

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série:/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production des hydrocarbures

Présenté Par:

BEDDIAF ABDELHAMID; KAHOU ALAA; BOUHRARA KHAIREDDINE

Thème

**Évaluation de l'activation du puits self-gas lift
(Étude comparative entre gaz Lift et gaz Lift autoboot.
Dans les cas : HTF14-HTF24**

Soutenu le 04/ 06 /2024

Jury:

Président:	BOUCHIREB Abd el Ouahab	MCB	Université d'Ouargla
Examinatrice:	DJEBAS Fayçal	MCA	Université d'Ouargla
Rapporteur:	Dr.HADJASadek	MCA	Université d'Ouargla
Co-Encadreur	Mr.FROUHAT Rachid	MAA	Université d'Ouargla

Année Universitaire 2023-2024



Remerciements

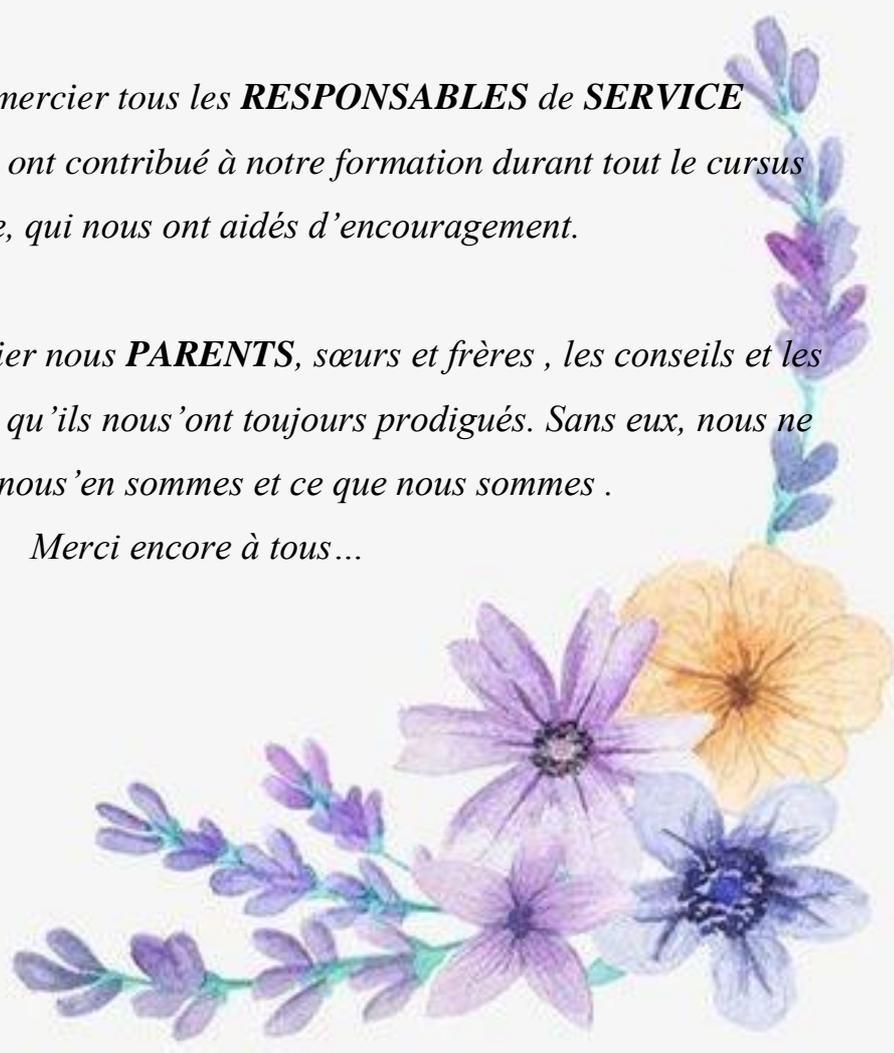
D'abord Nous remercions Allah qui nous a donné la volonté et la puissance afin de terminer ce modeste travail.

*Ce manuscrit d'étude Effectués au sein de Département de Production des Hydrocarbures à l'université **KASDI MERBAH**, sous la direction de Mr, Dr: **HADJADJ Sadok**, nous le remercions de nous avoir l'honneur d'accepter de suivre ce mémoire, pour la confiance dont il a toujours fait preuve à nous égard et pour ses perpétuels encouragements. Tous nos remerciements à notre Co-encadreur Mr: **FROUHAT Rachid** pour avoir accepté de suivre cette étude. A cette occasion, nous remercierons les **NOMBRES de JURY** de nous avoir l'honneur d'examiner ce travail*

*Nous tenons aussi à remercier tous les **RESPONSABLES de SERVICE TECHNIQUE** de puits qui ont contribué à notre formation durant tout le cursus universitaire, qui nous ont aidés d'encouragement.*

*Enfin, nous tenons à remercier nous **PARENTS**, sœurs et frères , les conseils et les soutien moral que financier qu'ils nous'ont toujours prodigués. Sans eux, nous ne serons pas où nous'en sommes et ce que nous sommes .*

Merci encore à tous...





DEDICACE

Je tiens C'est avec grande plaisir que je dédier ce modeste travail :

A l'être le plus cher de ma vie ma mère .

A celui qui m'afail de moi un homme mon père.

A Mes chers Frères et Sœurs.

A tous mes amis de promotion de 2ème année Master hydrocarbures.

toute personne qui occupe une place dans mon cœur.

*A tous les membres de ma familles et toute personne qui parte le nom
harour je dédié ce travail à tous ceux qui ont participé à ma réussite*

BEDDIAF ABDELHAMID





DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

A ma mère pour son amour ses encouragements et ses sacrifices

*A mon père pour son soutien. Son affection et la confiance qu'il m'a
accordé*

A tous les membres de ma famille

A mes amis Et tous ceux qui m'aiment

KAHOUL ALAA





DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

*Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué pleinement dans
l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.*

Je dédie également ce travail à père

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères À toutes mes sœurs et
à tous les membres de ma famille Aussi, je dédie ce travail à tous mes
chers amis sur tout*

BOUHRARA KHAIREDDINE

Rr sum 

Résumé

Au cours du processus de la récupération du pétrole, plusieurs problèmes peuvent survenir dans le gisement et dans les puits qui résulte une baisse de production. A cet effet, de nouvelles techniques sont introduites afin d'améliorer le rendement du puits Dans le champ d'Hassi Messaoud, le problème c'est que les champs périphériques sont loin au le réseau pressurisé Gaz lift, Il n'y a aucune possibilité d'actives les puits candidat au gaz lift. Le traitement de ce problème nécessite l'utilisation de la technique d'auto-boost par l'injection du gaz lift pour alléger la colonne de production et augmenter le gain de récupération de débit d'huile. Notre étude est basée sur l'auto-boost qui permet l'activation des puits par le gaz des puits lui même (l'auto-gaz lift), pour assurer une bonne optimisation du débit de gaz lift injecté, nous avons utilisé le logiciel d'auto-boost. Cette optimisation a donné de bons résultats, a augmenté la production

Motscl s: L'autoboost ,Gazlift. Production, ; HMD et BBK

Abstract

During oil recovery, several problems can arise in the reservoir and in the wells that allow a drop in production. To this end, new techniques are introduced in order to improve the yield of the well. In the Hassi Messaoud field, the problem is that the peripheral fields are far from the pressurized network Gas lift. There is no possibility of active gas lift candidate wells. Treatment of this problem requires the use of the auto-boost technique by gas lift injection to lighten the production column and increase the oil flow recovery gain. Our study focuses on auto-boost which allows the activation of wells by the gas from the wells itself (auto-gas lift), to ensure good optimization of the injected gas lift flow, we used the software self-boost. This optimization gave good results, increased production

Keywords: Autoboost; Gas lift; Production; HMD and BBK

ملخص

أثناء عملية استخراج النفط، يمكن أن تنشأ عدة مشاكل في الخزان وفي الآبار مما يسمح بانخفاض الإنتاج. وتحقيقاً لهذه الغاية، تم إدخال تقنيات جديدة من أجل تحسين إنتاجية البئر، وتتمثل المشكلة في حقل حاسي مسعود، حيث أن الحقول الطرفية بعيدة عن شبكة رفع الغاز المضغوطة، ولا توجد إمكانية لآبار مرشحة لرفع الغاز. يتطلب علاج هذه المشكلة استخدام تقنية التعزيز التلقائي عن طريق حقن الرفع بالغاز لتفتيح عمود الإنتاج وزيادة مكاسب استخلاص تدفق الزيت. تركز دراستنا على التعزيز التلقائي الذي يسمح بتنشيط الآبار بالغاز من الآبار نفسها (رفع الغاز التلقائي)، لضمان التحسين الجيد لتدفق رفع الغاز المحقون، استخدمنا برنامج التعزيز الذاتي. أعطى هذا التحسين نتائج جيدة، وزيادة الإنتاج

كلمات المفتاحية : التعزيز التلقائي، رفع الغاز. إنتاج; HMD et BBK ;

Table des matières

SOMMAIRE

Remerciement	
Dédicace	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Symboles-notation –abréviation	
Introduction générale.....	01
CHAPITRE I : GENERALITE SUR GAS-LIFT	
I.1- Les puits éruptifs.....	02
I.2- Les puits non éruptifs	02
I.3- Les différents types d'activation	02
I.4- Le pompage	03
I.5- Le gas-lift	04
I.5.1 Paramètresdedéterminationd'unmoyend'activation.....	05
a- Des critères économiques	05
b- Des critères techniques	05
I.6- Définition et principe du gas lift	06
I.7- L'histoire du développement du gas-lift	07
CHAPITRE II : MODE ACTIVATION DES PUIITS	
I. 1. Types de Gas-lift	09
II.1.1 Selon le mode d'injection	09
a- Gas-lift continu	09
b- Gas-lift intermittent	09

Table des matières

.....	
II.1.2 En fonction du type de complétion	10
a) Complétions pour gas-lift direct	10
b) Gas-lift inverse (Inverse gas-lift).....	10
II.1.3 En fonction du circuit d'injection en surface	12
A-Gas-lift en circuit ouvert.....	12
B-Auto-gas lift.....	12
2. Applications du Gas-lift.....	12
II. 3. L'équipement de gaz-lift	13
II.3.1 L'équipement de surface	13
1- L'équipement de compression	13
.....	
2-Le réseau de distribution HP 'réseau de collectes'	14
3- Equipement de mesure et de contrôle	14
4- Réseau de distribution basse pression	14
5- L'équipement de déshydratation	14
II.3.2 Equipements de fond	14
1- Les mandrins.....	14
2- Les vannes de gaz-lift	14
3- Les outils de décentrage et de positionnement	15
4- Autres équipements spécifiques	15
II.4. Les principaux paramètres du Gas-lift.....	15
II.4.1 Pression en tête de puits	15
II.4.2 Pression du gaz injecté	16

Table des matières

II.4.3 Profondeur de l'injection du gaz.....	16
II.4.4 IP important et effet de peau (high PI and Skin effect).....	17
II. 5 Avantages et Inconvénients du Gas-lift.....	17
II.5.1 Avantages.....	17
II .5.2 Inconvénients	17
II.6 Problèmes lies au Gas- lift.....	18
II.6.1 Formation des hydrates	18
II.6.2 Érosion des équipements	18
CHAPITRE III : ETUDE DE CAS	
III.1 CPF - BBK de Bir Berkine.....	20
III.1.1 Situation du CPF de BBK	21
III.1.2 Organisation du CPF BBK.....	21
III.1.3 Les opération du centre de traitement.....	22
III.1.4 Relations avec les autres activités.....	22
III.2 AutoBoost.....	23
III.2.1 Historiques Des operationsAutoBoost.....	23
III.2.2 système AutoBooST.....	23
III.2.3 Expliquer le fonctionnement d'AutoBooST	25
III.2.4 Équipements de surface de l'unité AutoBooST.....	25
III.2.5 Équipement de fond de trou AutoBooST.....	26
III.3 Installation et déroulement du processus AutoBooST	27
III.4 Applications AutoBooST.....	28
III.4.1 Applications AutoBooST : Booster de puits unique.....	28
III.4.2 Applications AutoBooST : Boosting multi-puits.....	29
III.5 Avantages AutoBooST	29

Table des matières

III.6 Les défis AutoBooST	29
III.7 Étude de cas : Présentation du site d'étude (OEC-1).....	30
III.7.1 Bien Aperçu.....	30
III.7.1.1 Plans.....	30
III.8 Général Emplacement.....	30
III.8.1 Topographie.....	31
III.8.2 Architecture Graphique.....	32
III.9 INGÉNIERIE & ANALYSE.....	33
III.9.1 Forage Courbe.....	33
III.9.2 Temps Détail.....	34
III.10 Enveloppe Conception.....	34
III.10.1 Résumé Résultat.....	34
III.10.2 Hydraulique Résumé.....	35
III.10.3 Couple et Traîner Résumé.....	35
III.11 PRESTATIONS DE SERVICE.....	36
III.11.1 Forage Fluide Résumé	36
III.11.2 Application de puits individuel.....	36
III.11.3 Problèmes Rencontrés durant le test.....	37
III.11.4 Les points a améliorer dans le système AutoBoost.....	40
III.12 Comparaison entre le puits OMJ33 et le puits OEC-1.....	40
III.12.1 Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 9mm fixe	40
III.12.2 Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 12,5 mm fixe	42
III.12.3 Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 16 mm fixe.....	43
III.12.4 Comparez les unités OMJ33 et les pompes à essence OEC-1 et leurs moteurs de 2019 à 2020.....	44
CONCLUSION GENERAL.....	47
Références bibliographique	49

Table des matières

Annexe.....

51

ListeFigure

<i>Figure I-1 Les types d'activation</i>	03
<i>Figure I-2 Courbe GLR optimal</i>	07
<i>Figure II-1 Types de complétion Parallèle, par tubing concentrique</i>	11
<i>Figure II-2 Types completion Gas-lift (single zone, Dual string, Chamber lift)</i>	12
<i>Figure II-3 Courbe GLR total en fonction pression tête</i>	16
<i>Figure III.4: Situation géographique du bassin Bir Berkine</i>	20
<i>Figure III.5 Situation du CPF de BBK</i>	21
<i>Figure III.6: système d'exploitation et production de Bir Berkine</i>	22
<i>Figure III.7: système AutoBooST</i>	23
<i>Figure III .8: AutoBooST</i>	24
<i>Figure III .9: Comment ça marche AutoBooST</i>	25
<i>Figure III .10: Équipements de surface de l'unité AutoBooST</i>	26
<i>Figure III .11: Équipement de fond de trou AutoBooST</i>	26
<i>Figure III.12: Installation et déroulement du processus AutoBooST</i>	27
<i>Figure III .13: Applications AutoBooST : Booster de puits unique</i>	28
<i>Figure III .14: Applications AutoBooST : Boosting multi-puits</i>	29
<i>Figure III .15: Plans De du site d'étude (OEC-1)</i>	30
<i>Figure III.16: Général Emplacement</i>	30
<i>Figure III .17: Topographie du site d'étude (OEC-1)</i>	31
<i>Figure III .18: Forage Courbe</i>	33
<i>FigureIII.19: Application de puits individuel</i>	37
<i>Figure III .20: Problèmes fixé sur place (HSE)</i>	37
<i>Figure III.21: Problèmes liées au vibrations</i>	38
<i>Figure III 22: Problèmes liées aux contrôle de débit GL injecté</i>	38
<i>Figure III.23: Problèmes liées aux capacité de compresseur</i>	39
<i>Figure III.24: Problèmes liées aux système de contrôle</i>	40
<i>Figure III.25: optimisation GL avec un duse de 9 mm fixe</i>	41
<i>Figure.III.26: Optimisation GL avec un duse de 12.5mm fixe</i>	42

ListeFigure

<i>Figure III.27: Optimisation GL avec un duse de 16 mm fixe</i>	<i>44</i>
--	-----------

ListeTableaux

<i>Tableau III. 1: Architecture Graphique</i>	32
<i>Tableau III. 2: Temps Détail.....</i>	34
<i>Tableau III. 3: Résumé Résultats.....</i>	34
<i>Tableau III. 4: Hydraulique Résumé</i>	35
<i>Tableau III. 5: Couple et Traîner Résumé.....</i>	35
<i>Tableau III. 6: Forage Fluide Résumé.....</i>	36
<i>Tableau III. 7. Datas optimisation 9mm dans le puits OEC-1</i>	40
<i>Tableau III .8. Tableau III. 8. Datas optimisation 9mm dans le puits OMJ33</i>	41
<i>Tableau III .9. Datas optimisation 12,5mm dans le puits OEC-1</i>	42
<i>Tableau III .10. Datas optimisation 12,5mm dans le puits OMJ33</i>	43
<i>Tableau III. 11. Datas optimisation 16 mm OEC-1</i>	43
<i>Tableau III. 12. Datas optimisation 16 mm OMJ33</i>	44
<i>Tableau III. 13: Sommaire des résultats pétroliers et gaziers du puits de 2019 à 2020 à essence OEC-1</i>	45
<i>Tableau III. 14: Sommaire des résultats pétroliers et gaziers du puits de 2019 à 2020 à essence OMJ33</i>	46

ANNEXE

<i>Figure (1) : Fiche Technique du puits (OEC-1).....</i>	<i>54</i>
<i>Figure (2) : caractéristique petro physiques du puits (OEC-1).....</i>	<i>55</i>
<i>Figure (3) : résulta de teste dst du puits (OEC-1).....</i>	<i>56</i>
<i>Figure (4) : le puits a été mise en service sur une duse fixe de 9 mm en mers2019 du puits (OEC-1).....</i>	<i>57</i>

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS

Liste des symboles et abréviations

H : Hauteur. (m)

P : Pression. (bar)

T : Température. (°C)

Pi : Pression de gisement initiale (bar)

Pb : Pression de bulle (kg/cm²)

Pr : pression du réservoir. (kg/cm²)

Psép : pression de séparation.

