

N° Série : /2021

Université KasdiMerbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

BELBAGRA Bachir, BENAMEUR Lahcen

-THEME-

**EVALUATION DE LA TECHNIQUE AUTOBOOST
CAS du puits OMJ33 Hassi-Messaoud**

Soutenu le : 00/00/2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	DADEN Abdeghafoure	Enseignant	Univ.Ouargla
Rapporteur :	CHETTI Djamel Eddine	Enseignant	Univ.Ouargla
Co Encadreur :	ATLLILI MED Elhaddi	Cadre	SH. HMD
Examineurs :	MILOUDI Mustapha	Enseignant	Univ.Ouargla

Année universitaire: 2020-2021

Remerciements

*Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance
pour terminer ce modeste travail.*

*Tous nos remerciements à notre Encadreur **Mr. Chetti djamal Eddine**, qui a accepté
de suivre cette étude et pour le temps qu'il a consacré durant la réalisation de ce
travail. Son exigence nous a grandement stimulés.*

*On remercie vivement les membres de jury **Mr. Daden Abdeghafoure**. Et **Mr.
Miloudi Mustapha**, qui nous ont honorés en jugeant notre mémoire de master*

*Un Grand remerciement pour notre Co-encadreur **Mr. Atfili MED
Elhaddi**, qui nous a énormément aidés et soutenus par sa gentillesse et sa
générosité exemplaire.*

*Enfin, nous remercions infiniment nos familles respectives et nos amis qui
nous ont encouragés et soutenus durant nos études.*

Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui

Ont collaboré de près ou de loin à la réalisation

De ce mémoire.

Bachir/Lahcen



Thanks

Now is the time to put an end to this manuscript and to these years of Research work carried out in the faculty of hydrocarbon KasdiMerbah University, under the direction of Mr. Chetti Djamel Eddine, and co-supervisor Mr. Atilli MED Elhaddi, for the trust he has always shown in us and for their constant encouragement.

We would like to thank Mr. Daden Abdeghafour, for the honor he has done us by agreeing to chair the jury of this thesis.

We also extend our deep appreciations to Mr. Miloudi Mustapha, who has agreed to examine our work.

Our thanks also go to all the staff of the laboratories: from the Department of Hydrocarbon Production

Finally, in these last lines we would like to thank our parents, sisters and brothers, the advice and encouragement they have always given us and for their moral and financial support. Without them, we would not be where we are and what are we .

Thanks again to all.

Bachir/Lahcen

Dédicace

On dédie ce modeste travail a:

Nos parents qui nous ont soutenus tout le long de cycle de formation, pour leurs amours, leurs encouragements, soutiens et sacrifices.

Nos dédicaces s'adressent également à nos familles, nos amis et collègues pour leur soutien et conditionnels.

Bachir/Lahcen

Résumé

Exploiter un gisement de pétrole, c'est ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface dans des conditions favorables en utilisant plusieurs techniques de récupération possible. L'activation des puits par gaz-lift qui est l'objet de notre étude, est l'une de techniques les plus utilisées. Nous avons proposé dans ce mémoire d'installer des vannes PSM au niveau du puits OMJ33 dans le cadre de la technique AutoBoost. On a déterminé le design du puits OMJ33 avec le choix de l'installation des vannes convenables avec une étude de l'influence de quelques paramètres (WC, pression de gisement, diamètre de tubing) sur le débit de production et sur le système global en utilisant le logiciel PIPESIM. Les résultats obtenus étaient encourageants pour l'optimisation de la production.

Mots clés : gaz-lift, puits éruptif et non éruptif, AutoBoost système, vanne (SPM) code pipesim

Abstract

Exploiting an oil field means bringing hydrocarbons back to the surface under favorable conditions using several possible recovery techniques. The activation of wells by gas-lift, which is the subject of our study, is one of the most widely used techniques. We proposed in this brief to install PSM valves at the OMJ33 well as part of the AutoBoost techniques. The design of the OMJ33 well was determined with the choice of the installation of suitable valves with a study of the influence of some parameters (WC, deposit pressure, tubing diameter) on the production flow rate on the overall system using the PIPESIM software. The results obtained were encouraging to enhance the production.

