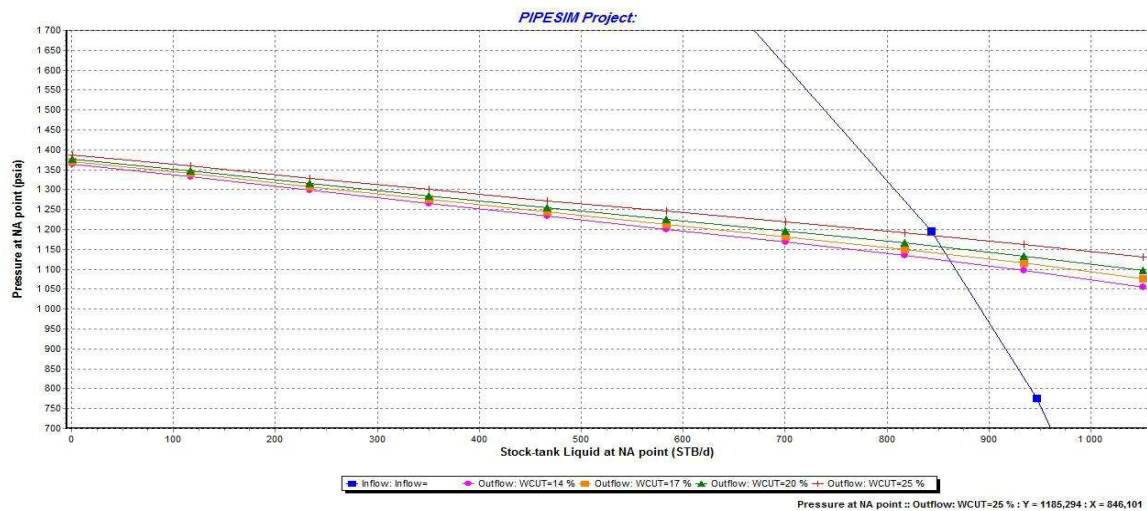


Fig.VI.9. Analyse nodale du HR162 et l'influence du water cut

Tab.VI.6.les résultats de l'analyse nodale et l'influence du water cut (HR162)

Années	Wcut (%)	Débit optimum (STB/d)	Pression de fond (psi)
2017	14	862.28	1120.16
2018	17	858.86	1139.07
2019	20	854.19	1155.88
2020	25	847	1183.19

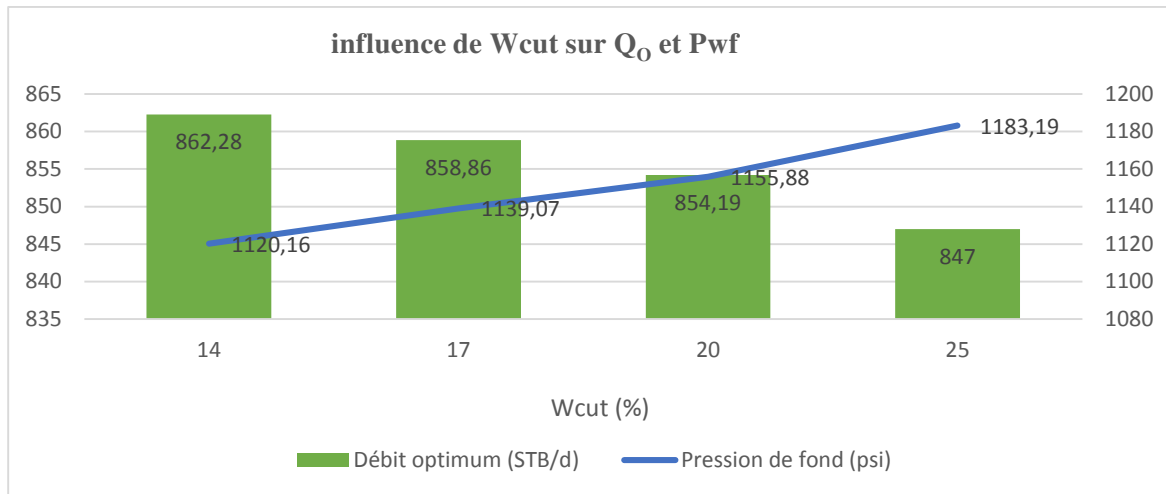


Fig.VI.10. influence de Wcut sur Q_o et Pwf (HR162)

- ❖ On remarque qu'avec l'augmentation du water cut (au futur) il y a une chute de débit optimum et une augmentation de la pression de fond du à l'augmentation des pertes de charges gravitaire qui résultent à l'augmentation des entrées d'eau de grand densité (traduit par l'augmentation du water cut).

7. Influence du water cut sur le débit de gaz à injecté :

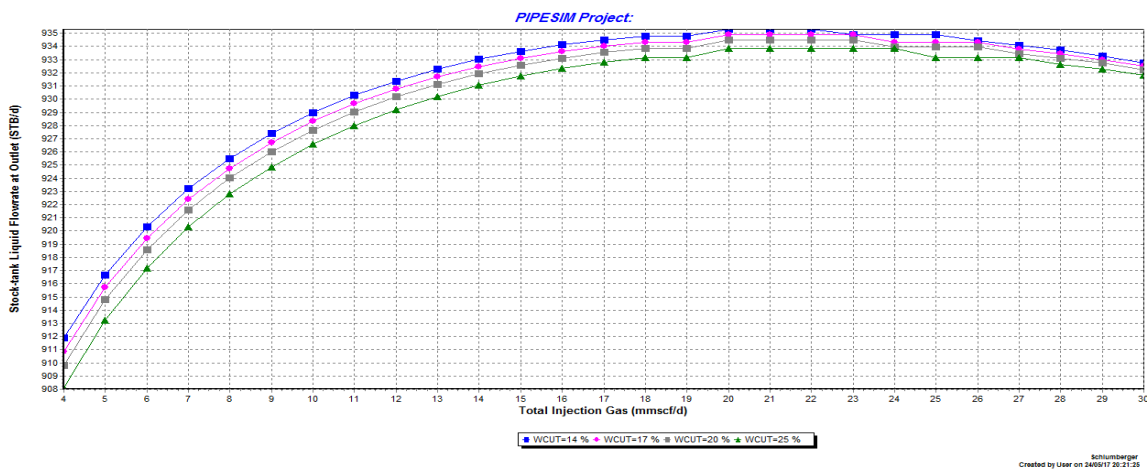


Fig.VI.11. Influence de Wcut sur le débit de gaz à injecter et le débit d'huile produit (HR162)

Tab.VI.7.les données de gaz injecté et débit produit en fonction de water cut (HR162)

Années	Wcut (%)	Débit gaz optimum à injecter (mmscf/d)	Débit optimum produit (STB/d)
2017	14	9	928,22
2018	17	10	927,29
2019	20	10,3	926,48
2020	25	10,5	925,42

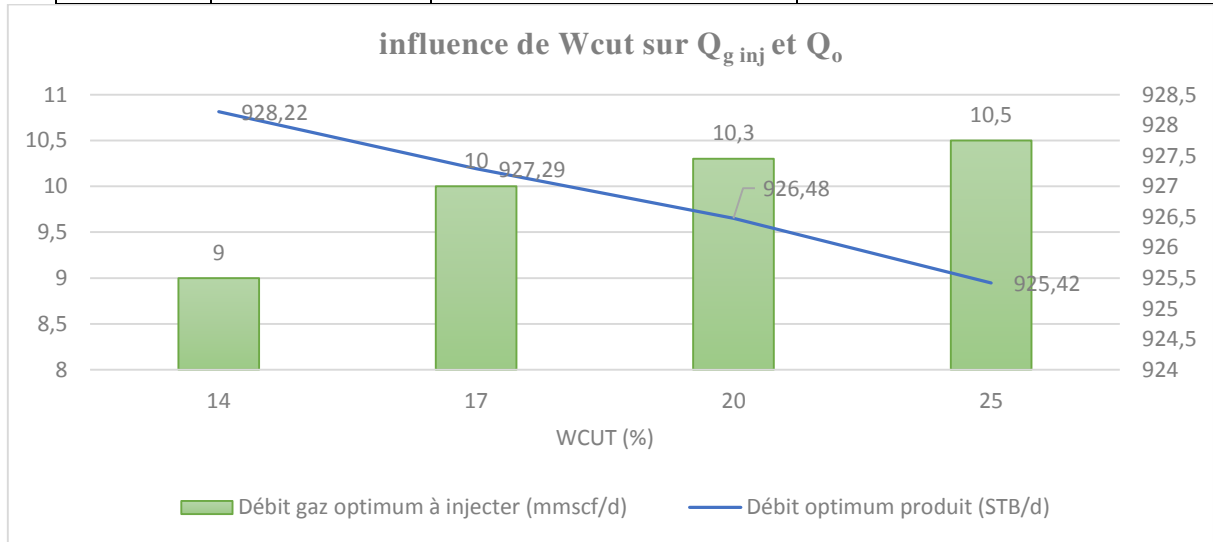


Fig.VI.12.Evolution de gaz injecté et débit produit en fonction de water cut (HR162)

❖ la figure (Fig.IV.12) montre que l'augmentation de water cut (augmentation des entres d'eau) entraîne une chute de débit produit et une augmentation au débit gaz à injecter.

VI.4.2. Application sur le puits HRS014 :

❖ On va suivre la même procédure précédente de l'application de HR162.