Pwf : Pression d'écoulement au fond de puits. (kg/cm²) Pwh : Pression du tubing en tête en
Ecoulement (kg/cm²) PDSC : Pression de la duse. (kg/cm²)

Tr : Température du réservoir. (°C)

dg : Densité du gaz

qb : débit à la pression de bulle. (m³/h)

Qhuile : Débit d'huile. (m³/h)

Qg inj : Débit du gaz injecté. (m³/h)

Pg inj : Pression de gaz injecté. (kg/cm²)

Pb : Pression de bulle (kg/cm²) Pt : Pression du tubing. (kg/cm²) Rs: GOR dans le reservoir

API: density

HMD: Hassi Messaoud

LN : Landing nipple.

IPR : Inflow performance relationship.

VLP : Vertical lift performance.

BU : Build up

GOR : Gas oil ratio.

SSSV : Sub-surface safety valve. COV : Casing operated valves. TOV : Tubing operated valves. SPM :
Side Pocket Mandrel CCE :Concentrique

RMS : Root Mean Squared

ID: Interier diameter ED: exterieur diameter MD: Mesured depth

BBR: Beggs&Brill Revised LCP : Liner Cimenté Perforé LPP : Liner Pré Perforé

PFD : Pression de fond dynamique. PFS : Pression de fond statique BS&B : pompe d'injection

IP : Indice de productivité.

GPS : Gradient de pression statique.

GL : Gaz-Lift

Ec :énergie cinétique

m : la mass

LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS

v : la vitesse

Introduction générale

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole et le gaz sont des matières premières d'une grande importance sur lesquels sont basée l'industrie, et par conséquent, toute la civilisation contemporaine.

La rentabilité de l'investissement d'un réservoir est liée à la longévité de ses puits et l'importance de la production. Cette longévité et cette importance sont liées directement aux caractéristiques du réservoir ainsi que les types de complétions choisis.

Le pétrole est en pression sous l'action des forces naturelles qui l'entourent et l'emprisonnent. Si un puits est foré dans ce réservoir la force qui fait sortir les fluides du réservoir provient de la compression des fluides qui sont stockés dans le réservoir.

Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que l'énergie naturelle de la couche productrice soit suffisante pour vaincre toutes les résistances qui s'opposent à l'écoulement du fluide du gisement vers le fond du puits, du fond vers la tête du puits et de la tête de puits vers le séparateur (installation de traitement).

Le gaz-lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression de fond ; ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif.

La production des hydrocarbures en Algérie rencontre plusieurs problèmes d'exploitation qui nécessite des investissements très coûteux, le problème c'est que les champs périphériques sont loin au réseau pressurisé Gaz Lift, Il n'y a aucune possibilité d'activer les puits candidat au gaz lift.

En effet Ce problème existe dans le champ de Hassi Messaoud car le champ est très grand .

L'objectif de tout pays producteur est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec tous les méthodes de récupération assistée, parmi lesquels on a le gaz-lift, Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit

Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum de l'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gaz-lift (pression en tête, pourcentage d'eau).

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit pour un puits vertical et étudier le bénéfice économiste.

Le présent travail que nous avons suivi pour atteindre l'objectif souligné est décrit par les chapitres suivants :

INTRODUCTION GENERALE

- Le premier chapitre donne une généralités sur le gaz lift, leur principe, type et ces applications et les Paramètres et les problèmes liée au gaz lift.
- Le deuxième chapitre présente une Aperçu sur la technique de l'autoboost(les avantages, l'inconvénient et l'installation).
- Le dernier chapitre présente notre études de cas sur les puits située dans la zone HMD Et BBK pour évaluée la résolution de ce problèmes à l'aid de l'autoboost. cette étude se termine par une conclusion générale et des recommandations tout en soulignant l'intérêt de notre étude.

CHAPITRE I :
GENERALITE SUR
GAS-LIFT

I. 1- Les puits éruptifs:

On dit qu'un puits est éruptif lorsque, il débite en surface sans que l'on soit obligé de recourir à une source d'énergie extérieure. Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits

I. 2- Les puits non éruptifs :

Onditqu'unpuitsestnonéruptiflorsqu'ilnedébitepasensurfaceparsa propre énergie, donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puit

La non-éruption est rencontrée dans certains gisements nouveaux où la pression de fond est faible, dans le cas des gisements exploités depuis longtemps, et dans les puits qui ont une pression de fond faible, donc la récupération des réservoirs est très importante.

Pour activer et mettre en production ces puits il faut installer un dispositif d'activation. On peut agir sur l'un des paramètres de non-égalité; (sur la hauteur " H " de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage, ou sur la densité de fluide " d " ou un fluide moins dense (gaz) est injecté dans la colonne pour l'alléger).

I. 3- Les différents types d'activation :

Il existe différents moyens pour essayer de freiner ce déclin. Parmi ces moyens, il y a ceux qui concentrent leurs efforts sur le réservoir et font en sorte de pallier la dégradation progressive des conditions de production. On peut par exemple réinjecter de l'eau ou du gaz sec pour maintenir le réservoir sous pression ; ou bien traiter chimiquement la zone de roche située à proximité du puits pour favoriser la circulation des effluents.

Nous nous intéressons ici aux moyens de continuer à produire malgré la dégradation des conditions de production.

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.

Dans le monde l'activation concerne 75% des puits d'huile hors U.S.A, et 90%

U.S.A incluse. Elle est réalisée sous forme de deux procédés:

- Relevé mécanique des fluides par POMPAGE.

- Allègement du fluide par le mélange avec du gaz injecté dans la partie basse de la colonne de

production, appelé : GAS LIFT (figure I-1)[1].

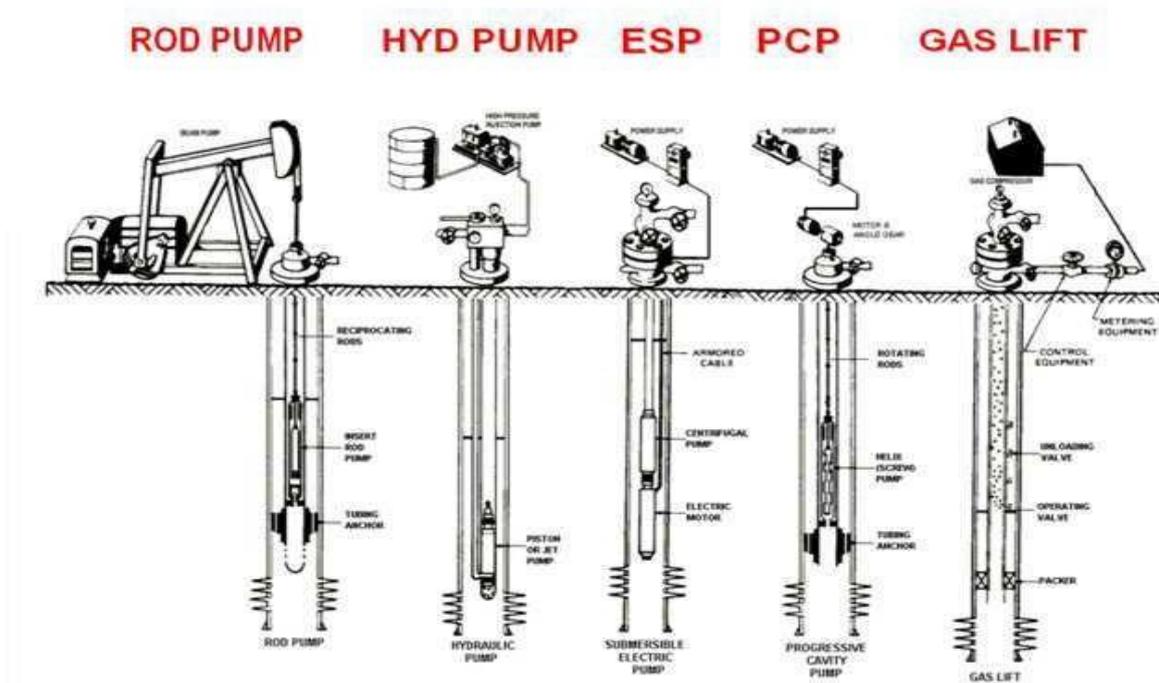


Figure I-1 Les types d'activation.

I. 4- Le pompage :

Une pompe placée sous le niveau dynamique du fluide (mis en place dans le tubing sans packer d'isolation avec le tubing généralement). Elle relève le brut jusqu'en surface.

Cette énergie ainsi apportée permet au fluide de remonter et en même temps soulage la formation (la couche) d'une partie de la contre-pression exercée sur elle, en dégageant la partie en aval de la pompe.

Des critères techniques, naturels, et économiques ont fait qu'il y ait plusieurs techniques de pompage mises en œuvre :

Les deux modes les plus répandus dans le monde sont :

- **Le pompage par tiges:** Une pompe volumétrique de fond verticale, composée d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet, est descendue dans le tubing au bout d'un train de tiges. Elle est actionnée depuis la surface par un moteur qui entraîne une unité de balancier ou un élévateur hydraulique, faisant ainsi un système de va-et-vient.
- **Le pompage par pompe centrifuge :** Une pompe centrifuge est descendue à sa cote dans le casing, suspendue à l'extrémité du tubing de production. L'énergie électrique est acheminée au moteur par un câble déroulé et fixé par des colliers au tubing au fur et à mesure de la descente de celui-ci. En surface, une tête de tubing spéciale munie

de joints d'étanchéité permet la sortie du câble à l'extérieur vers une armoire de commande [2].

Une duse réglable permet d'ajuster l'écoulement en augmentant ou en diminuant la contre-pression sur la pompe.

En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour réparation. Il existe aussi :

a) Le pompage hydraulique: C'est un procédé apparu pour la première fois en 1930 aux Etats-Unis.

Il utilise le principe de PASCAL qui montre que les liquides transmettent intégralement et en tout point, les variations de pression qu'ils reçoivent. L'activation des puits se fait alors en transmettant, par un fluide moteur (qui peut être de l'huile de gisement lui-même, ou l'eau de gisement ou tout fluide compatible), une pression générée depuis la surface vers le fond pour activer :

- Soit un piston moteur entraînant, par un mouvement alternatif, une pompe volumétrique à piston.
- Soit un hydro-éjecteur ou "JET PUMP" équipé d'une duse débouchant sur un venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice.
- Soit une turbo-pompe dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge.

b) Le pompage rotatif MOINEAU: Ce fait avec des pompes volumétriques à cavités progressantes

I. 5- Le gas-lift :

Parmi les différentes méthodes d'activation, c'est les procédés qui se rapprochent le plus à l'écoulement naturel.

C'est une technique de production activée pour les puits non éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production. Cette technique agit : [3].

- Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (**Gas-lift continu**).

- Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (**Gas-lift intermittent**).

I.5.1 Paramètres de détermination d'un moyen d'activation:

Préférer un procédé d'activation aux autres procédés cités auparavant se fait selon les critères suivants :

c- Des critères économiques:

Si un procédé est choisi pour l'activation d'un puits, il devra alors permettre de récupérer un maximum de brut (pétrole) le plus vite possible et avec un moindre coût.

Il est malheureusement difficile d'avoir une évaluation globale du coût d'un moyen d'activation dans l'investissement initial, même si on peut avoir le coût du matériel spécifique nécessaire pour l'activation (compresseur, pompes, unité de pompage, tiges de pompage...). Le coût d'exploitation d'un puits activé par un des moyens d'activation peut aussi varier selon les propriétés du puits et de sa situation. D'autres critères (plus techniques qu'économiques) s'imposent alors..

d- Des critères techniques:

Pour choisir un moyen d'activation, il faut étudier sa compatibilité avec la nature du puits, sa position, ses caractéristiques, et les conditions de son exploitation :

- ✓ La profondeur et la température de fond.
- ✓ Le débit actuel de la production.
- ✓ L'évolution des caractéristiques de production :
 - GOR.
 - WOR.
 - Pression de fond.
- ✓ Types de complétions:
 - * Simple.
 - * Multiple.
- ✓ La déviation du puits (puits dévié ou non).

- ✓ Letauxdeproductionusable.
- ✓ Problèmesdedépôt(paraffines,sulfates,carbonate)etdecorrosion.
- ✓ Typed'exploitation :
 - Terreoumer.
 - L'éloignementdespuits.
 - Environnement(proximitéagglomérations).
 - Disponibilitéounondel'énergie d'activation:courantélectrique,une source de gaz....
 - Disponibilitédestechnologiesdel'exploitationetdel'automatisation plus ou moins avancée.[4].

I. 6- Définition et principe du gas lift :

C'est la méthode d'activation laplus utiliséeàtravers le monde,qui utilise del'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.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de $G_{LR, optimum}$



Figure I-2 Courbe GLR optimal

Le point clé d'une conception de gaz lift reste les pertes de charge en écoulement multiphasique qui sont obtenues à partir de recueils de courbes ou du logiciel, le design commence et s'effectue en deux étapes :

La première étape concerne le futur profil du puits : en fonction des données disponibles, le débit est calculé, le tubing est choisi et la quantité de gaz nécessaire est estimée. [5].

- La seconde étape est de concevoir le système de décharge du puits. La position des mandrins de décharge, la taille et le tarage des vannes sont déterminés dans cette étape. Une des questions principales est de décider du type de vannes à utiliser. Certaines sont pilotées par la pression du tubing, d'autres par la pression du casing.

II. 7- L'histoire du développement du gas-lift :

- En 1797, Carl Emanuel Loscher (ingénieur minier allemand) a utilisé de l'air comprimé pour lifter le liquide en laboratoire.
- La première application pratique de l'air lift n'a été qu'en 1846 par l'américain Cockford qui a activé quelque puits de Pennsylvanie par de l'air comprimé.
- Le premier équipement spécifique pour le gas-lift a été l'œuvre de l'américain A. Brear en 1865, et qui lui donna le nom de : Oil Injector.
- 1864-1900: Pendant cette période lifting consistait à injecter de l'air comprimé par l'annulaire du tubing.
- 1900-1920: L'extension de l'air lift, où ce procédé à commencer à être utilisé dans les grands gisement tel : Spindle Top.

- 1920-1929: Le gaz naturel commence à être utilisé. L'application du gas-lift grâce au succès rencontré dans le champ de Seminole en Oklahoma.
- 1929-1945: Cette ère a connu l'élaboration d'environ 25000 vannes différentes. Le développement technologique a fait que l'efficacité de l'activation n'a cessé de s'améliorer.
- De 1945 au temps présent: Depuis la fin de la deuxième guerre mondiale, les différents types de vannes ont laissé place aux vannes réglables à la pression (pressure-operated valves). Plusieurs compagnies se sont penchées sur l'évolution et le marketing de ce genre de vannes. [6].
- 1957: L'apparition des vannes de gas-lift retirables par wire-line.

CHAPITRE II :
MODE ACTIVATION DES PUIITS

III.1. Types de Gas-lift :

II.1.1 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.

a- Gas-lift continu:

Considéré 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. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.

b- 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. 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.

Le gas-lift intermittent se fait selon deux méthodes:

- Méthodes conventionnelles.