Tags: gas-lift, eruptive and non-eruptive well, AutoBoost system, valve (SPM) code pipesim

المخلص

استغلال حقل النفط يتم باستخراج المحروقات (غاز بترول) إلى السطح تحت ظروف ملائمة باستخدام عدة تقنيات ممكنة. الهدف من هذه الدراسة هو تفعيل الآبار النفطية باستخدام تقنية الدعم بالغاز المستخرج من نفس البئر والتي تعد من بين التقنيات الأكثر استخدام. نقترح في هذه الدراسة تثبيت صمامات على مستوى البئر على ارتفاعات مختلفة على مستوى أنبوب الإنتاج للبئر وهذا من أجل الإنتاج بتقنية الدفع الذاتي مع الأخذ بعين الاعتبار تأثير عدة عوامل منها بنية الماء, ضغط الممكن, قطر أنبوب الإنتاج على تدفق المحروقات وعلى النظام الشامل (ممكن, أنبوب الإنتاج, عناصر الإنتاج السطحي) باستخدام برنامج (PIPESIM). النتائج المتحصل عليها مشجعة للغاية لتحفيز البئر OMJ33

الكلمات المفتاحية: رفع الغاز, ممكن ثوراني, ممكن غير ثوراني, AutoBoost, صمامات (SPM)

Table des matières

Remerciements	I
Thanks	II
Dédicace	III
Résumé	IV
Abstract.....	IV
الملخص.....	IV
Table des matières	V
Liste des figures.....	VIII
Liste des tableaux	X
Notions et symboles	XI
Introduction Générale	1
Chapitre I : PRESENTATION HISTORIQUE ET GEOLOGIQUE DE HASSI-MESSAOUD	2
I.1. Historique de recherche :	3
I.2 Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud :	3
I.3. Cadre géologique :	4
I.4 Descriptions du réservoir :	4
I.4.1 Subdivision diagraphique :	4
I.4.2 Subdivision pétro physique et notion du drain :	5
I.5. Caractéristiques du réservoir :	5
I.6. Caractéristiques des fluides et de la roche :	7
Chapitre II : Mode Activation des Puits	8
II.1. INTRODUCTION :	9
II.3. Types de gaz-lift :	9
II.3.1. Gaz-lift continu :	9
II.3.2. Gaz-lift intermittent :	10
II.4. Applications du gaz-lift :	10
II.4.1. L'équipement du gaz-lift :	11
II.5. L'équipement de fond :	12
II.6. Les Types de Complétions pour le Gaz-lift :	15
II.6.1. Complétions pour Gaz-lift direct :	15
II.7. Facteurs à considérer dans la conception du gaz lift :	19
II.7.1. La pression en tête de puits (well head pressure) :	19
II.7.2. La pression d'injection du gaz :	19
II.7.3. Profondeur d'injection du gaz :	20

II.7.4. L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :	20
II.8. Avantages et inconvénients du gaz-lift :	20
II.8.1. Les Avantages :	20
II.8.2. Les Inconvénients :	21
Chapitre III : AutoBoost avec étude de cas OMJ33	22
III.1. INTRODUCTION	23
III.2. Situation Géographique	23
III.3. Programme De Tubage	24
III.4. Programme De Boue	24
III.5. Complétion	25
III.6. Prévisions Stratigraphiques Des Réservoirs	25
III.7. Surveillance géologique	25
III.7.1. Les Pertes De Boue	26
III.7.2. Eau chlorurée calcique et argiles fluides	26
III.8. Programme De Diagraphies	26
III.9. Test de puits	27
III.10. Aspect réservoir du puits	31
III.10.1. La production des puits du secteur de l'implantation:	31
III.11. Les derniers jaugeages des puits du secteur d'implantation:	31
III.12. Estimation de la pression de gisement :	32
III.13. Les paramètres pétro physiques	33
III.13.1. Porosité et perméabilité	33
III.13.2. Saturation en eau :	33
III.14. Plan d'eau prévisionnel :	34
III.15. Conclusion:	34
III.16. Evaluation De La technique Autoboost	35
III.16.1. Historique De Puits-OMJ33-	35
Tableau.III.7. Caractéristiques de réservoir	36
Figure.III.10. Well Test Datas-OMJ33-	36
III.16.2. Historiques Des opérations-OMJ33-	37
III.16.3. Installation De Surface Puits - OMJ33 –	38
III.16.4. Autoboost – Principe de fonctionnement	38
III.16.5. Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 9mm fixe	43
III.16.6. Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 12,5 mm fixe	47
III.16.7. Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 16 mm fixe	51
III. 16.11. Résultats de l'optimisation GL avec les différentes duses	52