1. Données (actuelle) :

Tab.VI.8. données actuelle du puits HRS014.

puits	Date	Duse	pression de Tête (psi)	débit d'huile (m ³ /j)	débit d'eau (m ³ /j)	Gaz (stm ³ /j)
HRS014	08/2016	24/64	1102	177,7	5,76	12777

2. Calcule de dessalage :

Les données de calcule sont dans les tableaux ci-dessous :

Tab.VI.9. les données de calcule de dessalage (HRS014).

puits	Q_{wf} (m ³ /j)	S_s (g/l)	S_i (g/l)	S_f (g/l)
HRS014	2.88	258	4	265

3. Les nouveaux paramètres :

Tab.VI.10. les nouveaux paramètres après dessalage (HRS014)

puits	Q_{winj} (m ³ /j)	$Q_w = Q_{winj} + Q_{wf}$	WATER cut (%)	GLR (stm ³ /m ³)	$Q_{liquide}$
HRS014	2,88	2,96	2%	69,64	183,5

4. Etude prévisionnelle :

Tout d'abord on va faire des approximations sur le débit liquide (huile et eau) pour déterminer les futurs waters cut :

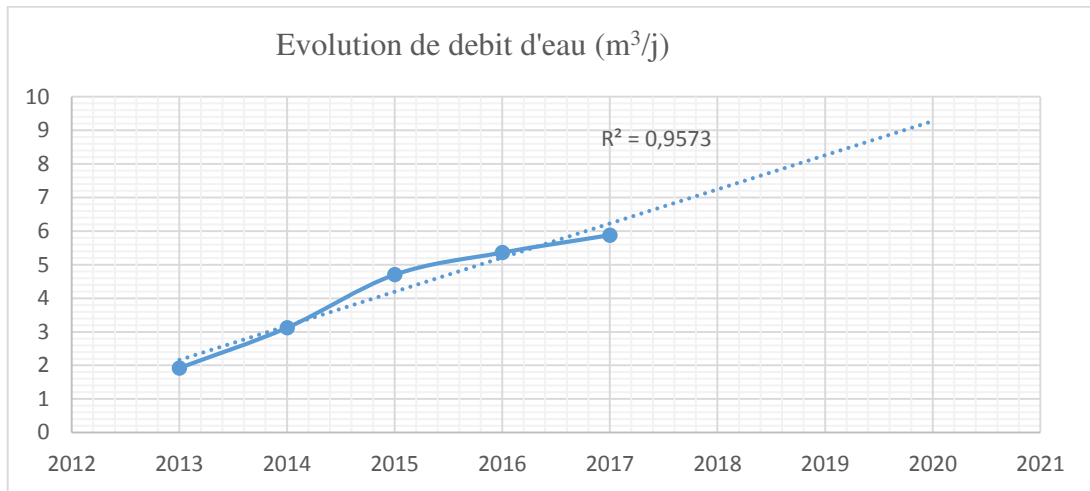


Fig.VI.13. courbe de tendance de débit d'eau (HRS014).

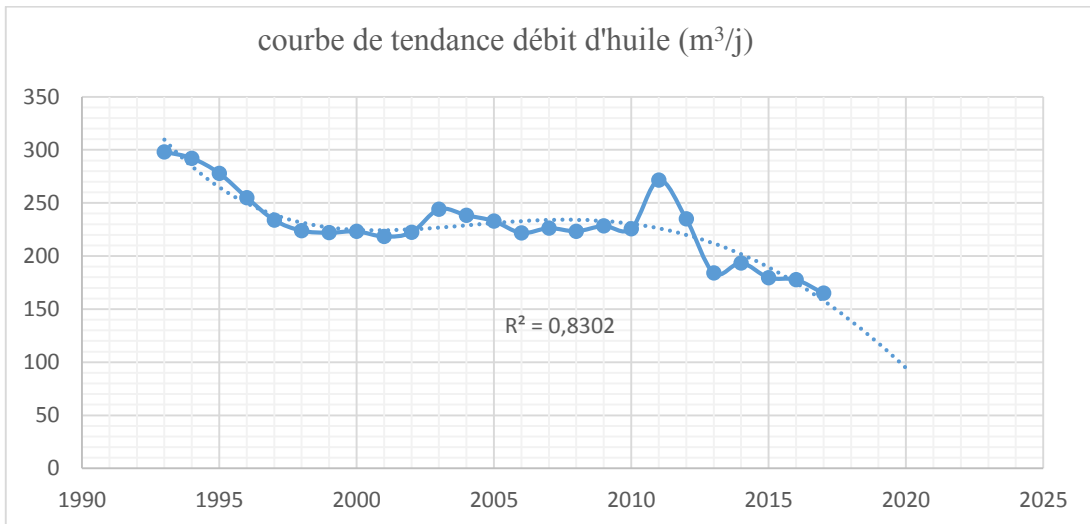


Fig.VI.14. courbe de tendance de débit d'huile (HRS014).

- Le tableau suivant récapitule tous les approches sur les futurs débits et le calcul de dessalage ainsi les valeurs des nouveaux waters cut :

Tab.VI.11. Tableau récapitulatif de calcul de dessalage (HRS014)

Années	Débit d'eau produite (m ³ /j)	Débit d'huile prévisionnel (m ³ /j)	Débit d'eau a injecté (m ³ /j)	Débit d'eau majoré de 5% (m ³ /j)	Qw =Qinj+Qf (m ³ /j)	Q liquide (m ³ /j)	Wcut(%)
2017	5,76	177,7	0,16	0,17	5,93	183,63	3%
2018	7,3	140	0,20	0,21	7,51	147,51	5%
2019	8,2	115	0,23	0,24	8,44	123,44	7%
2020	9,3	95	0,26	0,27	9,57	104,57	9%

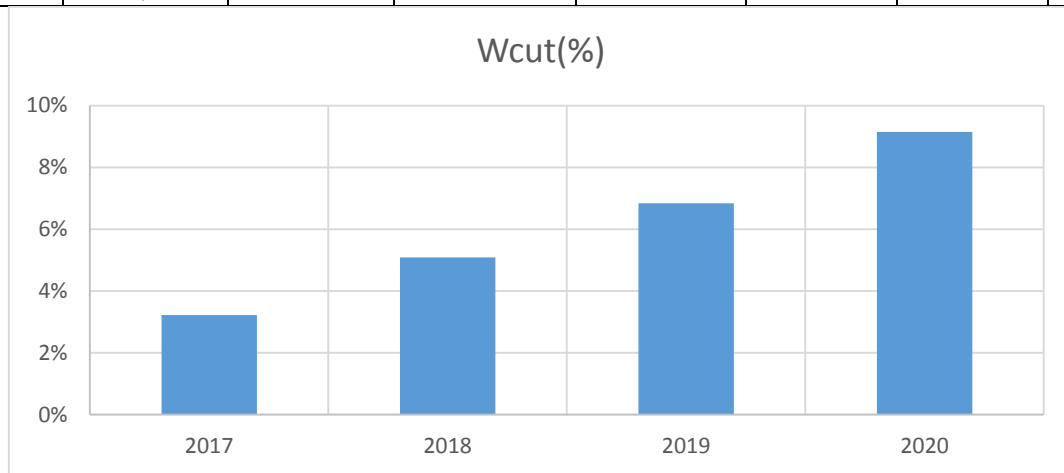


Fig.VI.15. Evolution des water cut (HRS014).

5. Choix des corrélations (écoulement vertical) :

6. la corrélation de Mukerjee and Brill ;
7. la corrélation d'Orkiszewski ;
8. la corrélation de Hagedorn & Brown ;
9. la corrélation de Beggs&Brill.
10. La corrélation de Duns & Ros.

Même procédure, on va prendre les pressions a 0 profondeur du graphe (*Elévation vs pressure*) et les comparés avec la pression de tête mesuré pour déterminé la corrélation la plus adéquat pour ce puits :

Tab.VI.12. les pressions de tête mesurée par les différentes corrélations (HRS014).

corrélacion	Mukerjee and Brill	Beggs&Brill	Duns & Ros	Hagedorn & Brown	Orkiszewski
P tête calculé (psi)	1093,9066	1123,8804	1060,3473	1099,7398	1081,1973
P tête mesuré (psi)	1102,00	1102,00	1102,00	1102,00	1102,00
erreur relative (ΔP / P _{mesuré}) (%)	0,73%	-1,99%	3,78%	0,21%	1,89%

- La corrélation qui donne une bonne approximation c'est celle de **Hagedorn & Brown** avec une erreur de 0.21%.

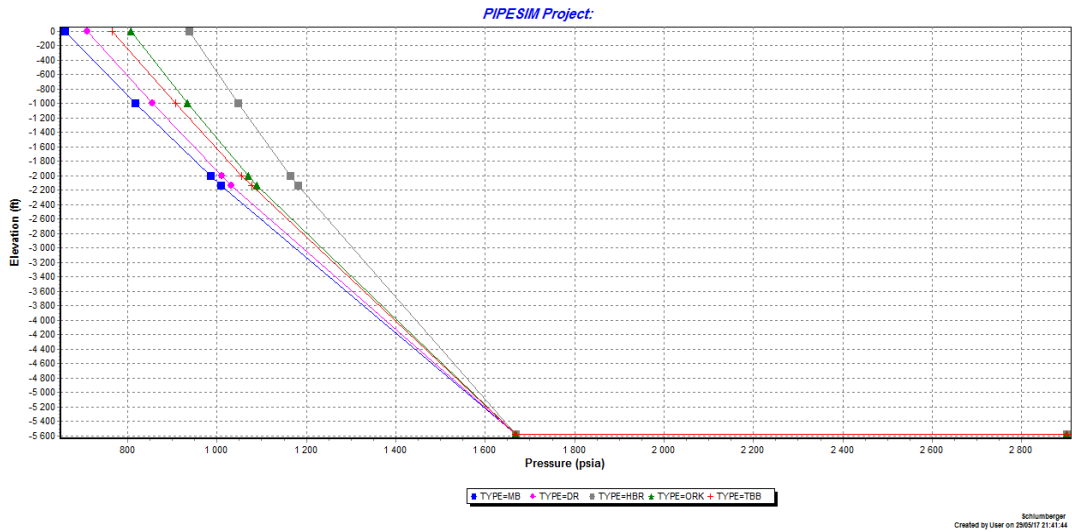


Fig.VI.16.les courbes de profondeur en fonction de pression (HRS014).