- Méthodes inconventionnelles: elles se subdivisent en: Accumulation chamber: ce type d'installation utilise des cellules dites "accumulation chamber" qui réduisent la hauteur de la colonne hydrostatique pressant sur la formation. C'est une installation réservée pour des puits à très basse pression et produisant assez peu de liquides.

Il existe:

Chambre d'accumulation à capacité cylindrique: où est utilisé un seul packer et où toute l'installation (chambre d'accumulation comprise) fait partie de la complétion du puits.

Chambre d'accumulation entre deux packers de tubage: utilisant deux packers au lieu d'un.

N.B: Le premier type donne une capacité maximale de stockage d'huile au fond et ne risque pas d'ensablement des fenêtres de la capacité cylindrique. Il n'est opérationnel que dans des trous cuvelés (tubés).

Le deuxième type n'est opérationnel qu'en trou ouvert, ou si la hauteur de la couche est

très importante, ou bien encore si le niveau statique du liquide est en dessous de toit des perforations.[7].

II.1.2 En fonction du type de complétion :

Le gaz lift peut-être utilise en complétion simple comme en complétion multipleet la production des puits peut être :

a) Complétionspourgaz-liftdirect:

L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et la productionse fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

b) **Gas-liftinverse(Inversegas-lift):**

- **Tubingconcentrique(Concentrictubingstring):**

Le gaz estinjectédansunpetittubeconcentrique 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 gas-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

- **Gas-liftavecproductiondansle casing:**

Pourlestrèsgrosdébits,ilestpossibledeconcevoirdespuitsoùlaproduction duréservoirpassedirectementdansle casingavec injectiondegaz dansletubing.Ce procédé présente quelques défauts :

Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, comme des mesures de pression ou de température.

- Degrosvolumesdegazsontnécessairesetnécessitantsdegrandespressions.
- Ledesignetleséquipementsontspéciaux.
- Lepuitsn'estpasadaptéaugas-liftintermittent.

- **Gas-liftdouble(dualgas-lift):**

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 :

- Lagrandecomplexitédesvannesdesécuritédesubsurfaceannulaire.
- L'encombrementdesmandrinsàpoche.

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 où du gaz à haute pression est disponible, autorisant la décharge sans utilisation de vannes de décharge.

• **Legas-liftparallèle(parallelgas-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 gas-lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage.

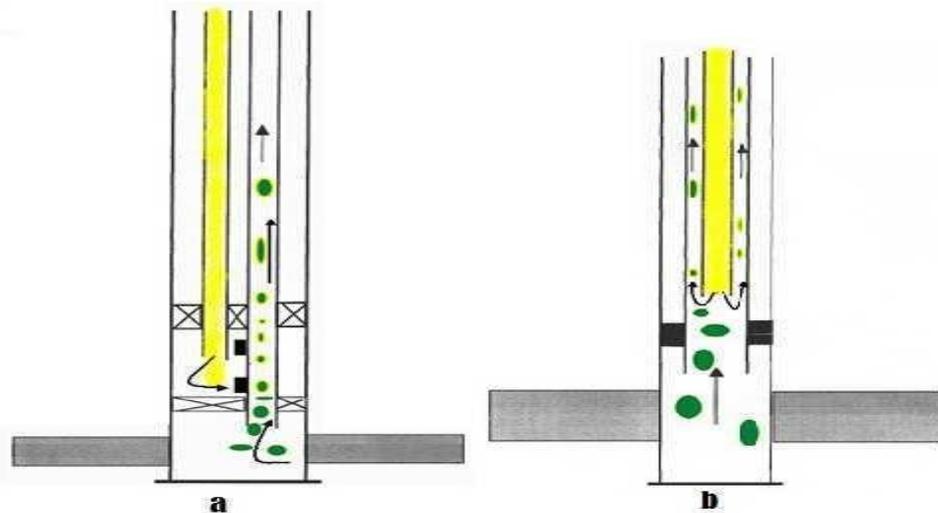


Figure II-1 Types de complétion *Parallèle*, partubingconcentrique

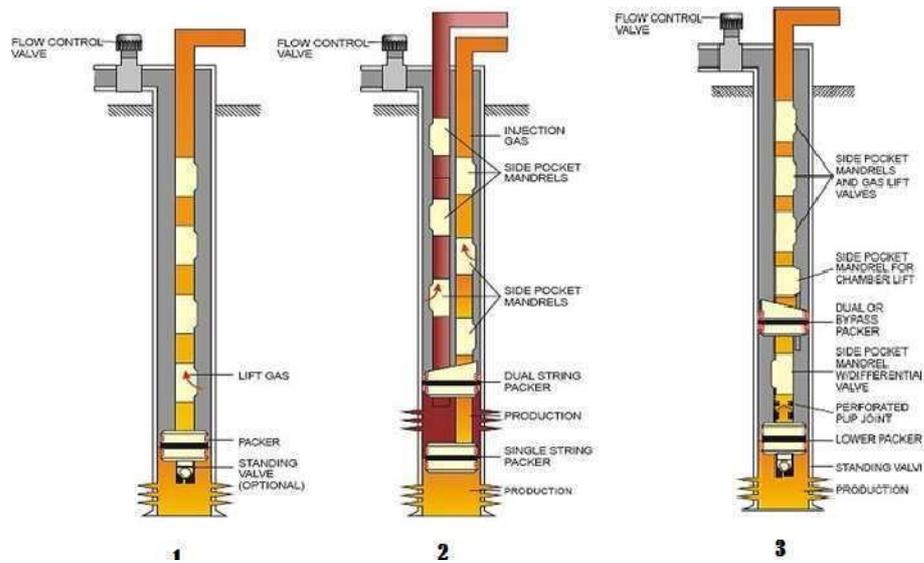


Figure II-2 Types complétion Gas-lift (single zone, Dual string, Chamber lift).

II.1.3 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 **Gas-lift en circuit fermé**: C'est le gas-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.

A. Gas-lift en circuit ouvert: Le gaz qui a servi pour le gas-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. [8].

B. Auto-gas 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. 2. Applications du Gas-lift :

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

- **Augmentation du débit**:

Pour les puits souffrant d'un déclin de la pression mais pouvant encore produire sans avoir recours à l'activation, et qui sont caractérisés par un GOR ou GLR naturellement inférieure relativement à la moyenne, le gas-lift permettrait d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle.

- **Mise en production des puits non éruptifs:**

Dans le cas d'un puits incapable de débiter de sa propre énergie (déplété), le gas-lift, consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique, entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sera remonté dans le tubing

- **Démarrage:**

Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif, n'arrive pas à redémarrer après neutralisation. Il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité. Si ce puits a été initialement équipé par des mandrins, alors le puits pourra être redémarré grâce à du gaz à haute pression.

- **Les puits à eau:**

Afin de produire des volumes importants d'eau qui peuvent être nécessaires pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gas-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gas-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).

- **Nettoyage de puits injecteur (Injector cleanup):**

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour les nettoyer et éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération, dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins, est assurée par un passage du puits en gas-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide.

III. 3. L'équipement de gaz-lift :

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique. Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface. 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.3.1 L'équipement de surface:

1- 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[9].

2- Le réseau de distribution HP 'réseau de collectes':

Il consiste en un système de pipes (canalisations)

pouvant fonctionner à très grandes

pressions, qui distribue le gaz à tous les puits connectés au système

3- Equipement de mesure et de contrôle:

L'équipement de mesure est composé :

- a. Équipement de mesure de pression (des manomètres)
- b. Équipement de mesure de température (des thermomètres)
- c. Une manivelle de réglage de débit de gaz
- d. Équipement de mesure de débit (l'orifice Danielet l'indicateur Barton)]9[.

4- Réseau de distribution basse pression:

Il est composé des pipelines qui transportent le fluide de la tête de puits jusqu'au réseau de distribution haute pression, la première phase consiste à transporter le brut de la tête 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

5- L'équipement de déshydratation:

Le gaz naturel contient une grande quantité de vapeur d'eau, qui provient des cônes d'eau présents dans le réservoir. La présence de liquide dans le système de distribution de gaz peut provoquer la formation d'hydrates.

Les hydrates sont des 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 contenue dans le gaz.

Ces agents sont généralement le diéthylène glycol (DEG) et le triéthylène glycol (TEG)

II.3.2 Equipements de fond :**1- Les mandrins.**

Le mandrin est un tuyau avec une structure de la profondeur requise, qui est placé dans le tuyau (qui fait partie du groupe de tuyaux). Il peut transporter la vanne sans affecter le diamètre de la canalisation. Il existe trois principaux types de mandrins

- Chuck traditionnel.
- Porte-mandrin de poche latérale.
- Arbre de bobine concentrique.

On distingue plusieurs types de mandrins. On peut citer :

- **Mandrins conventionnels.**
- **Mandrins à poche latérale.**
- **Mandrins avec vanne concentrique.**

2- Les vannes de gaz-lift :

Les vannes de gaz-lift sont des injecteurs de gaz qui fonctionnent comme des vannes régulatrices au cours du démarrage (décharge) et aussi pour le liftage

3- Les outils de décentrage et de positionnement :

Le positionnement des vannes de gaz-lifts est effectué par des outils spéciaux (kickover ou positioning tools) associés à un train de wireline

4- Autres équipements spécifiques :

Parmi ces équipements on a :

- **clapet anti-retour** : placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation.
- **sécurité annulaire** : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.
- **tubings pool** : équipé à la base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire est sûr [10]

II.4. Les principaux paramètres du Gas-lift

II.4.1 Pression en tête de puits :

Plus la pression de tête est basse et moins il faut 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 de tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.



Figure II-3 Courbe GLR totale en fonction pression de tête

II.4.2 Pression du gaz injecté :

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vanes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanes de décharge en «single point». Ce qui simplifie la conception, l'exploitation et la maintenance du puits. C'est le cas dans l'exploitation de l'anneau d'huile de Hassi R'Mel où le single point se trouve au préalable dans la complétion initiale d'un puits. Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the well).

La formule la plus utilisée pour la détermination de pression d'injection en surface est celle de R.V.SMITH, elle consiste à calculer les pertes de charges dans la colonne verticale, connaissant plusieurs paramètres, tels que le débit de gaz injecté, pression d'injection au fond ...etc. La pression d'injection au fond c'est la pression sous laquelle le gaz arrive au point d'injection. Elle est choisie de telle façon à éviter l'adsorption de l'effluent par la formation

II.4.3 Profondeur de l'injection du gaz

Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. Pour améliorer l'efficacité du gaz injecté, on a trois principaux paramètres: la pression d'injection, le débit d'injection et la profondeur d'injection. Ce dernier est

déterminé à partir du gradient de pression du puits en débit, plus le point d'injection est profond, plus le gaz injecté est efficace

II.4.4 IP important et effet de peau (high PI and Skin effect)

La productivité d'un puits dépend directement du draw-down. Et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression.

On appelle «**effet de peau**» l'endommagement des premiers centimètres du réservoir. L'effet de peau (*skin*) a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par un des nombreux procédés connus comme l'acidification, la re-perforation, etc...Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz[11].

II. 5 Avantages et Inconvénients du Gas-lift:

II.5.1 Avantages:

- ✓ Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- ✓ Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- ✓ Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- ✓ Équipement du puits simple et vannes gas-lift récupérables au câble: possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir à remonter le tubing.
- ✓ Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible
- ✓ Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- ✓ Permet de démarrer le puits.
- ✓ Adaptations sur les puits déviés: fiabilité actuelle du matériel gazlift sur des puits avec une déviation atteignant 50°.
- ✓ Peut être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale.

II .5.2 Inconvénients :

- Volumes de gaz pouvant être excessifs pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).

- Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- Rendement assez faible dans les puits profonds.
- Nécessité de pressions de fond pas trop faibles, sinon il faudra changer la méthode d'activation en fin de vie du puits.
- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates il y aura nécessité de traiter le gaz soit par déshydratation soit par injection du méthanol.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.
- - Son efficacité est parfois faible comparée à celle des autres techniques d'activation.

II . 6 Problèmes liés au Gas- lift

L'exploitation des puits activés par le gas-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération parfois délicate, le problème principal, c'est la formation des hydrates [7].

II.6.1 Formation des hydrates :

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

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver.

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela doit être prise les préventions suivantes :

- Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).
- Un traitement thermique permet d'élever la température du gaz, par mise en place d'un échangeur de chaleur.
- L'incorporation à l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).

La mise en place d'une duse de fond pour les puits qu'on un concentrique.

II.6.2 Érosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métalogique, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz fraisent la duse à ses parois intérieurs, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

Ces variations influent négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz soit important par rapport à celui de l'huile, il se produit alors des pertes de charges par glissement et la formation de la mousse qui représente un problème dans la séparation production augmente avec l'augmentation du diamètre de concentrique.

CHAPITER III :
ETUDE DE CAS

III.1 CPF - BBK de Bir Berkine:

Hassi Berkine est un important gisement pétrolier situé au sud-est de Hassi Messaoud à 200 km environ. Berkine s'étend sur une surface totale d'environ 16 km².

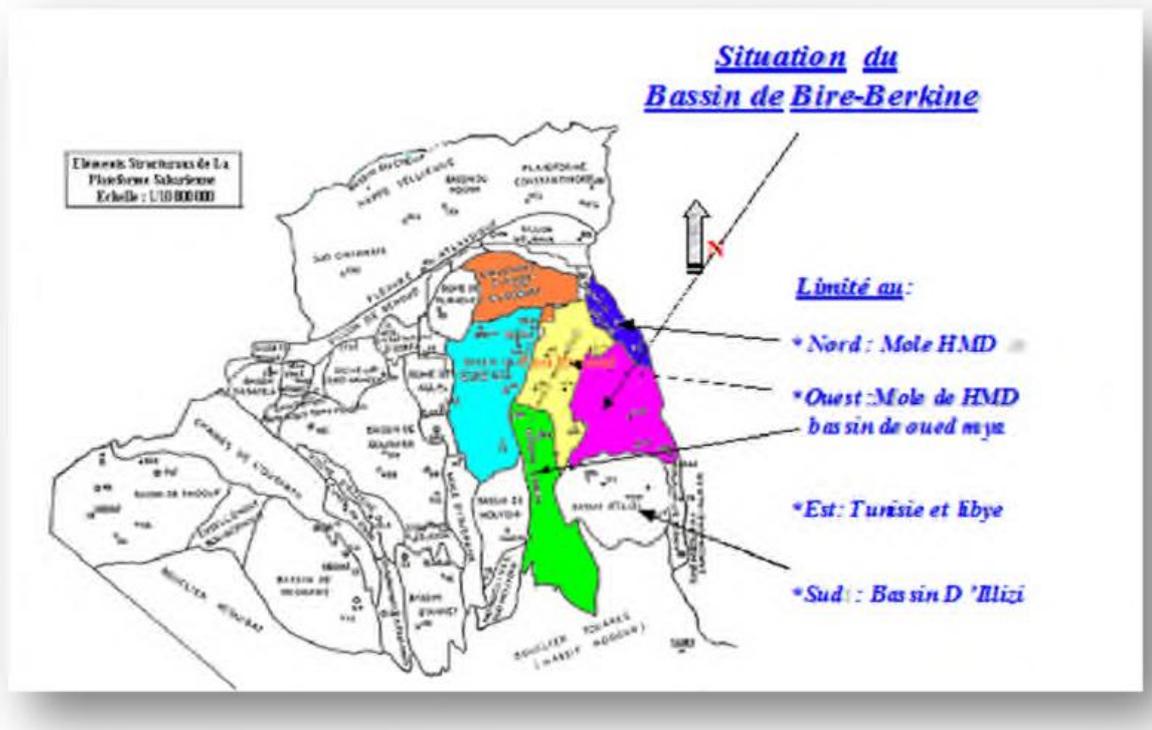


Figure III.4: Situation géographique du bassin Bir Berkine

Notre stage pratique s'est déroulé au niveau du CPF de BBK (centre de traitement d'huile de Bir Berkine), Plus précisément au niveau de service " Engineering et Production ". C'est un centre qui comprend deux services :

Exploitation

Engineering et Production.^[12]

III.1.1 Situation du CPF de BBK :

Selon l'organigramme de SONATRACH ce centre relève du service Exploration-Production.



Figure III.5: Situation du CPF de BBK

Le pétrole brut extrait des puits des pôles nord et sud sera traité puis pompé vers les stations de pompage afin de le transporter vers les terminaux d'arrivée.