III.16.11. Problèmes fixé sur place (HSE) :	53
Conclusion générale	56
Recommandations.....	57
Bibliographies	58

Liste des figures

Figure I. 1 Situation géologique de Hassi-Messaoud :.....	3
Figure I. 2 Carte des zones pour le champ Hassi-Messaoud :.....	4
Figure I. 3 Les coupes stratigraphiques du champ de Hassi Messaoud :.....	6
Figure II. 1 Schéma pour les équipements de surface du Gaz-Lift :.....	11
Figure II. 2 Mandrin du Gaz-Lift :.....	13
Figure II. 3 Vanne COV :.....	14
Figure II. 4 Vanne TOV :.....	14
Figure II. 5 Types de Complétion pour le Gaz-Lift :.....	15
Figure II. 6 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Tubing concentrique) :.....	16
Figure II. 7 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Tubing concentrique) :.....	18
Figure II. 8 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Gaz-Lift parallèle) :.....	19
Figure III. 1 Plan de position du puits OMJ33 :.....	27
Figure III. 2 carte en isobathes à la Discordance Hercynienne :.....	28
Figure III. 3 Carte en isobathes au toit du R2 :.....	29
Figure III. 4 Fiche stratigraphique des prévisions :.....	30
Figure III. 5 le graphe des profils des pressions des puits voisins :.....	32
Figure III. 6 porosité et perméabilité dans le secteur d’implantation :.....	33
Figure III. 7 saturations en eau dans le secteur d’implantation :.....	33
Figure III. 8 CPI Log du puits hybride OMJZ441 :.....	34
Figure III. 9 Autoboostr – test sur omj33 :.....	38
Figure III. 10 1 ^{er} Jour De Test : 21/07/2020 :.....	39
Figure III. 11 2 ^{ème} jour de test: 22/07/2020 Duse: 9 mm fixe :.....	39
Figure III. 12 3 ^{ème} jour de test: 23/07/2020 Duse: 9 mm fixe :.....	40
Figure III. 13 4 ^{ème} jour de test: 24/07/2020 Duse: 9 mm fixe :.....	40
Figure III. 14 5 ^{ème} jour de test: 25/07/2020 Duse: 9 mm fixe :.....	41
Figure III. 15 6 ^{ème} jour de test: 26/07/2020 Duse: 9 mm fixe :.....	41
Figure III. 16 7 ^{ème} jour de test: 27/07/2020 Duse: 9 mm fixe :.....	42
Figure III. 17 8 ^{ème} jour de test: 28/07/2020 Duse: 9 mm fixe :.....	42
Figure III. 18 9 ^{ème} jour de test: 29/07/2020 Duse:12,5 mm :.....	44
Figure III. 19 10 ^{ème} jour de test: 30/07/2020 Duse:12,5 mm :.....	44

Figure III. 20 11ème jour de test: 31/07/2020 Duse:12,5 mm :.....	45
Figure III. 21 12ème jour de test: 01/08/2020 Duse:12,5 mm :.....	45
Figure III. 22 13ème jour de test: 02/08/2020 Duse:12,5 mm :.....	46
Figure III. 23 14ème jour de test: 03/08/2020 Duse:12,5 mm :.....	46
Figure III. 24 15ème jour de test: 04/08/2020 Duse:16 mm :.....	48
Figure III. 25 16ème jour de test: 05/08/2020 Duse:16 mm :.....	48
Figure III. 26 17ème jour de test: 06/08/2020 Duse:16 mm :.....	49
Figure III. 27 17ème jour de test: 06/08/2020 Duse:16 mm :.....	49
Figure III. 28 17ème jour de test: 06/08/2020 Duse:16 mm :.....	50
Figure III. 29 18ème jour de test: 07/08/2020 Duse:12,5 mm :.....	50
Figure III. 30 La journée 14/08/2020 :.....	53