6. Analyse nodale :

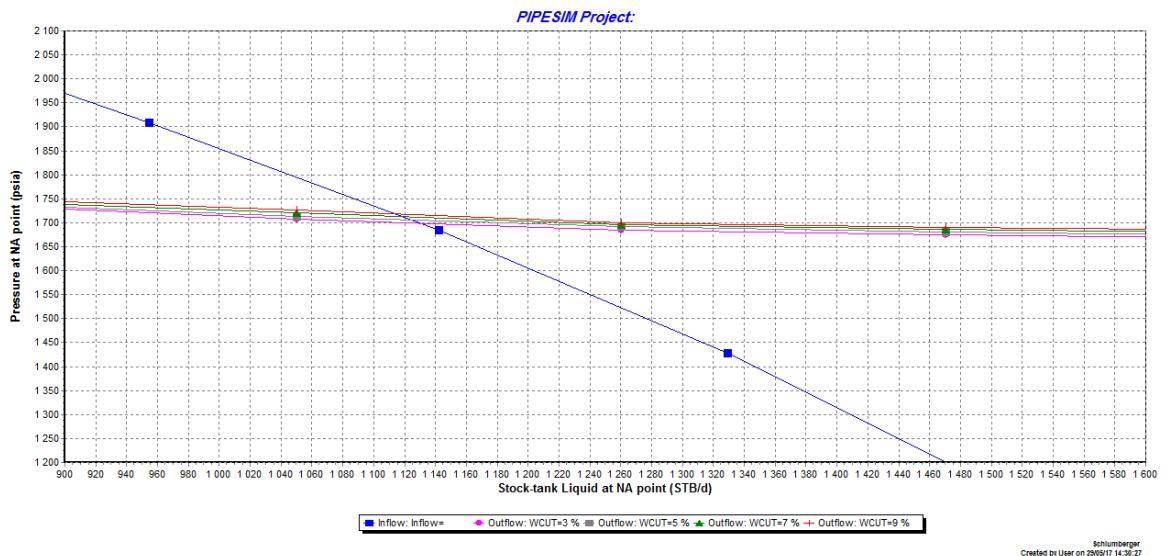


Fig.VI.17. Analyse nodale du HRS014 et l'influence du water cut

Tab.VI.13.les résultats de l'analyse nodale et l'influence du water cut(HRS014)

Années	Wcut (%)	Débit optimum (STB/d)	Pression de fond (psi)
2017	3	1131.38	1700.84
2018	5	1123.24	1707.14
2019	7	1117.81	1715.54
2020	9	1115.77	1719.14

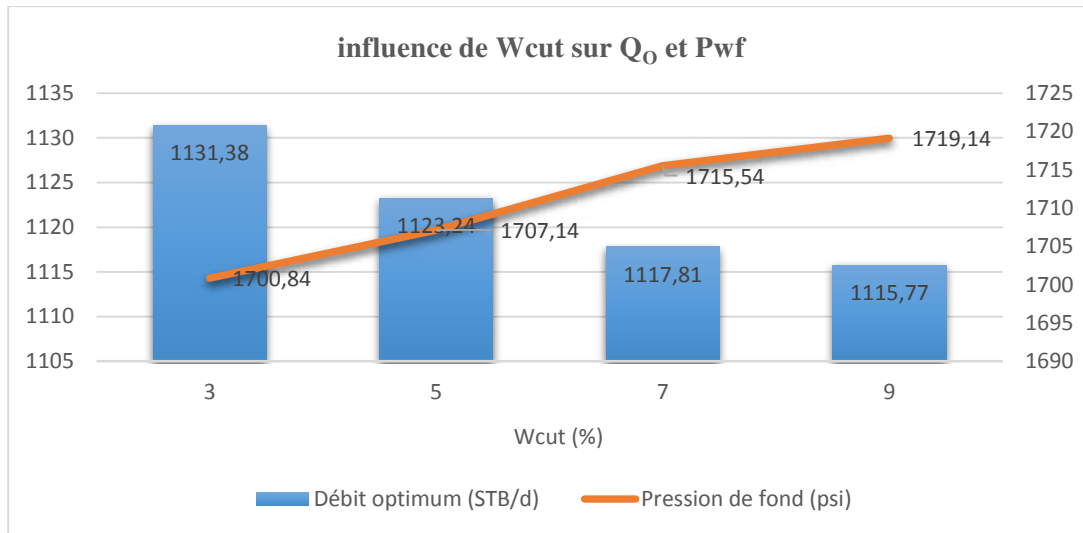


Fig.VI.18. influence de Wcut sur Q_o et P_{wf} (HRS014)

- ❖ avec l'augmentation du water cut il y a une chute de débit et une augmentation de la pression de fond du à l'augmentation des pertes de charges gravitaire résultant de la grande densité de l'eau salé saturé du gisement qui ne cesse a augmenté.

7. Influence du water cut sur le débit de gaz à injecté :

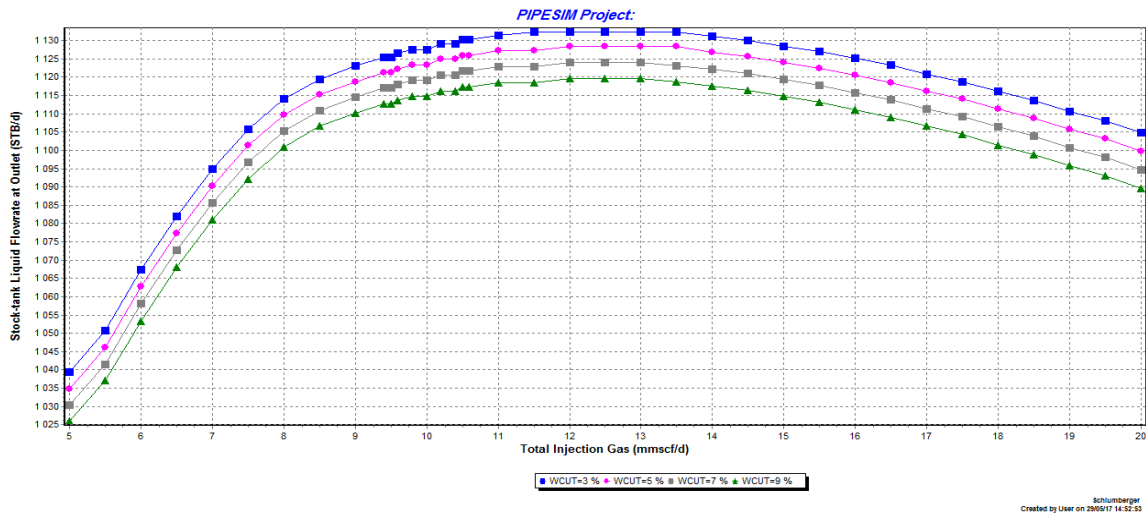


Fig.VI.19. Influence de Wcut sur le débit de gaz à injecter et le débit d'huile produit (HRS014)

Tab.VI.14.les données de gaz injecté et débit produit en fonction de water cut

Années	Wcut (%)	Débit gaz optimum à injecter (mmscf/d)	Débit optimum produit (STB/d)
2017	14	9	1123,05
2018	17	9,2	1121,31
2019	20	9,4	1117,04
2020	25	9,5	1112,72

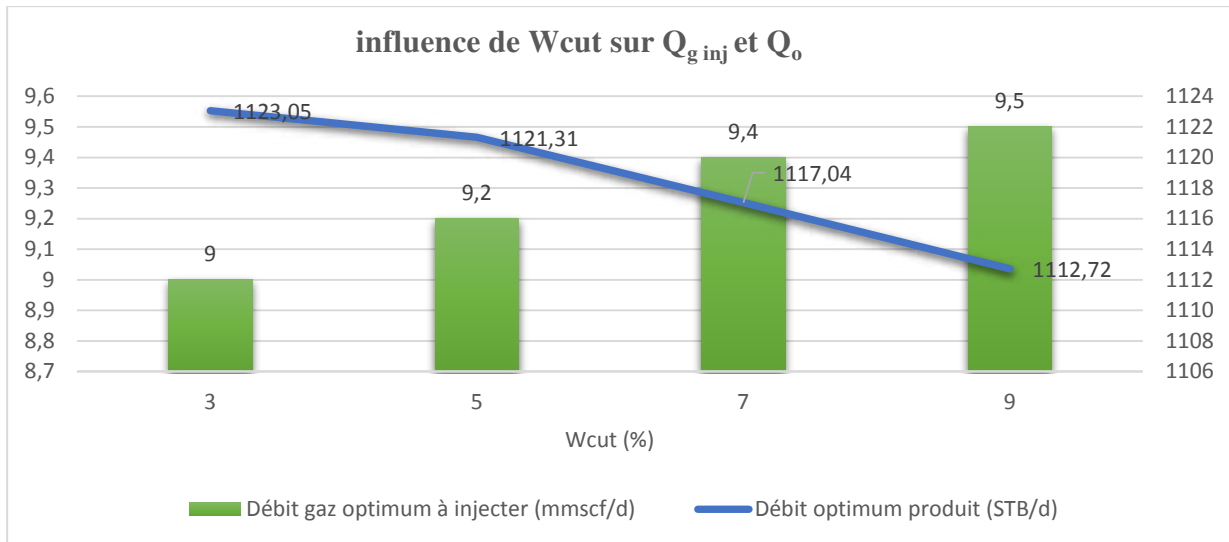


Fig.VI.20. Evolution de gaz injecté et débit produit en fonction de water cut (HRS014)

- ❖ la figure (Fig.VI.20) montre qu'avec l'augmentation de water cut on a une chute de débit produit et une légère augmentation au débit gaz à injecter.
- ❖ Pour ce puits (HRS014) il y a pas un grand problème avec les entrées d'eau. Car le water cut est moins important et la chute de débit est d'ordre de dizaine de mètre cube.