III.1.2 Organisation du CPF BBK:

la station est divisée en plusieurs unités:

- Unité 100: Traitement du brut, du gaz et stockage
- Unité 200: Torches, eau incendie, traitement eaux, drainages
- Unité 300: Eau albien, brute et d'injection
- Unité 400: Air comprimé, combustibles et diesel
- Unité 500: Têtes de puits et transport brut champ BBK
- Unité 600: Têtes de puits et transport brut champ BBKN
- Unité 700: Pipeline d'exportation de gaz

- Unité 900: Pipeline d'exportation d'huile.

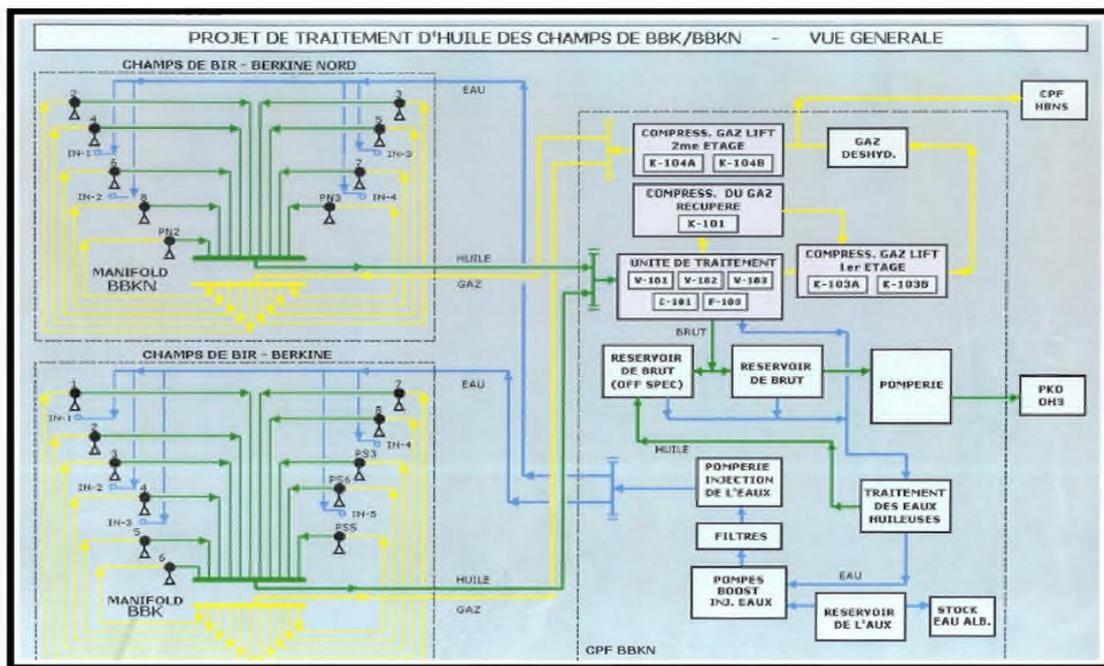


Figure III.6: système d'exploitation et production de Bir Berkine

III.1.3 Les opération du centre de traitement:

On peut énumérer les simples opérations qui permettent les procédés, ci-dessus décrits, de la façon suivante:

- ✓ Séparation et dessalage
- ✓ Stabilisation du brut;
- ✓ Compression de gaz
- ✓ Dessiccation de gaz;
- ✓ Stockage des fluides combustibles;
- ✓ Pompage du produit fini;
- ✓ Implantation de production des fluides accessoires et autres utilités;

III.1.4 Relations avec les autres activités:

- Le pétrole décanté sera stocké dans un bac ; en attendant l'expédition par canalisation vers une raffinerie.

- Le gaz, pourra être traité à son tour, selon les quantités, pour être conditionné aux caractéristiques commerciales puis vendu. Si les quantités produites ne permettent pas la commercialisation, alors il devra être malheureusement brûlé par le biais d'une torche.

III.2 AutoBoost.

III.2.1 Historiques Des operationsAutoBoost.

- ✓ 2019/04/03 mise en service sur une duse de 9 mm fixe.
- ✓ Des contrôles filaires périodiques.
- ✓ Le puits à été sélectionné pour un test pilote de la nouvelle technologie AutoBoost.
- ✓ 19/03/2020 : opération de nettoyage avec CTU (préparation de puits pour le test(
- ✓ 26/03/2020 : opération Snubbing pout descente cce1,660'' pour injection de GL.
- ✓ 01/04/2020 : opération de kick off à travers CCE au nitrogène.
- ✓ 18/07/2020 : opération filaire pour une mesure PFD pendant la période de test (AutoBoost.(
- ✓ Du 21/07 au 08/08/2020 : test AutoBoost (période d'évaluation(
- ✓ 2020/08/09 Une présentation technique sur l'évaluation de la technologie AutoBoost a été faite en présence de responsable de la Région HMD (DR) et responsables EXPRO

III.2.2 système AutoBooST

La surpression de surface doté d'une capacité de vérin à gaz ; c'est une technologie pour aider les puits de pétrole en utilisant son propre gaz produit/gaz de procéd

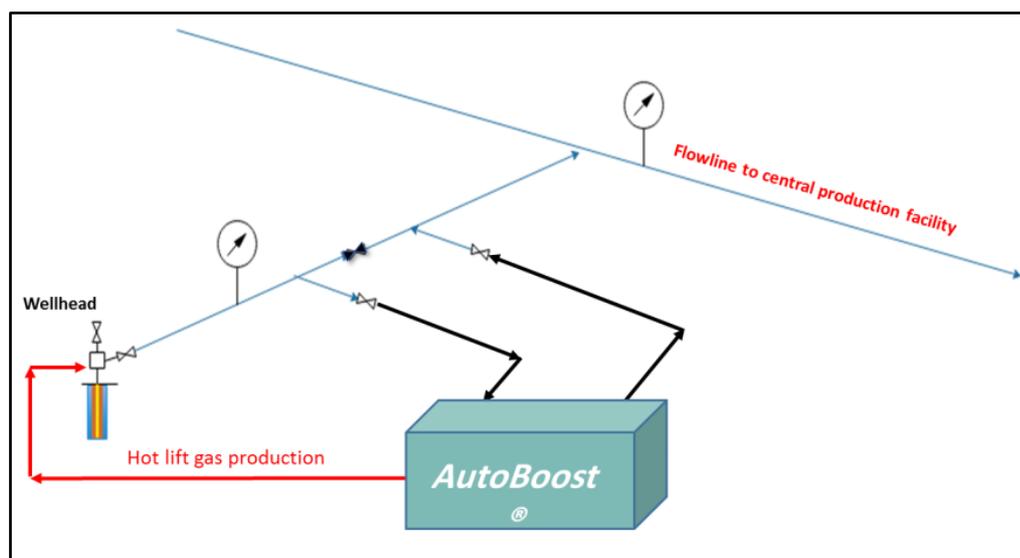


Figure III.7: système AutoBooST

Pour comprendre le concept, considérons un puits dans un système de production avec une pression WHP égale ou inférieure à la pression de la ligne de production, le puits ne coule donc pas.

Nous installons le package AB faisant couler le puits dans AB avec une faible pression d'entrée, puis le fluide sera introduit dans la ligne de production à la pression nécessaire pour surmonter la contre-pression de l'installation en aval.

En tant que tel, cela peut être considéré comme un système de surpression multiphasique ou simplement des pompes multiphasiques, mais ce n'est pas le cas dans AB, les fluides sont séparés et le gaz est réinjecté dans le puits à haute pression comme vérin à gaz pour améliorer la production du puits.

C'est ainsi que nous définissons AB comme un système de surpression de surface doté de capacités GL, ainsi que comme technologie permettant d'assister le puits avec son propre gaz produit.

Nous réinjectons / faisons circuler le gaz produit pour améliorer la production pétrolière.

De plus, l'ensemble utilise le gaz produit comme gaz combustible et il est auto-alimenté sans avoir besoin d'énergie externe.

Le système dispose également d'un système embarqué en temps réel utilisé pour la surveillance et l'optimisation des paramètres d'injection et de production. Ceci est un aperçu du système AB et permet de voir les principaux équipements du package.^[13]



Figure III .8: AutoBooST

III.2.3 Expliquer le fonctionnement d'AutoBooST

un résumé sur Le principe de fonctionnement du système AutoBoost L'huile produite passe par un séparateur triphasée Le gaz séparé utilisé pour alimenter le moteur et le compresseur Le compresseur composé de 3 étage , le gaz passe par la 1 étage de compresseur puis vers le système de refroidissement puis réenté dans la 2 eme étage puis vers le referoidésseur enfin réenté dans la 3eme étage puis vers deux lignes La 1er vers le puits La 2 eme vers la ligne de production en cas d'excédent de gaz Le système autobooST c'est un système fermé

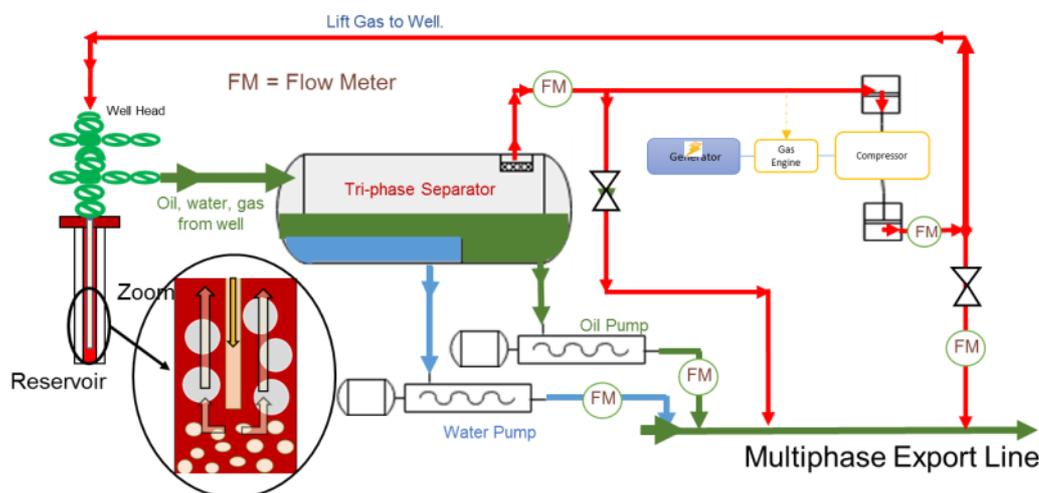


Figure III .9: Comment ça marche AutoBooST

III.2.4 Équipements de surface de l'unité AutoBooST:

- Module de Production Rapide (RPM) :
- Section de séparation et de pompe
- Séparateur 4 phases.
- Pompes de transfert huile/eau
- Tuyaux d'interconnexion WECO
- Module de compression :
- Section de suralimentation en gaz
- Skid de gaz combustible
- Compresseur alternatif avec entraînement par moteur à gaz.
- Générateur d'énergie électrique intégré
- Côté surface, il comprend 2 patins, un patin pour la section de séparation avec séparateur et des pompes de transfert, tout comme les unités mobiles conventionnelles d'essai de puits.
- Deuxième patin pour la compression utilisant un compresseur alternatif avec moteur à gaz. Plus un petit support pour le gaz combustible pour un traitement ultérieur du gaz combustible.
- Générateur d'énergie électrique également intégré pour faire fonctionner tous les services publics du package et le rendre entièrement autonome.^[13]

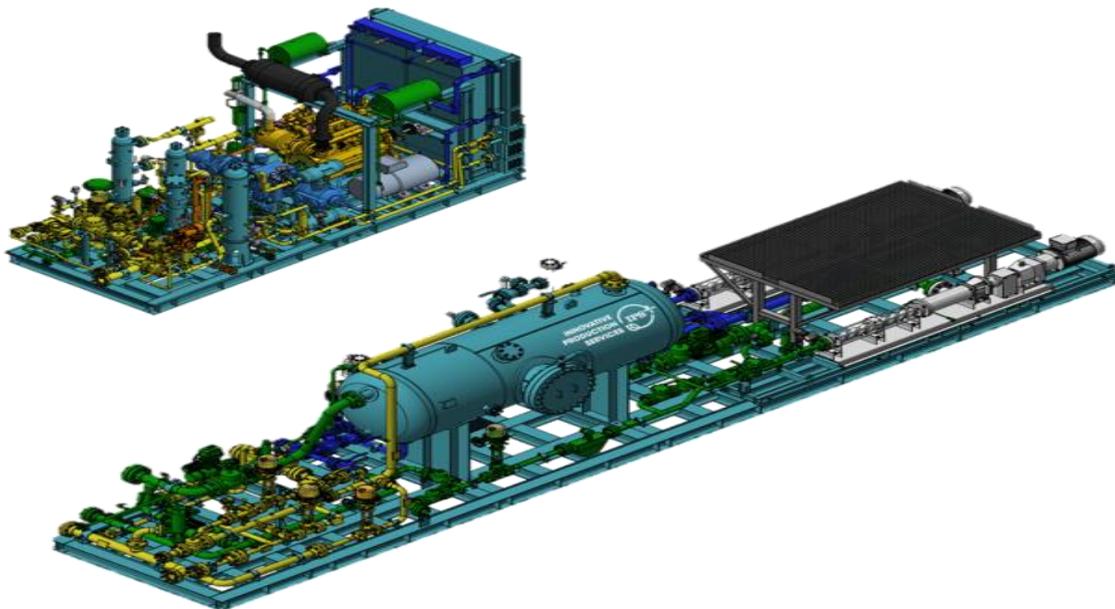


Figure III .10: Équipements de surface de l'unité AutoBooST

III.2.5 Équipement de fond de trou AutoBooST:

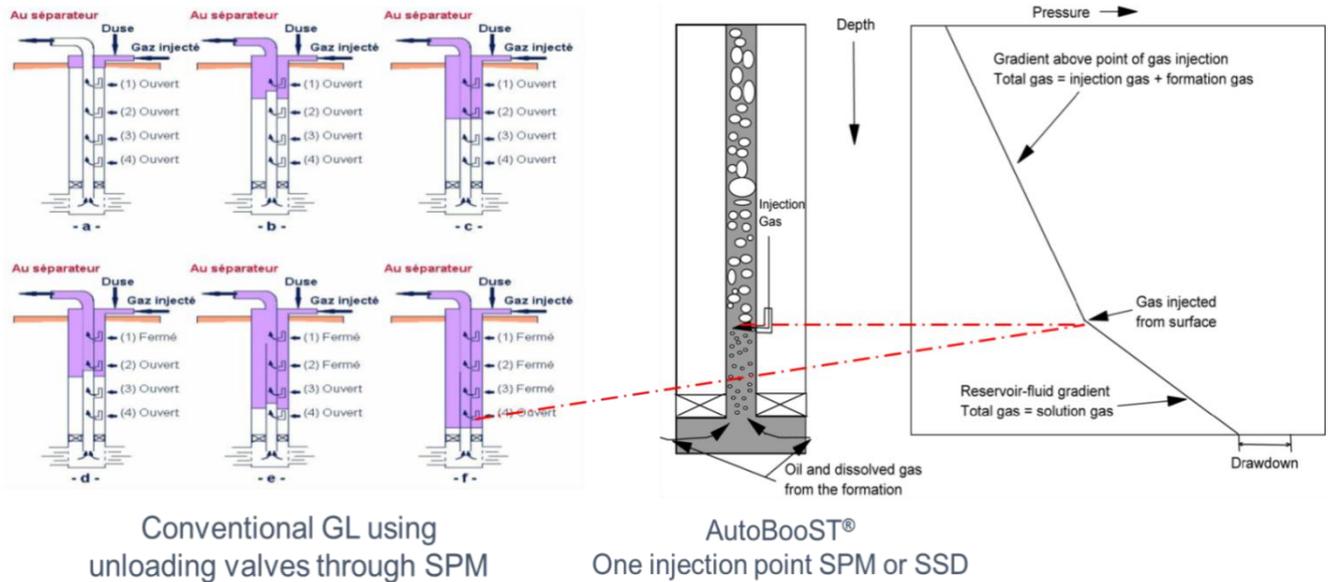


Figure III.11: Équipement de fond de trou AutoBooST

Pour la partie fond de trou, nous gardons le même principe que le système GL conventionnel qui consiste à injecter du gaz dans le tubing pour alléger la colonne hydrostatique en réduisant sa densité comme on peut voir le changement de gradient de pression à partir du point d'injection au dessus.