Liste des tableaux

Tableau III. 1. Coordonnées de la plate-forme	23
Tableau III. 2. Toits TVD, TVDSS des réservoirs.....	25
Tableau III. 3. Production des puits du secteur.....	31
Tableau III. 4. Derniers jaugeages des puits du secteur.....	31
Tableau III. 5. Les derniers tests des puits voisins.....	32
Tableau III. 6. Historique de puits OMj33.....	36
Tableau III. 7. Caractéristiques de réservoir	36
Tableau III. 8. Historique de production-OMJ33-	37
Tableau III. 9. Datas Optimisation 9mm.....	43
Tableau III. 10. Datas Optimisation 12,5 mm.....	47
Tableau III. 11. Datas Optimisation 16 mm.....	51
Tableau III. 12. Datas Optimisation 9mm.....	52
Tableau III. 13. Datas Optimisation 12,5mm.....	52
Tableau III. 14. Datas Optimisation 16 mm.....	52

Notions et symboles

COV:	cosing operated.
DEG:	diéthyléné glycol.
GL:	gas-lift.
GOR:	gas-oil rapport.
GLR :	gas-liquid rapport.
Hmd :	Hassi-messoud.
IPR :	indice de productivité.
ID :	interior diamètre
OD:	outside diamètre.
RA :	réservoir an isométrique.
RI :	réservoir isométriques.
S :	skin.
SG:	specific grafité.
TEG:	triéyléne glycol.
TOV:	tubing operated valves.
Tpc :	tubing performance curve.
VIP:	vertical lift performance.
STB :	stock Bril.
Bo :	le facteur volumétrique de fond.
D :	le diamètre.
D :	densité.
H :	la hauteur (m)
G :	la force de gravité.
K :	la perméabilité absolue (mD).
Ko :	la perméabilité relative à l'huile (mD).

L : le paramètre de correction.

L : la distance (m).

P : la pression (kg/cm²).

ΔP : la perte de charge.

Q : le débit (m³/h).

μ : la viscosité de l'huile (CP).

SN-REPAL : société national de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie.

CFPA : Apprentissage formation professionnelle.

SPM : side pocket mandrels

Introduction Générale

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.

L'optimisation de la production est basée sur l'approche connue dans le monde pétrolier sous nom de l'analyse nodale.

L'analyse nodale est une technique qui permet la prédiction de la productivité du réservoir et l'optimisation des complétions des puits ainsi que le réseau de collecte dans le but de faire produire le gisement le plus longtemps possible.

En d'autres termes ; l'objectif de tout pays producteurs d'hydrocarbures est de rechercher à récupérer le maximum de réserves en place avec les méthodes de récupérations assistées. Le Gas -lift (AutoBoost) est l'une de ces techniques utilisées.

L'objectif principal de cette étude est d'optimiser le débit et d'étudier l'influence des paramètres affectant le système global en utilisant le logiciel (**PIPESIM**).

Le présent travail est structuré en trois chapitres, suivi d'une conclusion et des recommandations. Le premier chapitre donne un aperçu sur le champ de Hassi-Messaoud. Les différents modes d'activation des puits sont exposés au second chapitre avec des généralités sur le gaz-lift et les équipements.

La problématique est exposée dans le dernier chapitre ainsi qu'une modélisation et analyse de fonctionnement des puits activés par système AutoBoost avec étude de cas OMJ33

Le système AutoBoost est l'une des techniques utilisées pour améliorer la production à partir d'un puits inactif.

Chapitre I :
PRESENTATION
HISTORIQUE ET
GEOLOGIQUE DE
HASSI-MESSAOUD

I.1. Historique de recherche :

Le champ de Hassi-Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par la SN-REPAL qui a amorcé le premier forage MD1 à 3338 m dans le grès du cambrien productif d'huile.

En mai 1957 à sept kilomètres nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un gisement par le forage OM1. Les forages qui étaient alors de dix puits par an n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité l'utilisation des méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc....).

I.2 Situation géographique du champ de hassi-messaoud :

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien, à 850Km au Sud-Est d'Alger et 350Km de la frontière Alghero-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma. [1]