VI.4.3. Application sur le puits HRS020 :

- ❖ On va suivre la même procédure précédente de l'application de HR162.

1. Données (actuelle) :

Tab.VI.15. données actuelle du puits HRS020.

puits	Date du Test	Duse	pression de Tête (psi)	débit d'huile (m ³ /j)	débit d'eau (m ³ /j)	Gaz (stm ³ /j)
HRS020	2017	30/64	580	68,2	17,05	1086

2. Calcul de dessalage :

Les résultats de calcul sont dans les tableaux ci-dessous :

Tab.VI.16. les données de calcul de dessalage (HRS020).

puits	Q_{wf} (m ³ /j)	S_s (g/l)	S_i (g/l)	S_f (g/l)
HRS020	34.8	258	4	368

3. Les nouveaux paramètres :

Tab.VI.17. les nouveaux paramètres après dessalage (HRS020)

puits	Q_{winj} (m ³ /j)	$Q_w = Q_{winj} + Q_{wf}$	WATER cut (%)	GLR (stm ³ /m ³)	$Q_{liquide}$
HRS020	15,07	50,62	43%	9,14	118,82

4. Etude prévisionnel :

Afin de déterminer les futurs waters cut et visualiser leur impact sur optimisation de gaz lift, il faut faire des approximations sur le débit liquide (huile et eau) :

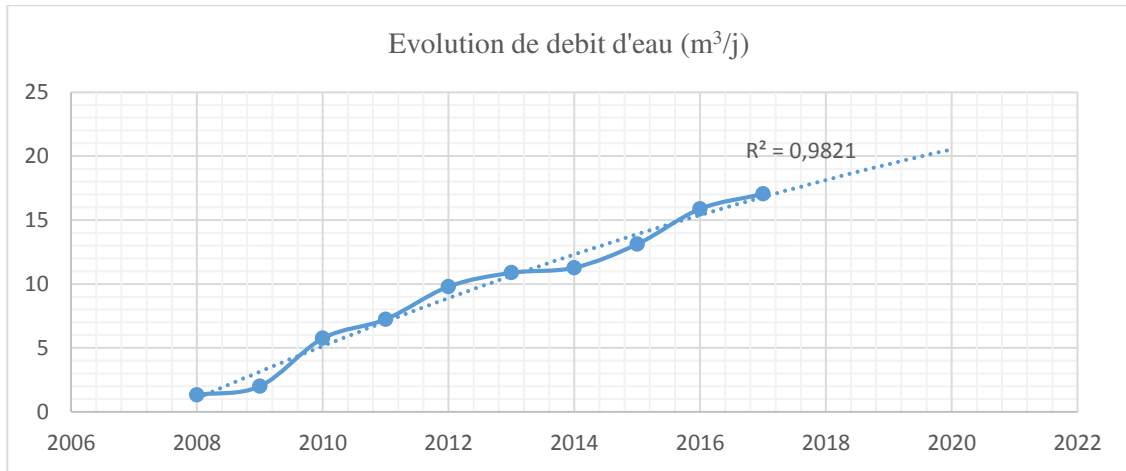


Fig.VI.21. courbe de tendance de débit d'eau (HRS020).

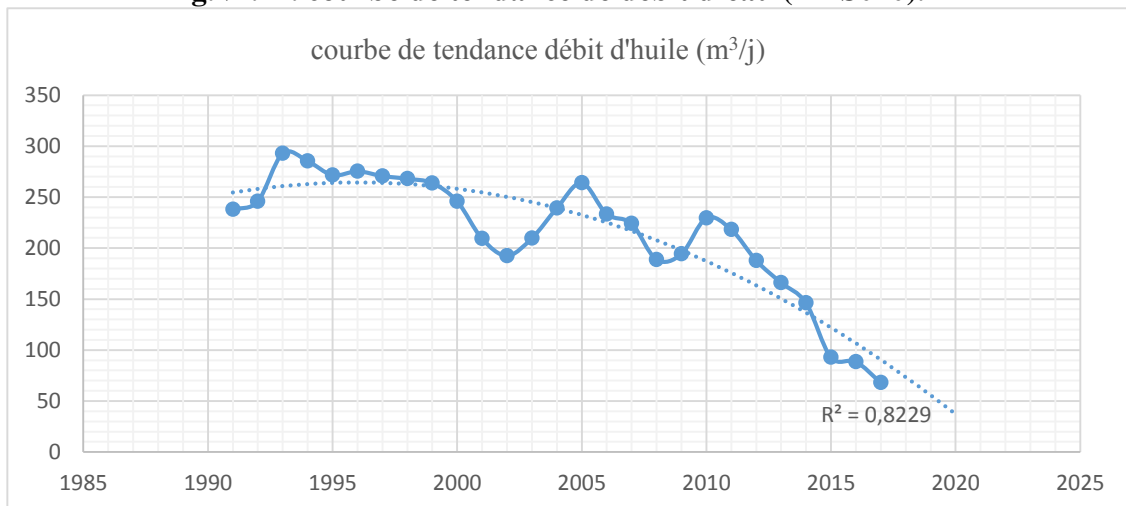


Fig.VI.22. courbe de tendance de débit d'huile (HRS020).

- Le tableau suivant récapitule tous les approches sur les futurs débits et le calcul de dessalage ainsi les valeurs des nouveaux waters cut :

Tab.VI.18. Tableau récapitulatif de calcul de dessalage (HRS020)

Années	Débit d'eau produite (m³/j)	Débit d'huile pré-visionnel (m³/j)	Débit d'eau a injecté (m³/j)	Débit d'eau majoré de 5% (m³/j)	Qw = Qinj+Qf (m³/j)	Q liquide (m³/j)	Wcut(%)
2017	17,05	68,2	7,38	7,75	24,80	93,00	27%
2018	18	60	7,80	8,19	26,19	86,19	30%
2019	19,5	52	8,44	8,87	28,37	80,37	35%
2020	20,5	47	8,88	9,32	29,82	76,82	39%

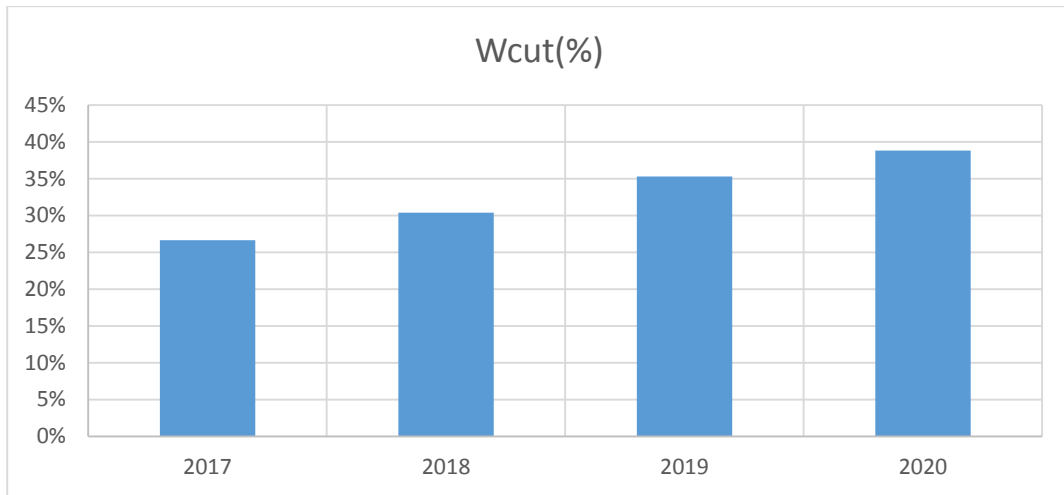


Fig.VI.23. Evolution des water cut (HRS020).

5. Choix des corrélations (écoulement vertical) :

11. la corrélation de Mukerjee and Brill ;
12. la corrélation d'Orkiszewski ;
13. la corrélation de Hagedorn & Brown ;
14. la corrélation de Beggs&Brill.
15. La corrélation de Duns & Ros.

D'après le graphe de la profondeur en fonction de pression (*Elévation vs pression*) on a tiré les pressions à 0 profondeur et les comparés avec la pression de tête mesurée pour déterminer la corrélation la plus adéquat a ce puits :

Tab.VI.19. les pressions de tête mesurée par les différentes corrélations (HRS020).

corrélacion	Mukerjee and Brill	Beggs&Brill	Duns & Ros	Hagedorn & Brown	Orkiszewski
P tête calculé (psi)	446,53	538,12	646,31	590,73	636,23
P tête mesuré (psi)	588,0	588,00	588,00	588,00	588,00
erreur relative ($ \Delta P / P_{mesuré}$) (%)	24%	8%	-10%	-0,5%	-8%

- La corrélation qui donne une bonne approximation c'est celle de **Hagedorn & Brown** avec une erreur de 0.5%.