Dans le GL conventionnel, nous incluons la conception de vannes de déchargement pour permettre une montée en puissance progressive du puits jusqu'à ce que nous atteignons l'orifice d'injection, tandis qu'en AB, nous n'avons besoin que d'un seul point d'injection pour atteindre notre objectif car nous avons un compresseur et une pression de refoulement élevée.

Cette option nous permettra de cibler une large gamme de puits puisque la plupart des puits, même s'ils ne sont pas terminés pour GL, ils disposent d'un dispositif de circulation de fond qui peut être utilisé pour le système AB GL.

III.3 Installation et déroulement du processus AutoBooST

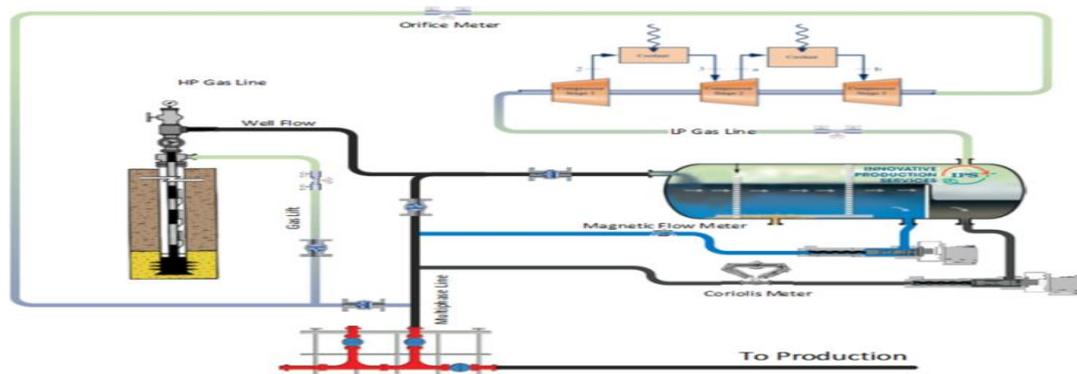


Figure III.12: Installation et déroulement du processus AutoBooST

Pour mieux comprendre le processus AK, nous avons ici une disposition typique de l'installation AB sur un puits. Section de séparation avec pompes Section de compression Nous faisons couler le puits dans le séparateur puis le liquide sera transféré à la ligne de production et mesuré séparément... c'est d'ailleurs une autre caractéristique du système, une mesure précise pour chaque phase. Le gaz sera détourné vers le toboggan de compression et amplifié à haute pression dans le puits par vérin à gaz. La production du puits augmentera et retournera au séparateur. Il s'agit du cycle complet du système Autoboost car nous pouvons voir que le gaz est recyclé en boucle fermée, puis le gaz accumulé augmentera progressivement et fournira suffisamment de gaz pour l'optimisation du GL.

Une fois le taux optimal défini, il sera défini comme un taux d'injection fixe dans le puits et l'excès de gaz sera dirigé vers la chaîne de production ou vers un autre puits.

C'est ainsi qu'Autoboost travaille en contrôle et optimisation en temps réel pour adapter les paramètres de changement à temps.

III.4 Applications AutoBooST

- AutoBooST est un ensemble de têtes de puits compact et hautement portable
- Améliorer la production des puits à faible WHP ‘‘Système de production Autogas Lift
- Aider à évaluer et valider l'efficacité du projet GL avant de réaliser les investissements.
- Booster la production en attendant les dernières installations GL

La plupart des puits à faible énergie sont candidats au système Autoboost, et il est principalement utilisé pour améliorer la production des puits à faible WHP en tant que solution d'élévation artificielle.

Il peut également être utilisé pour évaluer et valider un projet GL en effectuant des tests pratiques pour confirmer la valeur ajoutée du projet avant de prendre une décision.

Si la décision est déjà prise, nous savons que la phase de construction du projet GL dure au minimum 2 ans. Pendant cette période, nous pouvons utiliser Autoboost pour obtenir une production et des revenus précoces avant que l'installation finale ne soit mise en service.^[14]

III.4.1 Applications AutoBooST : Booster de puits unique

Le vérin à gaz est déplacé vers la tête du puits.

Du point de vue de la configuration, nous avons une installation de puits individuels, ce qui était d'ailleurs l'idée originale, installée pour les puits distants.

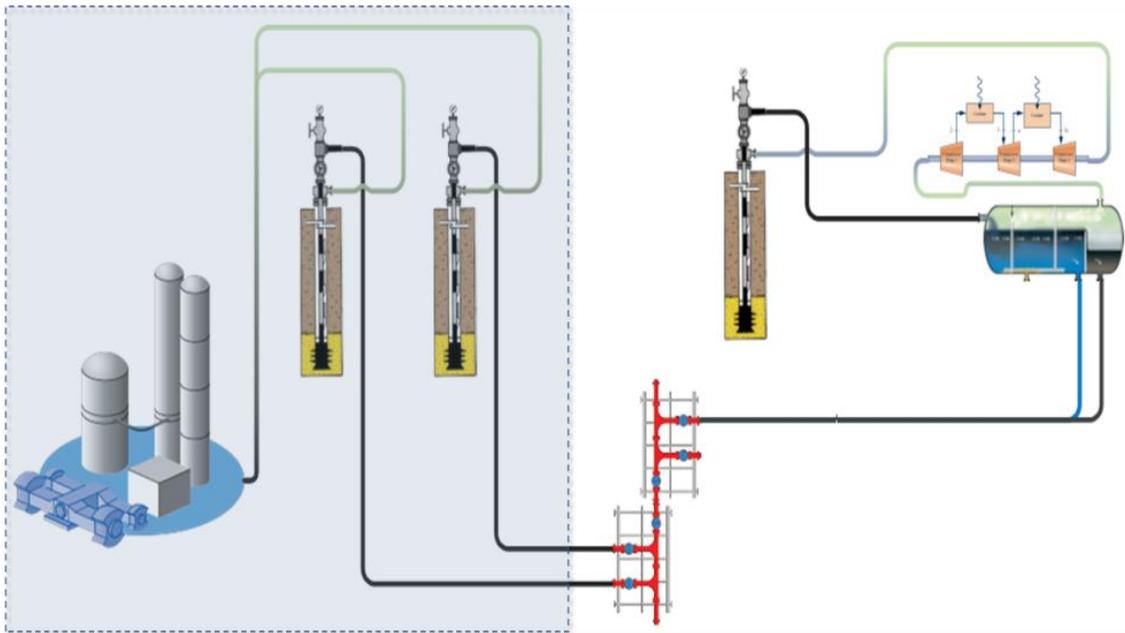


Figure III .13: Applications AutoBooST : Booster de puits unique

III.4.2 Applications AutoBooST : Boosting multi-puits

Boosting de plusieurs puits D'un puits à haute énergie à un puits à faible énergie

- Nous avons une application multipuits avec une source de gaz provenant d'un puits à haute énergie et fournissons des puits à faible énergie du mieux que nous pouvons
- Boosting de plusieurs puits Du collecteur aux puits à faible énergie

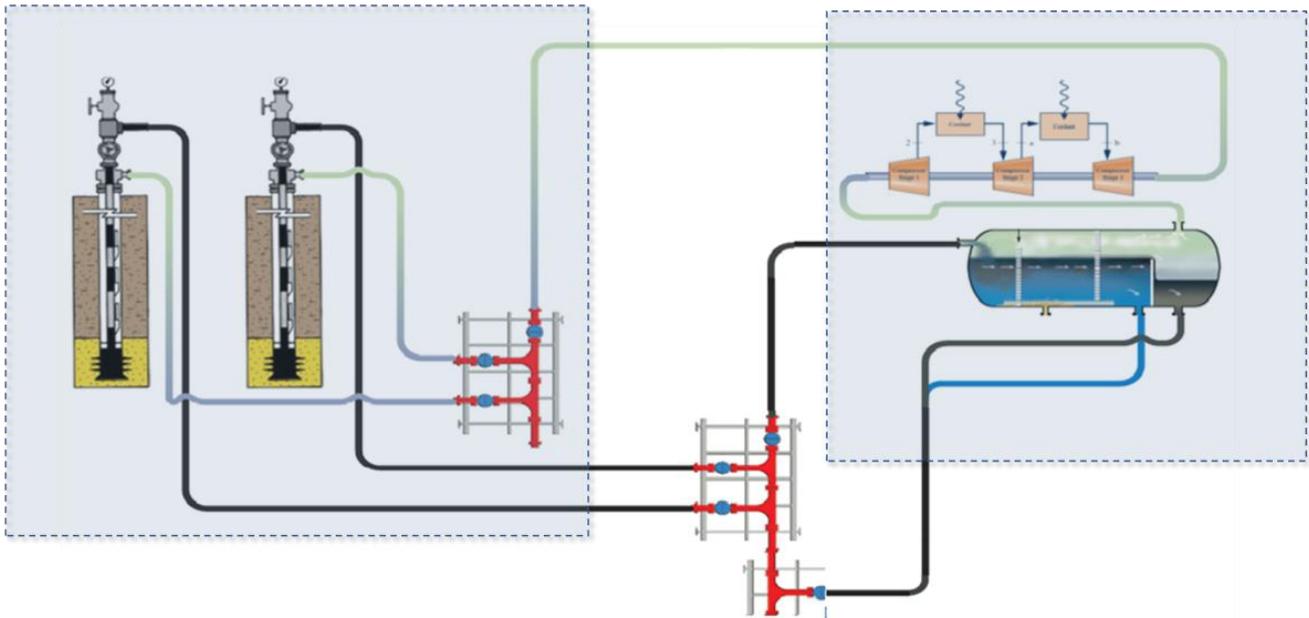


Figure III .14: Applications AutoBooST : Boosting multi-puits

III.5 Avantages AutoBooST

- Équipement mobile avec montage facile.
- Auto-alimenté grâce au gaz produit, pas besoin de source d'énergie externe.
- Données en direct et surveillance en temps réel.
- Soutenir l'augmentation de la production par un meilleur contrôle des paramètres d'injection.
- Opération minimale ou sans personnel, le système peut être entièrement automatisé.
- Simple et rentable pour l'opérateur.

III.6 Les défis AutoBooST

- Système de contrôle avancé pour maintenir les paramètres de réglage dans un processus très dynamique.
- Candidats morts-vivants :
- Utiliser un puits d'approvisionnement en gaz à proximité (option recommandée)
- Décharger le puits temporairement avec CTU

III.7 Étude de cas : Présentation du site d'étude (OEC-1)

III.7.1 Bien Aperçu

L'OUERDAT ECH CHERGUIA-1 (OEC-1) est situé dans Bloc 403 de Zemoul El Kbar champ. Il est prévu comme puits d'exploration verticale afin d'étudier les réservoirs potentiels d'hydrocarbures dans le TAGI, Siégenien (D, F, G), Gédinien (B, A, M) et Silurien Argileux Gréseux . Le puits est à 5 km au sud du puits RRB1, à 5,2 km au nord-est du puits ROME-5 et à

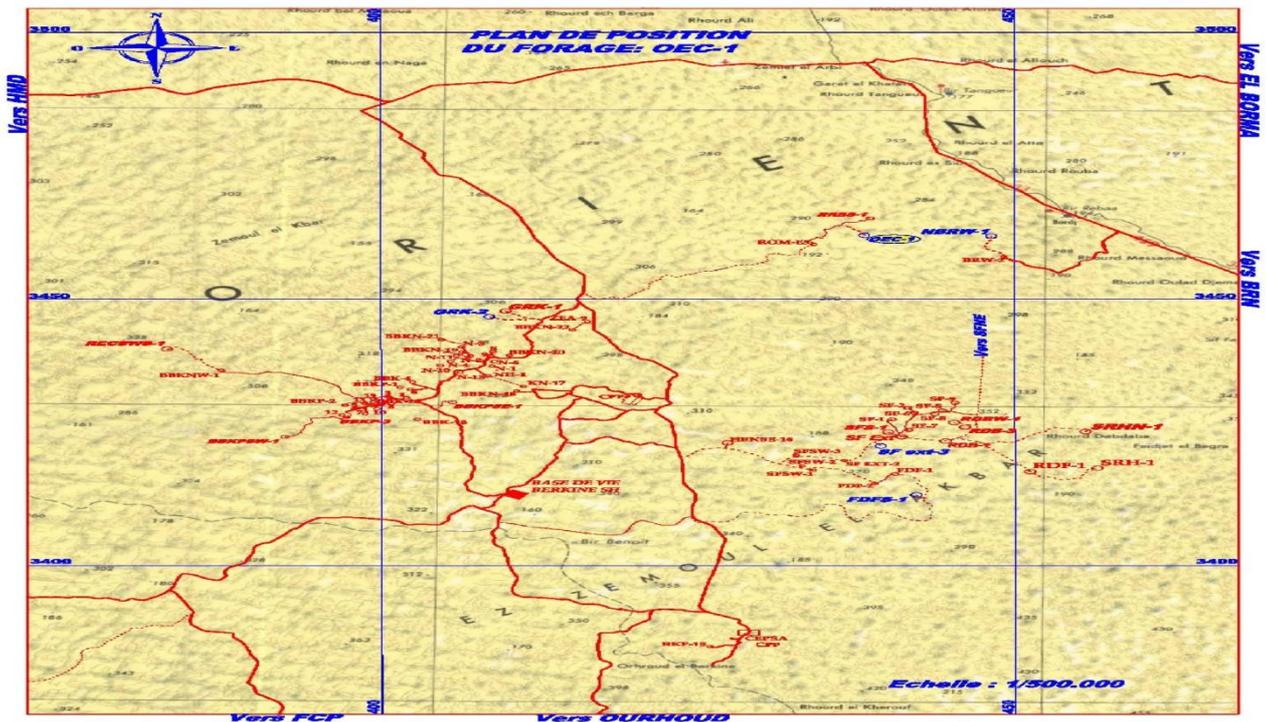


Figure III .17: Topographie du site d'étude (OEC-1)

IV.2.1 Collecte des données :

À partir de la banque de données, on prend les résultats des différents tests (jaugeage) faits sur les puits choisis (HTF14. HTF24.

Tableau IV.1 : Les données technique du puits [18].

Données Nécessaire					
Données	Du	Données	du	Données de complétion	Données
Fluide		réservoir			surface
Model Du Fluide		Pression de fond dynamique (PFD)		Température du réservoir	Pression de tête
Propriétés fluide	du	Débit		Longueur du tubing	température de tête de puits)
GOR (Rs)		Température réservoir	du	ID, ED du tubing	
Densité Du Gaz		Courbe IPR		Cote de la vanne d'injection	
Densité De L'eau	/			Cote des perforations.	
API (dead oil density)	/			/	

IV.3 Historique des puits :

Le puits **HTF14** est un puits producteur d'huile horizontale foré en 01/12/2012 (date fin de forage) à une profondeur de 3461m, le puits avec un complétion LPP Liner Pré Perforé avec un intervalle perforé de 80m, le puits produit depuis le réservoir combro- ordovicien, dans la zone HZP du champ de Hassi Messaoud. La date de mis en service avec Gaz Lift est le 09/03/2021][18].

Le puits **HTF24** est un puits producteur d'huile horizontale foré en 27/04/2016 (date fin de forage) à une profondeur de 3454 m, le puits avec un complétion Open Hole avec un intervalle perforé de 80m, le puits produit depuis le réservoir combro- ordovicien, dans la zone HZP du champ de Hassi Messaoud. La date de mis en service avec Gaz Lift est le 09/03/2021[18].

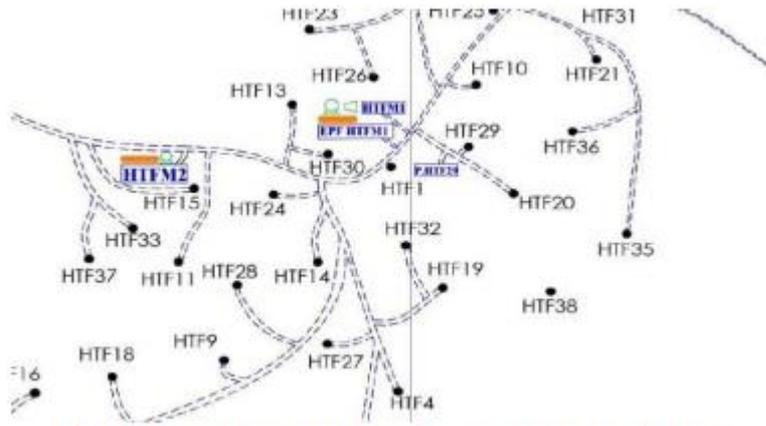


Figure VI: Carte de localisation des puits (HTF14, HTF24).