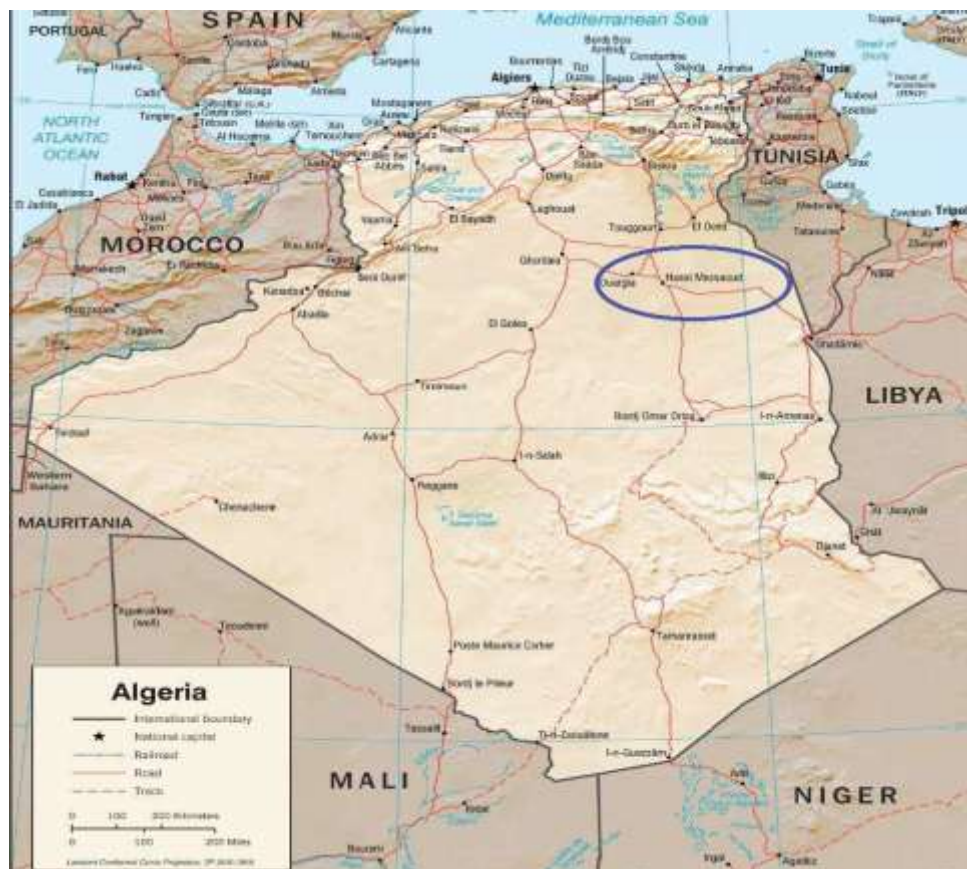


Figure I. 1 Situation géologique de Hassi-Messaoud [1]

I.3. Cadre géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud, correspond à la structure positive de la dorsale d'Amguid El Biod, considéré comme étant le plus grand gisement de la province triasique, il est situé au Nord-Est de la plateforme saharienne où il occupe sa partie centrale.

Il est limité par :

- La structure DJAMAA-TOUGGOURT au Nord.
- La dépression d'oued MYA à l'Ouest.
- Les hauts fonds de Dahar-Rhoud El Baguel et la dépression de Berkine à l'Est.