6. Analyse nodale :

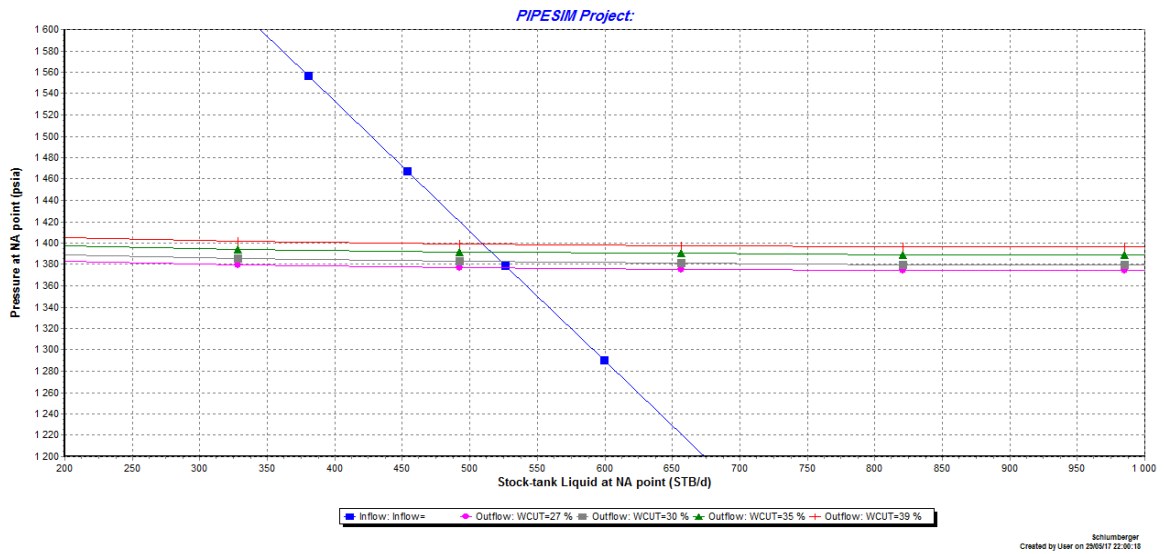


Fig.VI.24. Analyse nodale du HRS020 et l’influence du water cut

Tab.VI.20.les résultats de l’analyse nodale et l’influence du water cut(HRS020)

Années	Wcut (%)	Débit optimum (STB/d)	Pression de fond (psi)
2017	27	509,41	1400
2018	30	516,2	1391,59
2019	35	523,66	1382,35
2020	39	529,09	1377,31

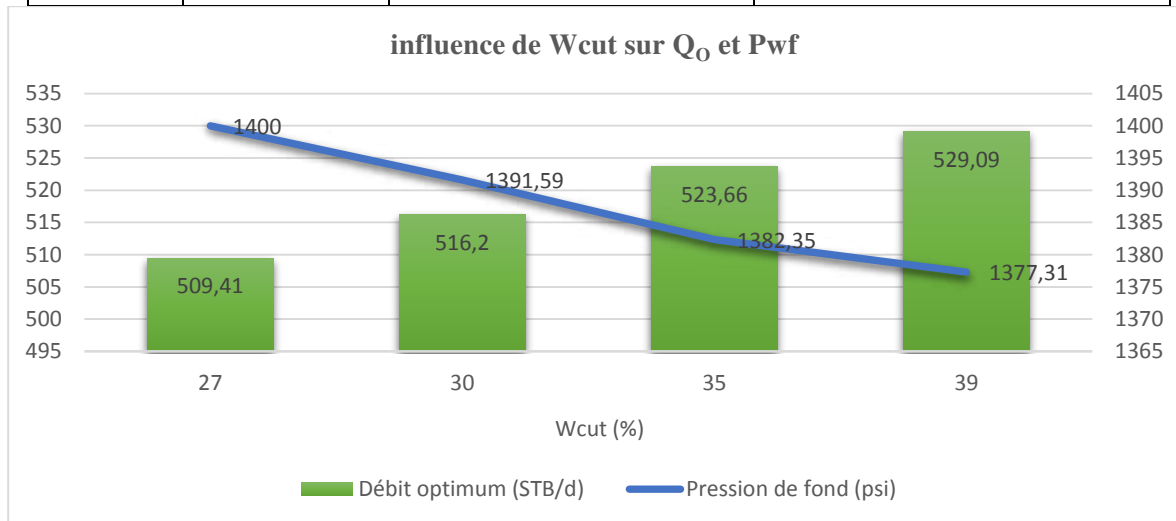


Fig.VI.25. influence de Wcut sur Qo et Pwf (HRS020)

- ❖ On remarque qu’avec l’augmentation du water cut (au futur) il y a une chute de débit et une augmentation de la pression de fond du à l’augmentation des pertes de charges gravitaire qui résultent à l’augmentation des entrées d’eau de grand densité (traduit par l’augmentation du water cut).

7. Influence du water cut sur le débit de gaz à injecté :

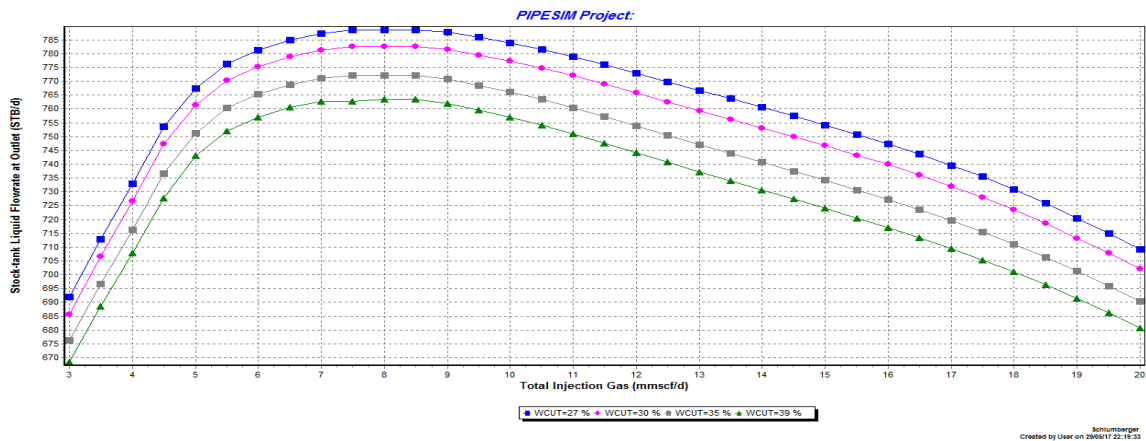


Fig.VI.26. Influence de Wcut sur le débit de gaz à injecter et le débit d’huile produit (HRS020)

Tab.VI.21.les données de gaz injecté et débit produit en fonction de water cut

Années	Wcut (%)	Débit gaz optimum à injecter (mmscf/d)	Débit optimum produit (STB/d)
2017	27	6,5	787,33
2018	30	7	782,45
2019	35	7,5	772,07
2020	39	8	763,4

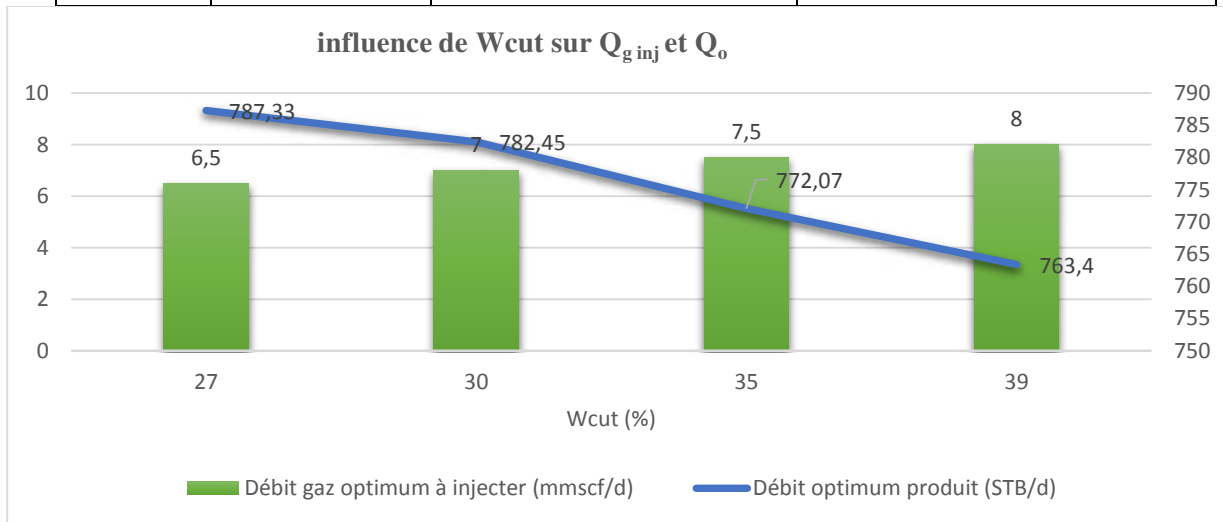


Fig.VI.27.Evolution de gaz injecté et débit produit en fonction de water cut (HRS020)

❖ la figure (Fig.VI.27) montre qu’avec l’augmentation de water cut provoque une chute de débit produit et une augmentation en gaz injecté.