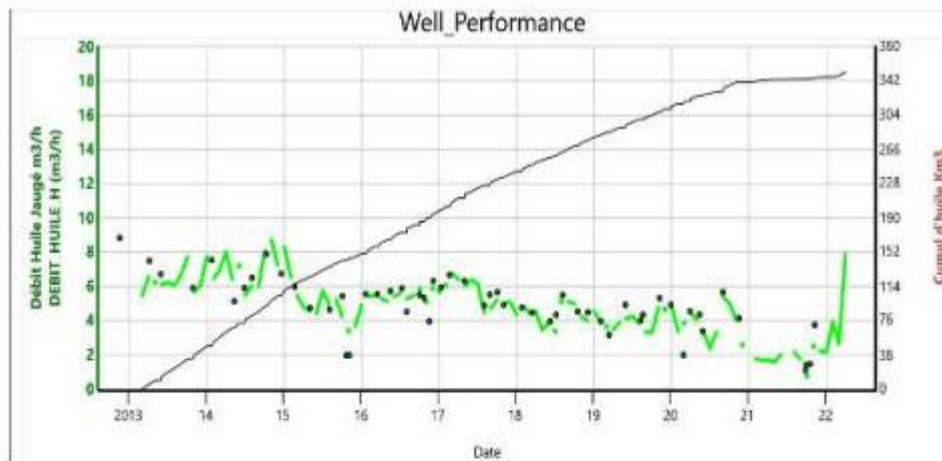


Figure IV.2: Profil de production du puits HTF14 [18]

Tableau IV.2 : Les paramètres du well test des puits[18].

Test puits : HTF14											
Test	Date	Pg (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Débit (m/h)		IP	HKP	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse
DST	17/11/2012	464.46	284.1	87.1	Huile	8.84	0.56		146	3.23	9.53
Build up	12/6/2015	420.15	190	25.3	Huile	1.98	0.09		51	10.8	12.5
Build up	6/8/2020	314.26	135	16	Huile	3.39	0.2		77.8		12.5
PFS	6/2/2021	300.65		77.43							

Ce tableau représente les différents types de tests (DST, Construction, PFS) du puits HTF14 ,ce test nous a permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits.

Test puits : HTF24											
Test	Date	Pg (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Débit (m/h)		IP	HKP	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse
DST	9/5/2016	417.22	289.47	87.9	huile	9.2	0.79		107	-1.05	9.53
PFD	19/9/2016	Null	248.62	57.13	huile	5.3					9
PFD	18/10/2016	Null	236.01	51.38	huile	4.33					9
PFD	22/2/2020	Null	186.17	23.1	huile	3.12					9

Ce tableau représente les différents types de tests (DST, Construction, PFS) du puits HTF24 ,ce test nous a permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits.

Tableau IV.3 : Les derniers opération des puits[18] .

HTF14 : LASTOP			
PUITS	Date debut	Date fin	Type opération
HTF14	23/8/2021	23/8/2021	DIAGRAPHIE
HTF14	15/11/2021	15/11/2021	WIRELINE
HTF14	23/1/2022	23/1/2022	OPERATION_SPECIALE

HTF24 :LASTOP			
PUITS	Date debut	Date fin	Type opération
HTF24	22/2/2020	22/2/2020	DIAGRAPHIE
HTF24	14/2/2022	14/2/2022	OPERATION_SPECIALE
HTF24	7/3/2022	7/3/2022	WIRELINE

IV.4 Problématique :

Pour l’augmentation de production au champ Hassi Messaoud, Le méthode de récupération par Gaz Lift représente 45 % de la production, ainsi que pour les champs périphériques sont loin au le réseau pressurisé Gaz Lift, Il n'y a aucune possibilité d’actives les puits candidat au gaz lift]18[.

Les étapes ont été faites pour identifier ce problème ses conséquences sur la production :

IV.4.1 Investigation par jaugeage :

Ce test est de mesurer le débit de production, tout de même ce test nous a permet d’obtenir d’autre paramètres caractérisant tels que le GOR, la température d’huile ainsi que la salinité del’eau. Les résultats sont montrés dans le tableau

Tableau IV.4 : Dernier jaugeages des puits [18] .

Puits: HTF14									
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)
			Huile	Gaz		Press. Tete	Pres pipe	Press separ	
28/5/2020	12.5	1440	3.39	505.65	149	16	13.5	5	28
31/8/2020	12.5	Vx40	5.67	913.18	161	24.1	12.7	--	29
15/11/2020	12.5	Vx40	4.14	688.86	166	16.7	11.8	--	25
24/9/2021	9	1440	1.12	234.65	210	13.6	9	--	31
28/9/2021	9	1440	1.43	43.08	30	11.2	5.6	5.22	31
16/10/2021	9	1440	1.47	160.80	109	14.8	2.5	2.51	23

Puits: HTF24									
Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)
			Huile	Gaz		Press.Tete	Pres pipe	Press separ	
26/2/2020	9	1440	1.59	142.42	90	19	14.8		21
29/3/2020	9	1440	2.36	335.06	142	21.2	11.8		31
12/5/2020	9	1440	2.68	273.33	102	21.1	12.6		43
28/5/2020	9	1440	2.37	423.93	179	22.4	11.2	3.59	27
31/8/2020	9	1440	3.06	317.39	104	25.1	12	11.8	25

III.8.2 Architecture Graphique:

Tableau III. 1; Architecture Graphique

SONATRACH DIVISION FORAGE DIRECTION DES OPERATIONS FORAGE		OUERDAT ECH CHERGUIA-1 OEC-1				Basin: BERKINE Permis: Zemoul El Kbar Bloc: 403 ENF 07		Rig:	
Coordonnées UTM: X = 439 835.016 m Y = 3 461 673.070 m Zs = 209.591 m						Géographiques: 08° 21' 34.1718" F 31° 17' 23.0386" N Zt = 210.795 m		PROGRAMS	
AGE	TMD	HEIGHT	FORMATION	STRAT	LITHOLOGY	CORE	CASING	MUD	LOGGING
TER TIAIR E	9	166	Min-Pliocene		Sable jaune, argiles plastiques et grès blanchâtres				FAS DE DIAGRAPHIES
CRETACE	175	120	Sénonien	Carbonaté	Calcaire et dolémité avec des passées d'argiles et marneuses	60 m 335 m 2317 m 3012 m 4500 m	36" x 26" x 18 16 x 13 3/8" 12 1/4" x 9 5/8" 8 1/2" x 7" liner	1.05 sg WBM	FAS DE DIAGRAPHIES
	296	290		Anhydritique	Anhydrite avec des passées marneuses oolomitiques et d'arçilles.				
	585	105		Salifère	Sel et anhydrite				
	690	59	TURONIEN	Dolémité et arçilles					
	749	190	CFNOMANIFN	Argiles					
	939	140	Albien	Sable et Argile					
	1079	32	Apdien	Dolémité					
	1111	326	Barremien	Alternances de sable et d'argile					
1438	263	Néocomien	Alternances de grès et d'argile sablouses						
JURASSIQUE	1699	250	DOGGER	Malm	Arçilles et marne				
	1949	151		Argileux	Argile Calcaire				
	2100	147	Lagunaire	Arçilles avec des arçes anhydritiques et sel					
	2247	200	Anhydritique	Anhydrite -Argile					
	2447	60	LIAS	Salifère	Altéranées: Sel-Anhydrite				
	2607	28		Horizon "B"	Dolémité				
	2535	222		S1 + S2	Sel massif, passées d'arçilles silteuses et d'anhydrite				
	2757	145		S3	Sel				
	2902	70		Lias Arg Salif Sup	Arçilles et sel				
	TRIAS	2972	38	Trias S4	Sel				
3010		37	Trias Argileux	Argiles et sel					
3047		90	Trias Carbonaté	Altéranées/Arçilles dolémitiques lent-argiles et calcêtres dolémitiques					
3137		44	TAGI	Argileuses grés fin quartzitiques					
DEVONIE N MOYEN	3181	13	Eifelien	Altéranées de grés fin quartzite et d'argile silteuses					
	3194	58	Fmsien Niv B	Altéranées de grés fin quartzite et d'arçilles silteuses					
DEVONIEN INFERIEUR	3252	25	Siegénien	Top Sieginien	Altéranées de grés quartzitiques et d'argile silteuses				
	3277	42		Niveau "C"	Altéranées de grés quartzitiques et d'arçilles silteuses				
	3319	28		Niveau "D"	Altéranées de grés quartzitiques et d'argile silteuses				
	3347	30		Niveau "I "	Altéranées de grés quartzitiques et d'argile silteuses				
	3377	57		Niveau "F"	Altéranées de grés quartzitiques et d'argile silteuses				
	3434	50		Niveau "G"	Altéranées de grés quartzitiques et d'argile silteuses				
	3484	250	Gedinien Iadrart	grés blanchâtres avec ciment silteux					
	SILURIEN	3734	110	SILURIEN ARGILEUX GRESEUX	Unité B2	Altéranées de grés et d'argile silteuses			
3844		140	Unité R1		Altéranées:Argiles noires parfois silteuses et de grés blanc,fin quartzitique				
3984		99	Unité A2		Altéranées:Arçilles noires parfois silteuses et de grés grés fin, argileux, parfois quartzitiques				
4083		120	Unité A1		Altéranées:Arçilles noires parfois silteuses et de grés grés fin, argileux, parfois quartzitiques				
4203		105	Unité M2		Argile grés fin,marne et marne, fossilifère parfois silteuses et ferugineuses avec des passages de sables très fin grés clairs silteux				
4308		96	Unité M1		Argile grés fin,marne et marne, fossilifère parfois silteuses et ferugineuses avec des passages de sables très fin grés clairs silteux				
4404		96	Silurien Argileux		Altéranées:Argiles grés à noir silteux et de grés beige fin				
TD=		4500	m						

Puits de références :BRW2, BRW3 (Les puits RHB3, ROF-1 ont été utilisés dans les prévisions de la section Siluriennes)

III.9 INGÉNIERIE & ANALYSE:

III.9.1 Forage Courbe:

**OEC-1
Planned Days**

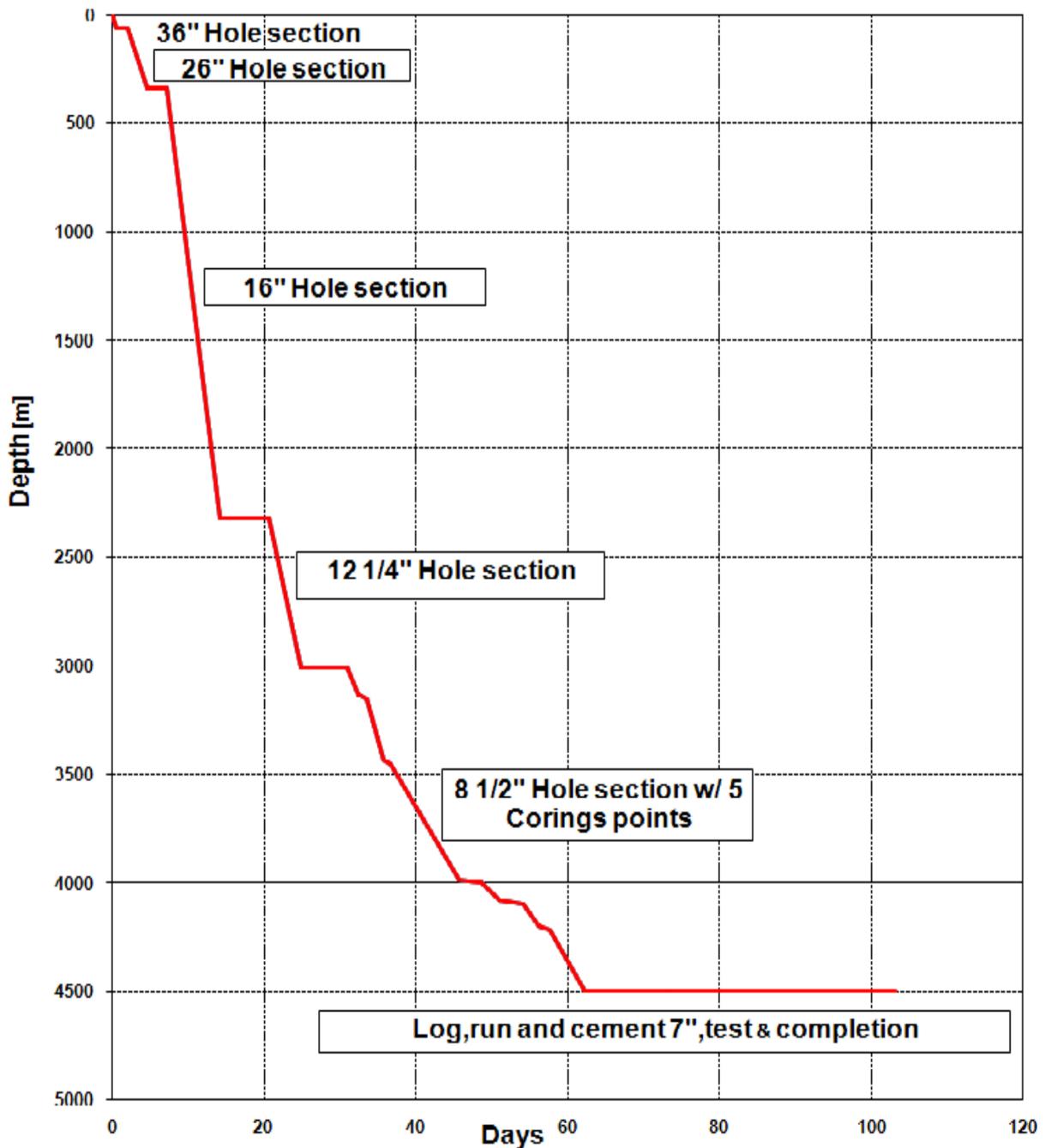


Figure III .18: Forage Courbe[15]

III.9.2 Temps Détail:III.11.2 Application de puits individuel

Il s'agit de la première application d'Autoboost dans le champ de Hassi Messaoud, où les paramètres du puits ont fortement chuté en peu de temps. C'était un test pour l'emballage et le potentiel du puits. Après quelques jours d'ajustement, nous avons commencé à injecter du gaz et avons obtenu une réponse du puits avec une augmentation de la production de pétrole. Le colis a été testé jusqu'à sa capacité maximale et le débit correspondant était de 1 700 b/j. AB a donc été testé avec succès et le puits a ensuite été connecté au réseau GL. Aucun dommage confirmé en fond de trou, le puits a donc été proposé pour Gas lift par Autoboost dans un premier temps, puis pour être connecté au réseau principal GL si l'application est réussie.

Nous avons dans ce tableau les résultats sur la période de test, une variation du débit de GL et du débit de liquide produit correspondant ainsi qu'une variation du réglage du starter. L'augmentation du débit GL par paliers jusqu'à la capacité maximale de 25 000 m3/j a amélioré le débit de production d'huile jusqu'à 11 m3/h soit 3 fois le débit initial et 5 fois le débit actuel.[16].