VI.5. Optimisation du diamètre de tubing de production :

Les résultats de la simulation pour le choix de diamètre optimal de tubing sont montrés ci-dessous :

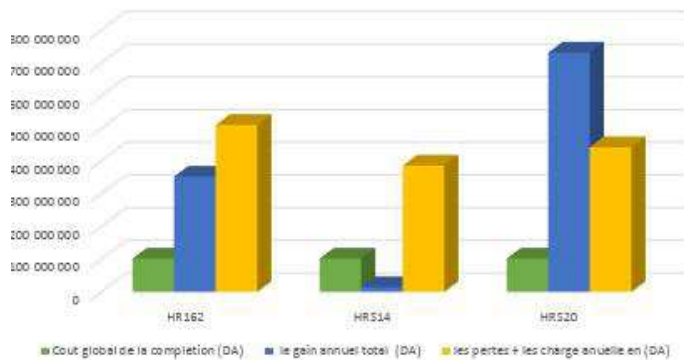
Tab.VI.22.Influence de diamètre de tubing sur le débit d’huile produit

	HR162	HRS014	HRS020
Diamètre de tubing	Q _o produit (STB/d)	Q _o produit (STB/d)	Q _o produit (STB/d)
4"1/2	930.8	1125.63	790.85
3"1/2	929.9	1123,05	787,33
2"7/8	928,22	1120.37	785.7
2"3/8	923.84	1115.95	783.45

- On remarque que le gain de débit après le changement de complétion est in significatif devant le cout de l’opération de work over et le prix de tubing (de point de vue économique).

CHAPITRE VII :

ETUDE ECONOMIQUE



Equipement	Quantité	Prix unitaire (DA)	Prix total (DA)
<i>« Tubing head « dual string »</i>	1	854 562.26	854 562.26
<i>« Tubing hanger « dual string »</i>	1	467 173.90	467 173.90
<i>Lock union 2 7/8</i>	2	231 819.64	463 639.28
<i>Tubing 2 7/8</i>	200	23 671.25	4 734 250
<i>Concentrique 1 660</i>	200	65 705.57	13 141 114.00
<i>Joint télescopique 1 315</i>	2	208 184.8	416 369.60
<i>SPM (Vanne d'injection GL.)</i>	1	728 559.99	728 559.99
<i>Gas-lift valve</i>	1	19 974.82	19 974.82
<i>SPM (Switching valve), SBRO, ISW</i>	1	728 559.99	728 559.99
<i>Switching valve</i>	1	93 315.72	93 315.72
<i>Damon valve</i>	1	20 553.2	20 553.20
<i>SPM (Vanne d'injection)</i>	1	728 559.99	728 559.99
<i>Vanne d'injection d'eau</i>	1	103 528.08	103 528.08
<i>Pulling Tool</i>	1	57 228.19	57 228.19
<i>Kick over Tool</i>	1	59 5026.51	595 026.51
Total			23 152 415.53

VII. ETUDE ECONOMIQUE

VII.1. Objectif de l'étude :

Le but de cette partie économique est d'avoir une idée sur le coût estimatif et le gain projeté par la mise en activation des puits (HR162 – HRS014 – HRS020) sous gaz lift au champ sud de Hassi R'mel.

Dans les calculs ci-après, on est basé sur les données suivantes :

- Prix du baril : 51.81 \$, Taux de conversion : 1 USD = 110 DZD
- Coût de location d'un appareil Workover : 2 058 198 DA/J
- Coût moyen d'une opération de nettoyage avec Coiled tubing : 872 770 DA
- Nettoyage avec Coiled tubing + Kick-off : 1 280 965 DA
- Coût moyen de pompage d'eau : 170 000 DA/J, en moyenne 09 puits sont traités par jour, donc le coût de pompage estimé pour un puits est d'environ 18 889 DA.

VII.2. Coût estimatif de la mise en place d'une complétion parallèle :

Tab.VII.1 .Coût des équipements de la nouvelle complétion.

Equipement	Quantité	Prix unitaire (DA)	Prix total (DA)
<i>Tubing head « dual string »</i>	1	854 562.26	854 562.26
<i>Tubing hanger « dual string »</i>	1	467 173.90	467 173.90
<i>Lock union 2 7/8</i>	2	231 819.64	463 639.28
<i>Tubing 2"7/8</i>	200	23 671.25	4 734 250
Concentrique 1 660	200	65 705.57	13 141 114.00
Joint télescopique 1 315	2	208 184.8	416 369.60
SPM (Vanne d'injection GL)	1	728 559.99	728 559.99
<i>Gaz-lift valve</i>	1	19 974.82	19 974.82
SPM (<i>Switching valve</i>). SBRO. 1SW	1	728 559.99	728 559.99
<i>Switching valve</i>	1	93 315.72	93 315.72
<i>Dummy valve</i>	1	20 553.2	20 553.20
SPM (Vanne d'injection)	1	728559.99	728 559.99
Vanne d'injection d'eau	1	103 528.08	103 528.08
<i>PullingTool</i>	1	57 228.19	57 228.19
<i>Kick over Tool</i>	1	59 5026.51	595 026.51
Total			23 152 415.53

VII. ETUDE ECONOMIQUE

A. Charges d'un appareil Workover :

Nombre de jours estimé pour le reprise d'un puits = 30 jours

Prix total = 30 * 2 058 198 = 61 745 940 DA

B. Coût estimatif global :

Coût total= (charges de l'appareil + coût des équipements)

= (61745 940 + 23 152 415.53)= **84 898 355.5 DA**

Si les charges de servicing pendant le Workover sont estimées à 20% du coût total, le coût final de la mise en place d'une complétion est égal à :

Coût global= (84 898 355.5 DA)*1.2 = **101 878 026.6 DA**

VII.3. Calcul des dépenses dues aux opérations de nettoyage :

Des opérations fréquentes de nettoyage avec Coiled tubing ou bien de pompage d'eau sont réalisées pour dissoudre les bouchons de sels et rétablir la production des puits. Le nombre d'opérations de nettoyage varie d'un puits à l'autre selon la fréquence des bouchages par le sel qui dépend de la salinité et de la quantité d'eau salée produite. On va déterminer les charges liées aux opérations de nettoyage pour ces puits.

Tab.VII .2.Charges liées aux opérations de nettoyage

Puits	Nettoyage avec CT		
	Nombre / an	Coût unitaire (DA)	Total (DA)
HR162	8	1 280 965	10247720
HRS014	3	1 280 965	3842895
HRS020	13	1 280 965	16652545

VII. ETUDE ECONOMIQUE

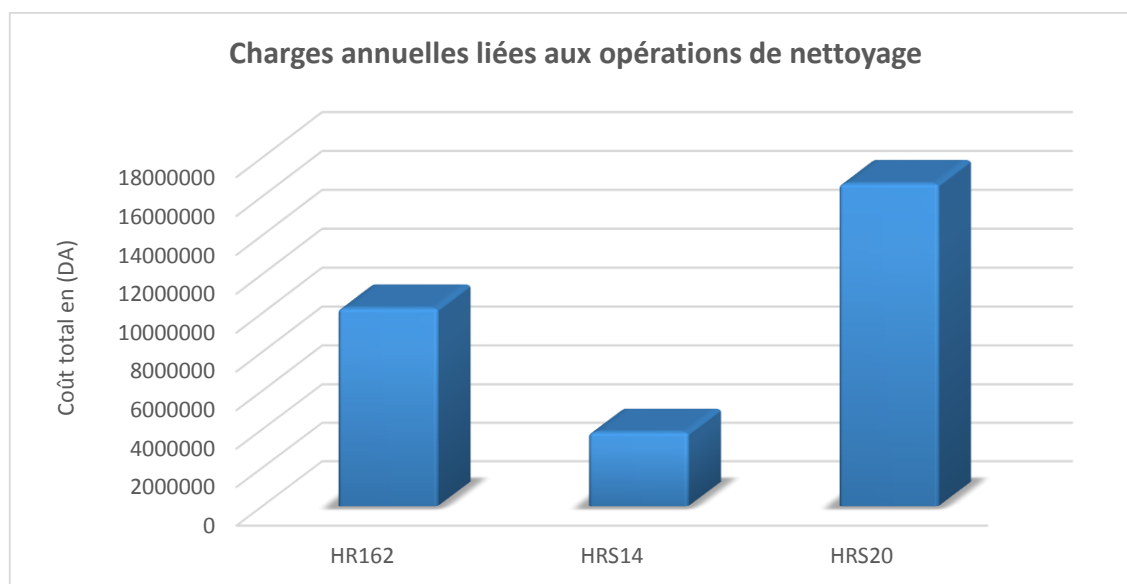


Fig.VII.1.Charges annuelles liées aux opérations de nettoyage

D'après ce graphe, on remarque que les charges sont élevées pour le puits HR162 et excessivement élevées pour le puits HRS20. L'activation du puits HRS20 avec gaz-lift au futur et le choix d'une complétion parallèle réduira probablement ces opérations coûteuses de nettoyage avec Coiled tubing.

VII .4. Calcul des pertes de production à cause des bouchages par le sel :

Tab.VII.3. Pertes de production annuelle

Puits	Production (m3/J)	Revenues (\$/J)	Revenues (DA/J)	Arrêts annuelles (jours)	Pertes annuelles (DA)
HR162	120,3	39 203,9535	4 312 434,88	116	500 242 446
HRS014	177,7	57 909,7467	6 370 072,14	60	382 204 328
HRS020	68,2	22 225,3502	2 444 788,52	155	378 942 221

On remarque que les gains annuels restitués des opérations de nettoyages et des pertes en production actuelles couvrent pratiquement le coût d'une complétion parallèle (**101 878 026.6 DA**)

VII. ETUDE ECONOMIQUE

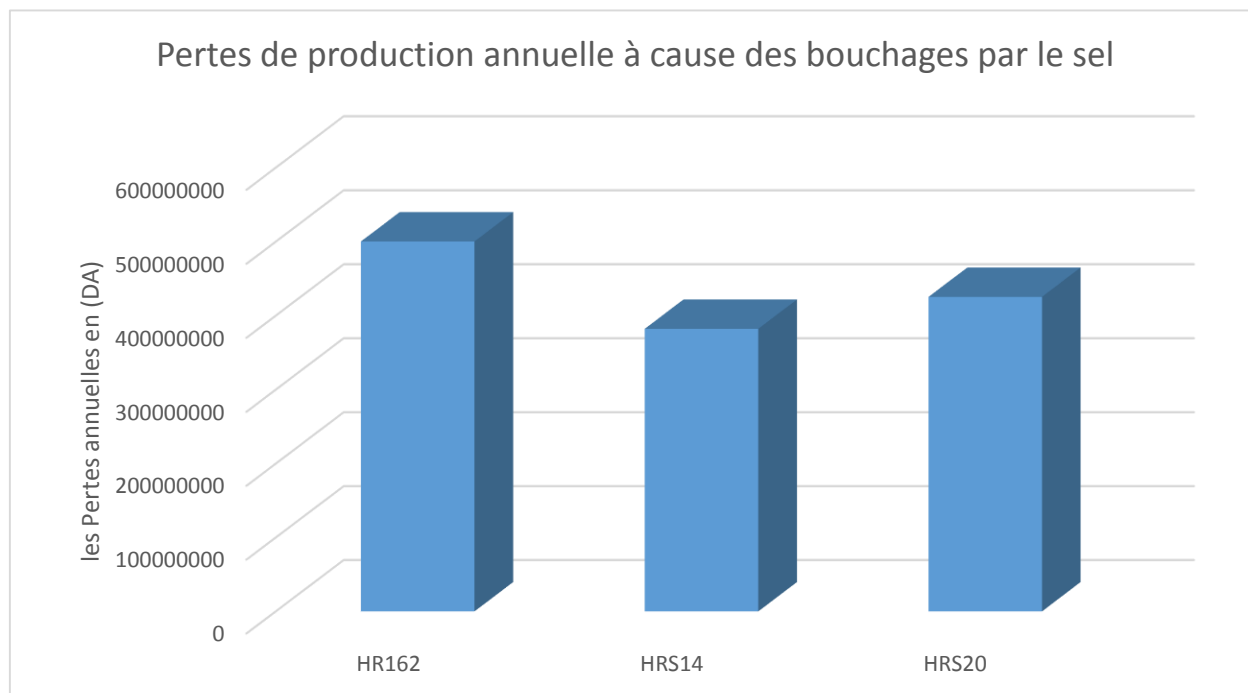


Fig. VII.2. Pertes de production annuelle à cause des bouchages par le sel

VII.5. Gains annuels :

Les gains annuels probables sont calculés comme suit :

Tab.VII.4. calcul de gain annuel après l'activation des puits

Puits	Débit d'huile avant l'activation (bbl)	Débit d'huile après l'activation (bbl)	Le gain journalier (bbl)	Le gain journalier (USD)	Le gain annuel (USD)	Le gain annuel total (DA)
HR162	756,687	928,22	171,533	8887,12	3110493,66	342154302
HRS14	1117,733	1123,05	5,317	275,474	96415,8195	10605740,1
HRS20	428,978	787,33	358,352	18566,22	6498175,99	714799359

VII. ETUDE ECONOMIQUE

Tab.VII.5 .Gains et pertes annuels

Puits	Coût estimatif d'une complétion parallèle (DA)	Charges + pertes annuelles actuelles (DA)	Gain annuel (DA)
HR162	101 878 027	510490166	342154302
HRS014	101 878 027	386047223	10605740,1
HRS020	101 878 027	442045747	714799359

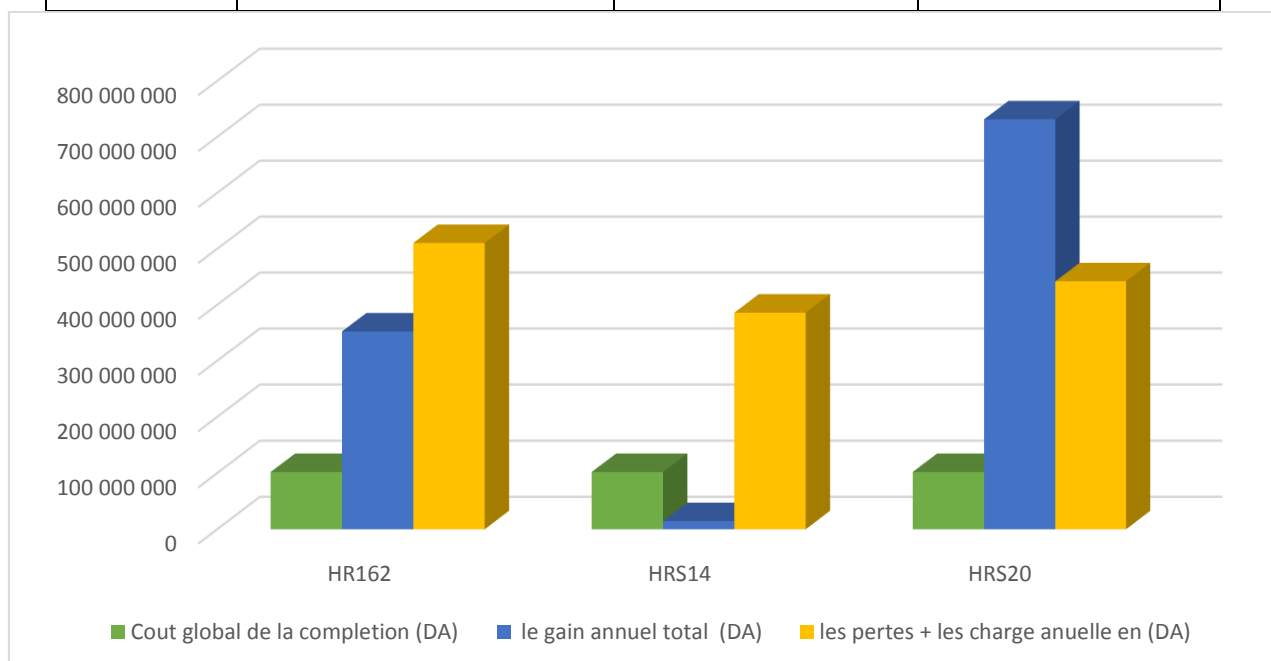


Fig. VII.3. Présentation des charges et des gains restitués par la mise en place des complétions parallèles.

- **Discussion :**

Après la mise en activation des puits, l'histogramme (**Fig. VII.3.**) nous montre que cette optimisation va entraîner une réduction importante des dépenses et des charge annuelle en même un gain significatif de la production.

L'ordre de grandeur du gain varie certainement d'un puits à un autre comme on le constate sur le graphe si dessus. Ce gain est remarquable pour les puits HRS20 et HRS162 contrairement au puits HRS14.

Cette variété de gain dépend d'un ensemble de paramètre qui impact la production du puits tel que le WOR.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Conclusions :

Suite à notre étude d'optimisation sur des puits d'huile du champ de Hassi R'mel, on peut conclure ce qui suit :

- la salinité élevée de l'eau du gisement qui peut atteindre 350 g/l ainsi que l'importance des phases d'eau produite sur les puits, impliquent des contraintes sur la production et par la suite entraînent des pertes considérables.
- La mise en place d'un système de dessalage réduit les interventions coûteuses de nettoyage et évite les arrêts de production causés par les bouchages du sel.
- Le dessalage par injection d'eau douce sert à diluer la solution (sel + eau) provenant du gisement afin d'éviter la précipitation de sel, et d'autre part cette technique malheureusement provoque une augmentation des pertes de charges gravitaires.
- Le Gas-lift est le moyen d'activation le plus adéquat pour les puits à Hassi R'mel à cause de la disponibilité de gaz, il a pour but d'alléger la colonne hydrostatique en réduisant la densité de l'effluent.
- La corrélation de HAGEDORN & BROWN donne des bonnes approximations au calcul des pertes de charge dans le tubing, pour les puits de Hassi R'mel sud, l'erreur est d'ordre de (5%).
- Les prévisions de production des trois puits étudiés montrent une augmentation de débit d'eau qui impacte fortement la production (alourdissement de la colonne + des dépôts de sel), par conséquent l'activation par Gas-lift nécessite plus de gaz à injecter pour produire un débit d'huile réduit.
- les gains annuels restitués des opérations de nettoyages par coiled-tubing et des pertes en production actuelles couvrent pratiquement le coût d'une complétion parallèle.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