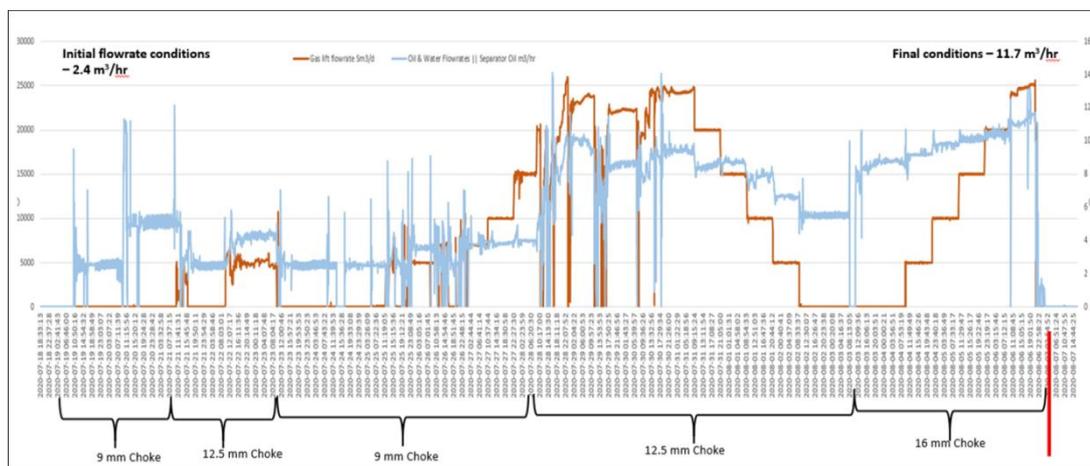


Figure III.19: Application de puits individuel

III.11.3 Problèmes Rencontrés durant le test

- ✓ Problèmes fixé sur place (HSE): déplacement de l'instrument de pression après un cisaillement due au vibration élevé (risque très élevé)



Figure III .20: Problèmes fixé sur place (HSE)

✓ Problèmes liées au vibrations

Déplacement de l'instrument de mesure de pression de l'endroit de cisaillement vers un autre endroit moins de vibration



Figure III.21: Problèmes liées au vibrations

✓ Problèmes liées aux contrôle de débit GL injecté

➤ Le contrôle de débit GL injecté étais a laid d'une duse manuelle (voir la photo)

NB: Le circuit de gaz dans le système AutoBoost est un circuit fermé pour cela le débit GL est proportionnel avec le temps:

Dans notre exp en concèderai que le débit reste constante en fonction de débit GL pour juste comprendre le phénomène sur notre système,

➤ Ce problème a été résolu avec notre vanne automatique GL (voir la photo)



Figure III 22: Problèmes liés aux contrôle de débit GL injecté

- ✓ Problèmes liés aux capacité de compresseur
- Le test de l'AutoBoost sur chantier nous a montré plusieurs limitation de système sont:
- Limitation de Compresseur a un débit max de 25000 m³/j avec pleureurs arrêts liées aux alarmes de shutdown de système, (pression de la 1er section de compresseur limité 14 bar, températures des section de compresseur limité a 70 °C (très limité au condition de champs de HMD surtout en été au la température ambiante attend les 55 °C, les vibration du moteur très proche a la limite de shutdown 12 mm/s limite max, alors que le system fonction avec des vibrations entre 10 et 11,5 mm/s),

La PCV été manuelle (il a été connecté après avoir rencontré plusieurs shutdown liées au alarmes de pression et de température, alors que la PVC en mode automatique acheminé l'excès de gaz avant qu' il rentre dans le compresseurs[17]



Figure III.23: Problèmes liées aux capacité de compresseur

- ✓ Problèmes liées aux système de contrôle
 - Durant le test de système AutoBoost on a rencontré plusieurs fausses alarmes due a un pic de déférentes paramètres tell que les vibrations de moteur, la pression de séparation, les pressions des sections de compresseur, qui a duré moins de 2 seconds (erreurs des instruments de mesure), le temps de réaction programmé dans le système de control et de, 500 ms (très courte)

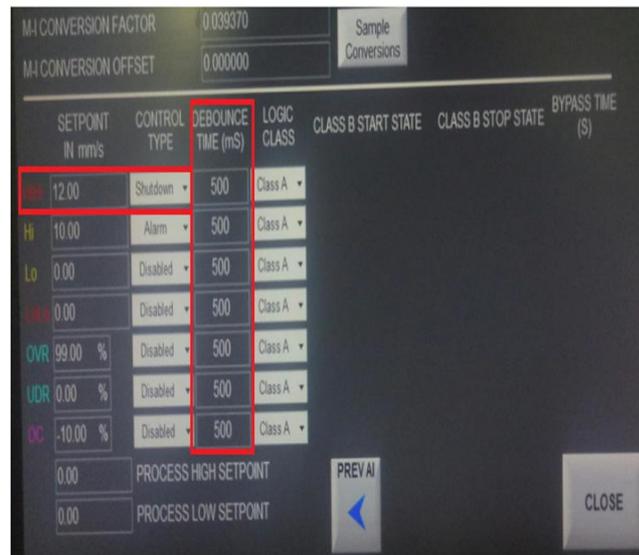


Figure III.24: Problèmes liées aux système de contrôle

III.11.4 Les points a améliorer dans le système AutoBoost

- Augmenter la capacité de compresseur entre 50000 et 70000 m3/j pour pouvoir utilisé dans toutes les catégories des puits de champs HMD.
- Equipé le système avec une vanne automatique pour contrôler le débit GL injecté dans le puits.
- Déplacer tous les instruments de mesures vers un armoire séparé de centenaire de compresseur et de moteur [18]
- Améliorer le système de control de l’AutoBoost (les limites des alarmes SD + le temps d’action pour SD)
- Equipé la ligne d’injection de GL avec un débit mètre.
- Limitation de séparateur à 15 m3/h max c’est en vu utilisé cet technique pour une Grabbe de puits.

III.12 Comparaison entre le puits OMJ33 et le puits OEC-1:

III.12.1 Résultats de l’optimisation GL avec la duse de 9mm Fixe

Tableau III. 7. Datas optimisation 9mm dansle puits OEC-1

DébitGL (m3/j)	DébitHuile(m3/h)	WHP(Bar)
0	2,5	19,6
5000	3,7	34
10000	3,9	40
15000	4.00	47,9

Interprétation : Les résultats de test d’optimisation GL avec le système AutoBoost montre que le débit GL optimum pour une duse de 9 mm fixe est de l’ordre de 5000 m3/j et une pression de tête de 34 bars

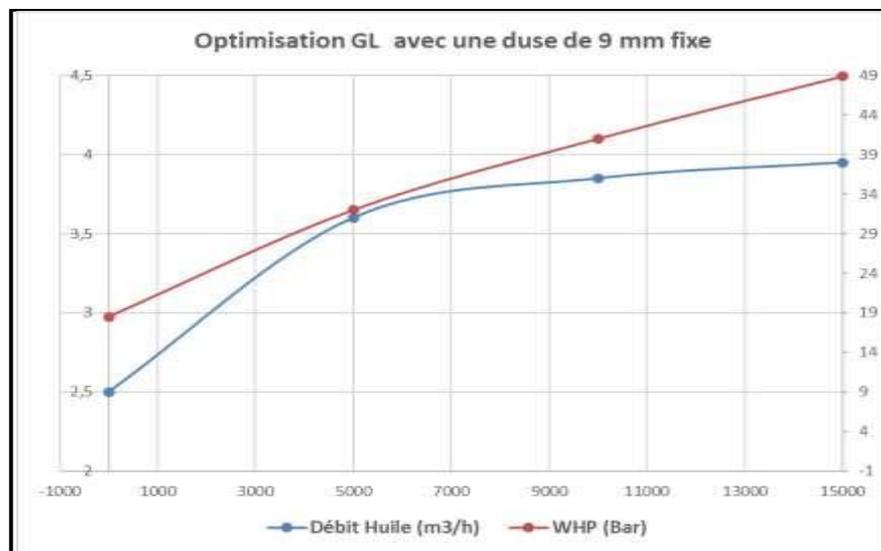


Figure III.25: optimisation GL avec un duse de 9 mm fixe dansle puits OEC-1 [19]

Tableau III. 8. Datas optimisation 9mm dans le puits OMJ33

Débit GL (m3/j)	Débit Huile (m3/h)	WHP (Bar)
0	2,5	18,5
5000	3,6	32
10000	3,85	41
15000	3,95	48,9

D'après les résultats Datas optimisation 9mm, nous remarquons qu'il existe une convergence entre les résultats, ce qui prouve que l'utilisation d'AutoBoost améliore les résultats de gaz et de pétrole dans les puits OEC-1 et OMJ33.

III.12.2 Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 12,5 mm fixe

Tableau III .9. Datas optimisation 12,5mm dansle puits OEC-1

DébitGL (m3/j)	DébitHuile(m3/h)	WHP(Bar)
0	5,6	19
5000	6,7	25,7
10000	7,94	29,8
15000	8,70	35,27
20000	8,97	37,58
25000	10,42	40,1

Interprétation : Les résultats de test d'optimisation GL avec le système AutoBoost montre que le débit GL optimum pour une dues de 12,5 mm fixe est de l'ordre de 15000 m3/j et une pression de tête de 35.27 bars

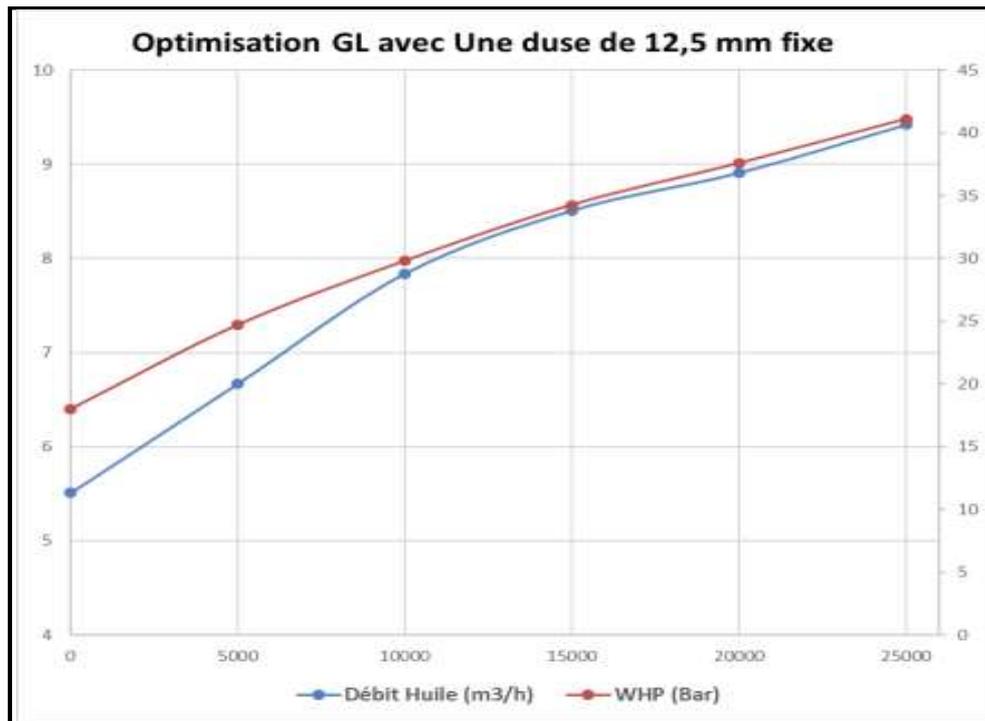


Figure.III.26: Optimisation GL avec un duse de 12.5mm fixe dansle puits OEC-1 [19]

Tableau III .10. Datas optimisation 12,5mm dans le puits OMJ33

Débit GL (m3/j)	Débit Huile (m3/h)	WHP (Bar)
0	5,51	18
5000	6,67	24,7
10000	7,84	29,8
15000	8,51	34,27
20000	8,91	37,58
25000	9,42	41,1

D’après les résultats Datas optimisation 12,5mm, nous remarquons qu’il existe une convergence entre les résultats, ce qui prouve que l’utilisation d’AutoBoost améliore les résultats de gaz et de pétrole dans les puits OEC-1 et OMJ33

III.12.3 Résultats de l’optimisation GL avec la duse de 16 mm fixe :

Tableau III. 11. Datas optimisation 16 mm OEC-1

DébitGL (m3/j)	DébitHuile(m3/h)	WHP(Bar)

0	8.9	16.10
5000	9.4	20.3
10000	10	23.7
15000	10.30	26.5
20000	10.60	29.50
25000	12.01	31.6

Interprétation : Les résultats de test d’optimisation GL avec le système AutoBoost montre que le débit GL optimum pour une dues de 16mm fixe est de l’ordre de 15000 m3/j et une pression de tête de 26,5 bars

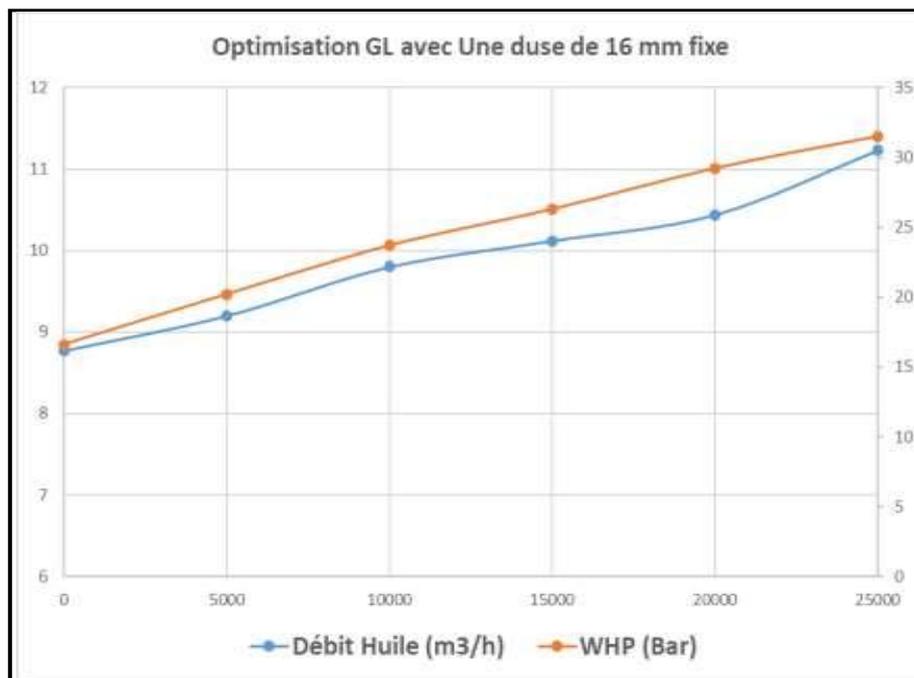


Figure III.27: Optimisation GL avec un duse de 16 mm fixe OEC-1 [19]

Tableau III. 12. Datas optimisation 16 mmOMJ33

Débit GL (m3/j)	Débit Huile (m3/h)	WHP (Bar)
0	8,77	16,6
5000	9,2	20,2
10000	9,8	23,7
15000	10,12	26,3
20000	10,44	29,23
25000	11,23	31,52

D'après les résultats Datas optimisation 16 mm, nous remarquons qu'il existe une convergence entre les résultats, ce qui prouve que l'utilisation d'AutoBoost améliore les résultats de gaz et de pétrole dans les puits OEC-1 et OMJ33

III.12.4. Comparez les unités OMJ33 et les pompes à essence OEC-1 et leurs moteurs de 2019 à 2020

Le tableau III 10 présente une synthèse des résultats pétroliers et gaziers du puits de 2019 à 2020 à essence OEC-1 :

Dans le tableau, nous remarquons que le puits du champ (OEC-1) a un pourcentage de pétrole et de mines

Il a diminué de 2019 à 2020, où le pétrole a diminué de 6,4(m3/h) à 2.89(m3/h), et le gaz de 667(m3/h) à 445(m3/h), et est revenu à la hausse fin 2023 et début 2024. Cela est dû à l'utilisation d'une nouvelle technologie avec le système AutoBoost et l'injection de gaz Lift à travers celui-ci, qui a rétabli la production du puits, puisque la production de pétrole a atteint 4,38(m3/h) en 2024 et celle de gaz à 1454,18(m3/h) la même année.

Tableau III. 13: Sommaire des résultats pétroliers et gaziers du puits de 2019 à 2020 à essence **OEC-1** :

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
Puits													
1/11/2019	9.53	1440	6.4	328.03	51	53.6	10	4.28	15	.4846	0		-----
4/24/2019	9	1440	3.78	502.70	133	28	14.2	4.28	21	.3868	0		-----
5/7/2019	9	1440	3.19	505.09	158	29	14	4.28	19	.4748	0		-----
7/3/2019	9	600	3.58	697.94	195	26.5	14	3.57	22	.3868	0		-----
8/14/2019	9	1440	3.75	483.10	129	27.7	14	4.28	29	.3856	0		-----
9/18/2019	9	1440	3.96	504.36	127	27.4	11.9	4.59	25	.361	0		-----
10/29/2019	9	600	3.2	409.86	128	25.5	11.8	3.37	15	.4159	0		-----
1/2/2020	9	600	3.8	495.10	130	24	12.5	3.67	16	.33	0		-----
2/10/2020	9	600	3.59	253.69	71	29	11.5	3.57	19	.4221	0		-----
5/4/2020	9	1440	2.76	223.66	81	23	12	4.08	29	.4345	0		-----
10/8/2020	9	1440	2.63	109.04	41	21.3	12.54	3.69	23	.4228	0		-----
11/4/2020	9	-	2.89	445.93	154	20.9	12.8		23.1	.3769	0		-----

Le tableau III 11 présente une synthèse des résultats pétroliers et gaziers du puits de 2019 à 2020 à essence OMJ33::

Dans le tableau, nous remarquons que le puits du champ (OMJ33:) a un pourcentage de pétrole et de mines

Il a diminué de 2019 à 2020, où le pétrole a diminué de 4,15(m3/h) à 2.31(m3/h), et le gaz de 438(m3/h) à 174(m3/h), et est revenu à la hausse fin 2023 et début 2024. Cela est dû à l'utilisation d'une nouvelle technologie avec le système AutoBoost et l'injection de gaz Lift à travers celui-ci, qui a rétabli la production du puits, puisque la production de pétrole a atteint 3,18(m3/h) en 2024 et celle de gaz à 1322,20(m3/h) la même année.