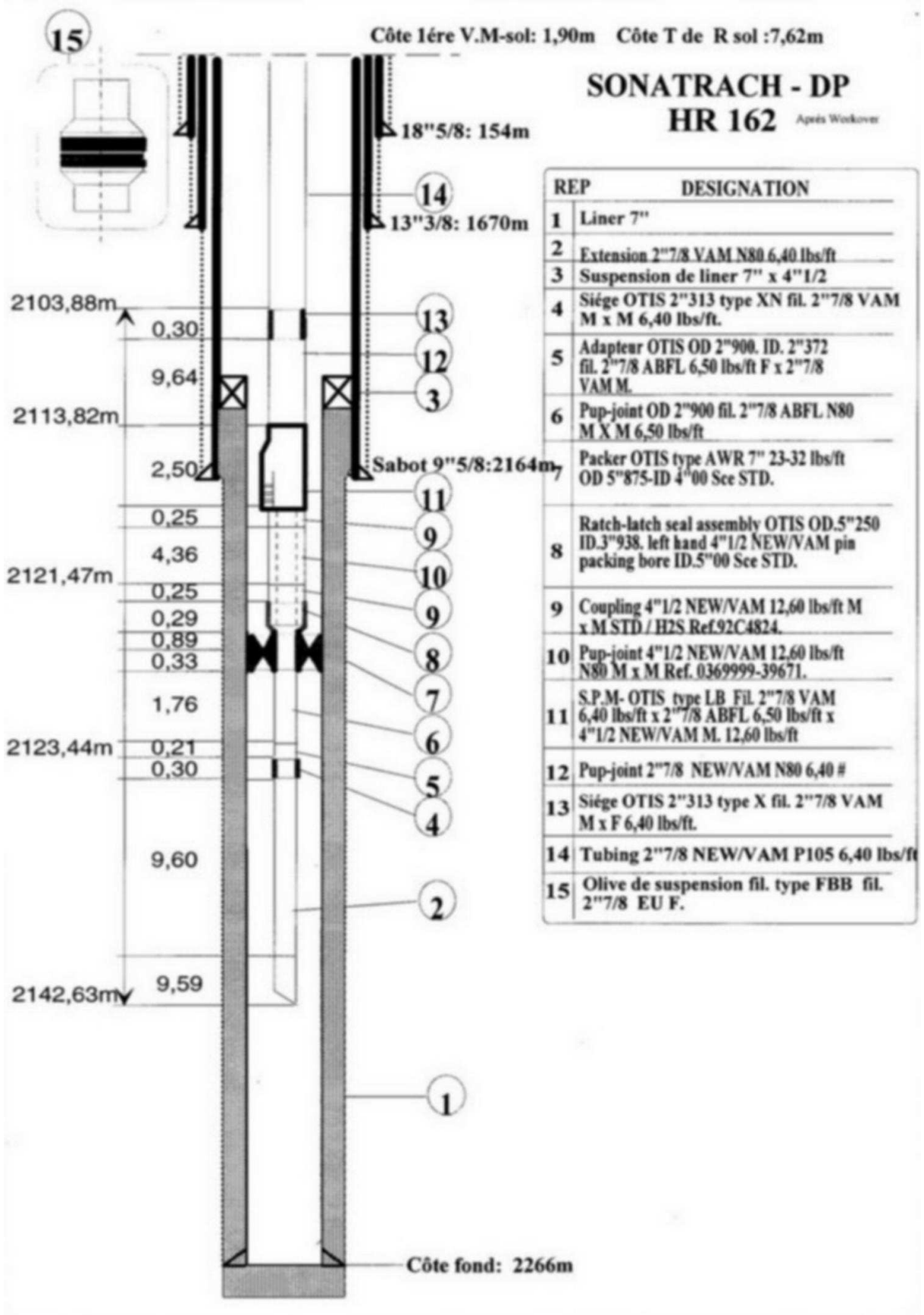
Recommandations :

- Faire une étude sur le positionnement des perforations et la hauteur à perforer pour retarder l'arrivée de l'eau.
- Refaire une optimisation des débits d'eau de dessalage parallèlement avec l'évolution du water cut pour assurer la dissolution de sel.
- Sélectionner des pompes d'injection BSB à bons taux d'efficacité, pour injecter les débits d'eau prédéterminés.
- Faire une étude comparative approfondie lors le choix entre la complétion actuelle a Hassi R'mel et la complétion conventionnelle (GLC).
- Faire un contrôle quotidien de débit et pression d'injection de gaz.
- Refaire l'optimisation de gaz injecté après chaque évolution des paramètres.

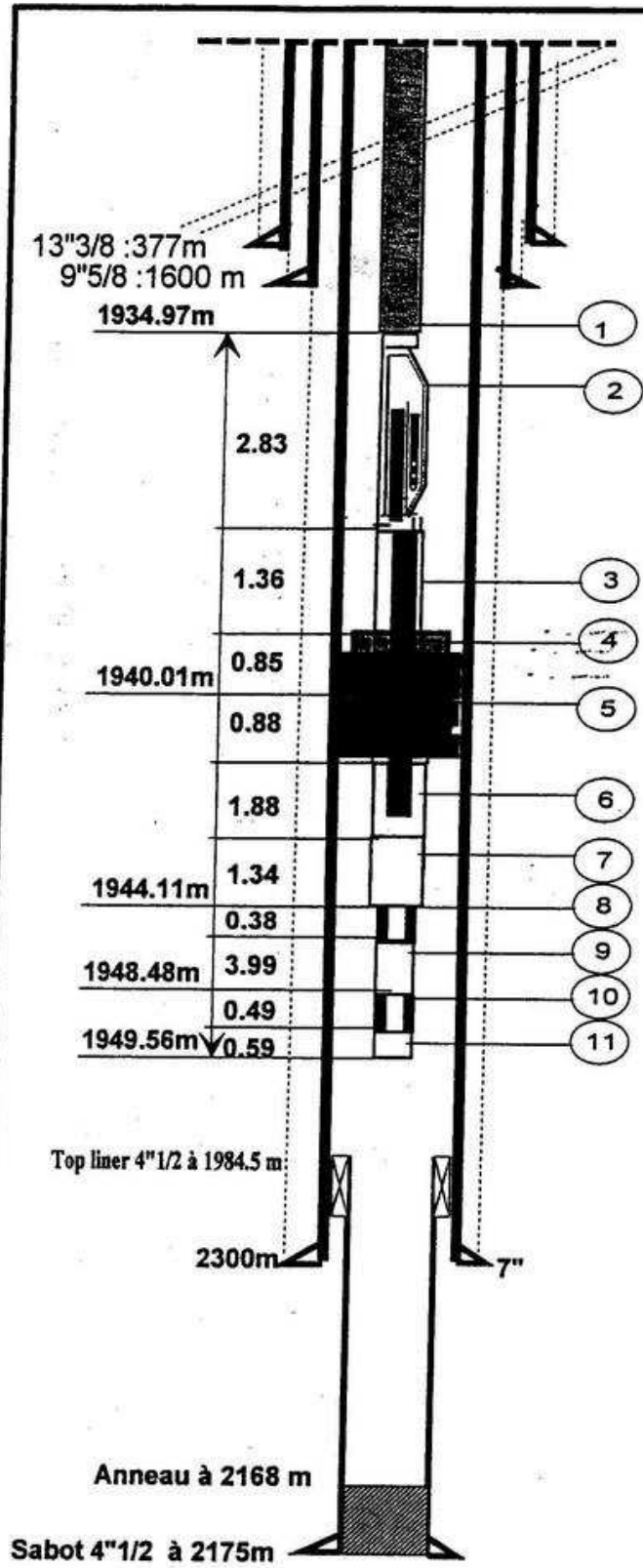
BIBLIOGRAPHIES

- [1] A.M.A. MAWLA, T. Darwich, M.H. Sayyouh, K. Abdel-Fattah, « Multiple-correlations improve well pressure-loss calculations », Cairo University, Novembre 1996.
- [2] BAAMARA MOHAMMED, « Particularités du Gas-lift à Berkaoui », 2009.
- [3] BENDEDDIK_MEDACI, mémoire « Optimisation des puits salés non éruptifs (choix d'une complétion adéquate) », Université KASDI MERBAH Ouargla, 2012.
- [4] BHARATH RAO, « Multiphase Flow Models Range of Application », CTES, L.C, 18 may 1998.
- [5] D. ILK, Texas A&M U-R.G. Camacho-Velázquez, PEMEX-T.A. Blasingame « Inflow Performance Relationship (IPR) - Analytical Considerations », Texas A&M U, November 2009.
- [6] DENIS PERRIN, « La production fond », ENSPM 1995.
- [7] « Ecoulement multiphasiques », (http://www.stat.physik.-potsdam.de/markus/mpf/EM_2)
- [8] FANIT WISSAME, « Etude comparative entre les complétions gas-lift actuelles à HRM et la nouvelle complétion GLC parallèle »,2017
- [9] J.L HONEGGER, « Diagnostic d'exploitation du puits SG 12 », Lyon, juillet 1990.
- [10] JOUVE NICOLAS, « Cours de cristallisation en Génie des procédés Génie chimique », Octobre 2007.
- [11] KERDOUN ABD ELMADJID, « Changing completion to the gas lift completion », IFP Ecole du pétrole, 2008.
- [12] KUFA, « Journal of Engineering », Vol.1, No.2, 2010.
- [13] LAURE SINEGRE, « Etude des instabilités dans les puits activés par Gas-lift ». Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2006.
- [14] « PIPESIM Fundamentals », Schlumberger, Work flow/Solutions Training, Version 2010.1
- [15] « PIPESIM User guide », Schlumberger, 2012.
- [16] « Pressure Loss Correlations », (<http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/Piper/WebHelp/c-te-pressure>).
- [17] TAREK Ahmed, « Reservoir Engineering Handbook », Fourth edition, 2010.

ANNEXE I



ANNEXE II



Cote lere VM - Sol :00 m Côte T de R sol:7.60m

COMPLETION : HRS 14 Janv 2008

Rep.	Désignation
1	Tubing 3 1/2 N.VAM N805 9.20lbs/ft
2	S P M. Hallib. top thread 3 1/2 N vam box 9.5ppf outer bottom thd 5"NVam box 18ppf inner bottom thd 3 1/2 NVam box OD 6" 2.75m
3	Pup-joint 5" N.VAM pin x pin 18# P110 lg=1.35m
4	Anchor seal 5" NVam Box Mini ID: 3" Mat:P110
5	Packer hyd 7" Baker 23-32# Mini ID:2"900 Max OD:5"875 Botto thread "NVam box Differential pressure 7500 Psi
6	Pup-joint 5" N.VAM pin x pin 18# P110 lg = 5ft
7	Millout extension 5" NVam 18# pin x 3 1/2 9.5# Pin N80 Lg=5ft
8	Siège Hallib 2"75 type X Fil 3 1/2"NV bxp Mini ID NOGO 2"635 mat 9CR 1%Mo
9	Pup joint 3 1/2" N.VAM Pin x Box 10.20 lbs /ft N80 length 13ft
10	Siège Hallib 2"75 type XN Fil 3 1/2"NV Pin Mini ID NOGO 2"635 mat 9CR 1%Mo
11	sabot 3 1/2 N.VAM

ANNEXE III