Tableau III. 14: Sommaire des résultats pétroliers et gaziers du puits de 2019 à 2020 à essence OMJ33:

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Réseau (Bar)	Press.Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récupérée	Injectée	
16/02/2019	9.53	1440	4.15	438.82	106	26.9	10	3.52	.802		-	-	-	26.2	0.3744	0	0	-
27/04/2019	9	-	3.33	105.58	32	24.2	11.8	11.45	.811		-	-	-	21	0.379	0	0	-
27/06/2019	9	600	2.77	213.78	77	21.2	10.5	2.96	.796		-	-	-	26	0.3994	0	0	-
08/09/2019	9	-	2.36	296.60	126	19.1	11.2	11.22	.798		-	-	-	34.4	0.4221	0	0	-
09/11/2019	9	1440	2.24	158.00	71	17.3	12.2	12.32	.798		-	-	-	15	0.4033	0	0	-
03/02/2020	9	-	2.4	286.63	119	18.4	9.4	--	.8		-	-	-	15	0.4004	0	0	-
03/03/2020	9	-	2.4	157.89	66	18	7.6	2.86	.797		-	-	-	17	0.3922	0	0	-
15/03/2020	9	-	2.28	269.62	118	17.8	9.7	--	.8		-	-	-	19	0.4078	0	0	-
01/05/2020	9	-	2.31	174.64	76	18.2	11.4	11.38	.798		-	-	-	28	0.411	0	0	-

Conclusion et Recommandation

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Au fil du temps, la pression naturelle à l'intérieur du puits diminue, pour finalement atteindre un point où elle ne peut pas dépasser la pression exercée par le système de pipelines d'exportation en aval. Les puits qui subissent cette diminution de pression sont appelés puits à faible énergie.

Afin de résoudre ce problème particulier, nous utilisons le système innovant AutoBoost. En utilisant la technologie AutoBoost, nous avons la capacité d'augmenter la production d'un puits dormant ou sous-performant d'un impressionnant 2 000 BOPD (barils de pétrole par jour).

Afin de fournir un AutoBoost, il est nécessaire de proposer un ensemble complet comprenant un séparateur, des pompes et un compresseur. Ce package peut facilement être connecté à la tête de puits actuelle.

En présence d'une capacité de compression excédentaire, le torchage opérationnel sera évité. Le système AutoBoost assure une pression de tête de puits importante.

En insérant le vérin à gaz dans le boîtier à une profondeur appropriée, la densité de la colonne de liquide diminue, ce qui entraîne une diminution de la hauteur hydraulique statique à l'intérieur du réservoir. En conséquence, le réservoir est capable de générer un taux de production plus élevé.

Après avoir été optimisé par GL avec différentes buses, le système AutoBoost a donné les résultats suivants : pour l'optimisation 9 mm, le débit d'huile a été mesuré à 3,7 m³/h ; pour l'optimisation 12,5 mm, le débit d'huile atteint 8,70 m³/h ; et pour l'optimisation 16 mm, le débit d'huile a culminé à 10,30 m³/h. Par conséquent, le résultat le plus favorable obtenu grâce à l'optimisation a été celui de la buse de 16 mm, résultant en un débit d'huile de 10,30 m³/h.

CONCLUSION GENERALE

Recommandations

Enfin, pour le développement rationnel du champ pétrolier de Hassi Messaoud, des recommandations ont été formulées :

- ✓ Assurer le contrôle quotidien du débit et de la pression d'injection de gaz pour assurer le fonctionnement normal des puits de gaz.
- ✓ Organiser régulièrement des tests de puits pour mieux analyser le comportement du réservoir.
- ✓ Ré-optimisation après chaque développement (changement) de paramètres et amélioration de la production des puits grâce à la technologie AutoBoost.
- ✓ Adopter un plan d'injection tout en maintenant la pression pour réduire la perte de charge du réservoir.
- ✓ Assurer le bon entretien des puits de pétrole, comme les opérations de compression ou les opérations de maintenance des puits.
- ✓ Amélioration des points mentionnés précédemment et amélioration des appareils AutoBoost.
- ✓ Ensemble de test sur puits non volcaniques et utilisant la technologie AutoBoost.

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIE

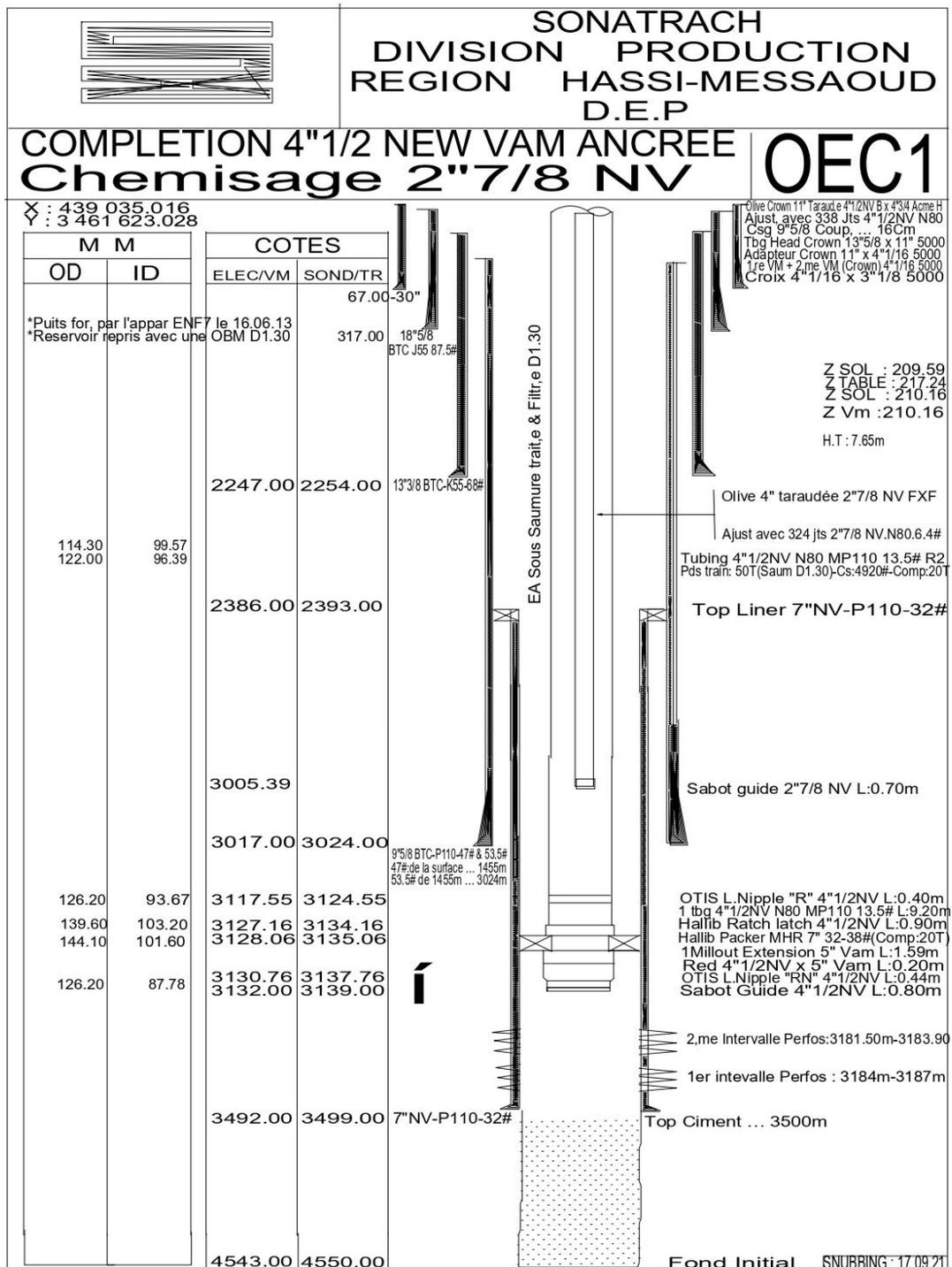
BIBLIOGRAPHIE

- [1] The technology of artificial lift methods, Kermit Brown, Pennwell publishing company 1977.
- [2] Petroleum Production Engineering, Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor, Elsevier Science & Technology Books 2007.
- [3] Halliburton - Petroleum Well Construction, Michael J. Economides, Larry T. Watters, Shari Dunn-Norman, Edition Duncan, Oklahoma, 1997.
- [4] Schlumberger Gas Lift Design and Technology, 1999.
- [5] Formation ENSPM : Liaison couche trou, Edition technip.
- [6] Gas-lift, Richard Marquez, Edition NEXT, 2006.
- [7] Recuperation assistee par gas-lift.
- [8] Petroleum production systems, Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig –economides, Prentice Hall PTR.
- [9] Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D., Edition OGCI, 1999
- [10] Traitement des dépôts, Edition Technip.
- [11] Moire fin d'étude ali et anis, 2004, Optimisation De La Double Injection (Eau & Gaz) Pour Un Puits Salé Non Eruptif « HRM » .
- [12] Ahmed Tarek : Hydrocarbon Phase Behavior, Contribution in Petroleum Geology & Engineering.
- [13] Carft, B.C et Hawkins, M.F : Applied Petroleum Reservoir Engineering . Edition 1990.
- [14] Dake, L.P : Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Publishing Co., N.Y. 1979
- [15] Matthew AMAO: Electrical submersible pumping (ESP) systems, King Saoud university, 09-03-2014.
- [16] Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides, Petroleum Production Systems
- [17] Michel Golan, Curtis h. Whitson, Well performance, Norwegian University of science and technology.
- [18] M. REMONT. LA SEPARATION, Institut français du pétrole et de moteurs à combustion internes.

BIBLIOGRAPHIE

[19] Cour de formation sur le compresseur centrifuge, nuovopugone SONATRACH.

ANNEXE



Figure(1):Fiche Technique du puits (OEC-1)

- Puits foré en Février 2019 et complété avec un tubing 4"1/2 ancrée et une crépine 4"1/2.
- DST réalisé en 18/02/2019 dans les drains D5,D4,D3 et D2

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Débit (m/h)		IP	HKP	HKL	HKL (Hw* Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	18/02/2019	224.58	216.57	74.1	Huile	4.15	1.077	--	-	3020	3.36	9.53	Test réalisé dans le D5.D4.D3 et D2 ,PFD @-3136.05 m

- Caractéristiques de réservoir:

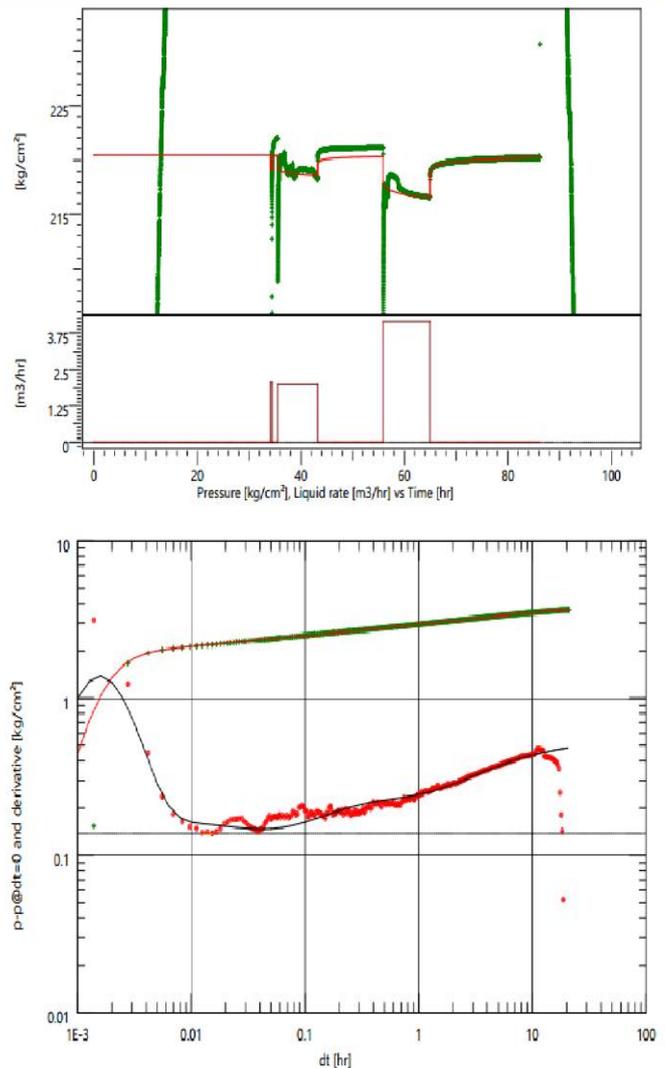
Caracteristiques Petrophysiques Du Reservoir						
Interpétation-ELAN						
DRAIN	Toit ----Mur (m)	Epais (m)	Epais Eff (m)	Phie (v/v)	Sw(v/v)	VCL(v/v)
D5	3384 --- 3406	22	14,9	0,079	0,137	0,181
D4	3406---3434	28	24	0,072	0,025	0,214
D3	3434---3464	30	20	0,076	0,238	0,264
D2	3464---3489	25	20,7	0,094	0,072	0,199



Figure(2):caractéristique petro physiques du puits (OEC-1)

➤ Résultat de test DST:

TQPR#1820 build-up #3	Model Parameters
Rate 0 m ³ /hr	Well & Wellbore parameters (QM133)
Rate change 4.15 m ³ /hr	C 0.00138 m ³ cm ² /kg
P@dt=0 216.56 kg/cm ²	C _i /C _f 1000
Pi 220.421 kg/cm ²	delta_t 0.00432 hr
Smoothing 0.2	Skin 3.36
Selected Model	Reservoir & Boundary parameters
Model Option Standard Model	Pi 220.421 kg/cm ²
Well Vertical, Changing Storage (Hegeman)	k.h 3020 md.m
Reservoir Homogeneous	k 37.8 md
Boundary Intersecting faults - Pi/N	L1 - No flow 18.6 m
Main Model Parameters	L2 - No flow 81.9 m
TMatch 17400 [hr] ⁻¹	N 2
PMatch 3.62 [kg/cm ²] ⁻¹	Derived & Secondary Parameters
C 0.00138 m ³ cm ² /kg	Delta P (Total Skin) 0.930265 kg/cm ²
Total Skin 3.36	Delta P Ratio (Total Skin) 0.255987 Fraction
k.h, total 3020 md.m	
k, average 37.8 md	
Pi 220.421 kg/cm ²	



Figure(3):résulta de teste dst du puits (OEC-1)

➤ Le puits a été mise en service sur une duse fixe de 9mm en Mars 2019.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Parametres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Réseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (M3/D)			Récupérée	Injectée	
16/02/2019	9.53	1440	4.15	438.82	106	26.9	10	3.52	.802		-	-	-	26.2	0.3744	0	0	-
27/04/2019	9	.	3.33	105.58	32	24.2	11.8	11.45	.811		-	-	-	21	0.379	0	0	-
27/06/2019	9	600	2.77	213.78	77	21.2	10.5	2.96	.796		-	-	-	26	0.3994	0	0	-
08/09/2019	9	.	2.36	296.60	126	19.1	11.2	11.22	.798		-	-	-	34.4	0.4221	0	0	-
09/11/2019	9	1440	2.24	158.00	71	17.3	12.2	12.32	.798		-	-	-	15	0.4033	0	0	-
03/02/2020	9	.	2.4	286.63	119	18.4	9.4	--	.8		-	-	-	15	0.4004	0	0	-
03/03/2020	9	.	2.4	157.89	66	18	7.6	2.86	.797		-	-	-	17	0.3922	0	0	-
15/03/2020	9	.	2.28	269.62	118	17.8	9.7	--	.8		-	-	-	19	0.4078	0	0	-
01/05/2020	9	.	2.31	174.64	76	18.2	11.4	11.38	.798		-	-	-	28	0.411	0	0	-



**Figure(4):le puits a été mise en service sur une duse fixe de 9 mm en mers2019
du puits (OEC-1)**