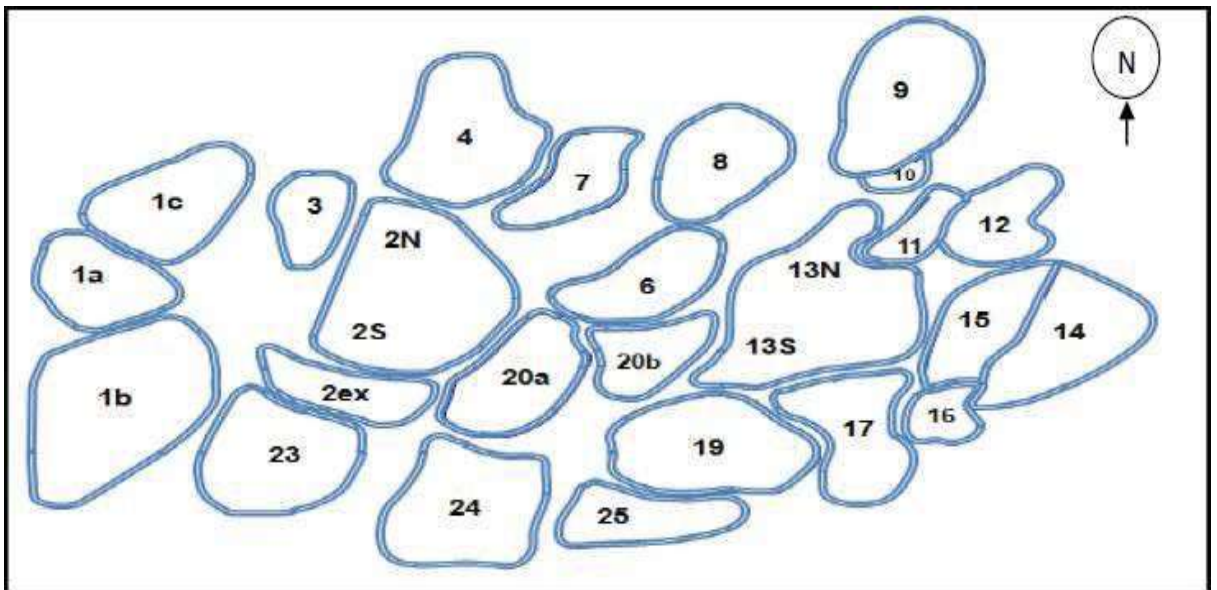


Figure I. 2 Carte des zones pour le champ Hassi-Messaoud [1]

I.4 Descriptions du réservoir :

I.4.1 Subdivision diagraphique :

Les grès de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes RA, RI, R2 et R3 où :

I.4.1.1 Zone RA : réservoir principal de Hassi-Messaoud où tous les puits produisent, possède des caractéristiques pétro physiques aptes à la production (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :

I.4.1.2 Zone I : grossière inférieure subdivisée de bas en haut :

- i) Drain D1.
- ii) Drain ID (Inter Drain).
- iii) Drain D2.

- b) Zone II : Fine intermédiaire (D3).
- c) Zone III : Grossière supérieure (D4).

I.4.1.3 Zone Ri : ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R70 – R90), subdivisé en trois tranches 7, 8, 9.

I.4.1.4 Zone R2 : zone de grès quartzites.

I.4.1.5 Zone R3 : zone très grossière à micro-conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

I.4.2 Subdivision pétro physique et notion du drain :

La notion du drain fait appel aux données sédiment logiques, diagraphiques et à la qualité du réservoir. Cette notion caractérise les propriétés pétro physiques du réservoir, verticalement et horizontalement. Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncidant avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

- Ra inférieur : Constitué de trois grands massifs grossiers qui sont : G1 (30m), G2 (8-12 m) et G3 (24-28 m). Ces trois grands massifs coïncident avec les zones préférentielles du Ra (D2, ID et D1).
- Ra moyen : On le trouve dans les intercalations saleuses ou argileuses.
- Ra supérieur : Constitué du même matériel que le Ra inférieur, la différence se trouve dans le style de dépôt.

I.5. Caractéristiques du réservoir :

Le plan d'eau se trouvait initialement à la profondeur de 3380m, il a envahi partiellement Une bonne partie du R2.

La zone Ra épaisse d'une centaine de mètres et constituée essentiellement de grès an isométrique, présente les meilleures caractéristiques pétro physiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300 m et 3500 m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon le classement granulométrique, le degré de quartzification et la teneur en argile. L'hétérogénéité est très importante.

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION		
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine	240	Sable, calcaire, marne sableuse		
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENOMIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
		ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie		
		SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite		
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CE NOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
		JURASSIQUE	MALM	225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite	
	DOGGER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	LIAS		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
	TRIAS		SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
		TS 3		202	Sel massif et traces d'argile	
		ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
		GRESEUX	35	Grés, argile		
		ERUPTIF discordance hercynienne	0.92	Andésites altérées		
		PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites
	GRES D'EL ATCHANE			25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
	ARGILES D'EL GASSI			50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolites	
	ZONE DES ALTERNANCES			20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
	CAMBRIEN		Ri	50	Grés isométriques, fins, silteux	
Ra			120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
R2			100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
R3			300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN	45		Grés argileux rouges			
S O C L E				Granite porphyroïde rose		

Figure I. 3 Les coupes stratigraphiques du champ de Hassi-Messaoud [1]

I.6. Caractéristiques des fluides et de la roche : [1]

- Huile légère
- Densité moyenne en surface : $\rho_o = 0.8$ (API = 45.4)
- La pression du gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kg/cm^2
- Température du gisement est de : $T = 118^\circ\text{c}$
- Le GOR de dissolution est variable : $R_s = 100$ à $5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- La porosité moyenne est de : $\Phi = 5$ à 10%
- La perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy
- La viscosité : $\mu_o = 0.2 \text{ Cp}$
- Le facteur volumétrique du fond moyen : $B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$

Chapitre II :

Mode Activation des Puits

GENERALITES SUR LE GAZ LIFT

II.1. INTRODUCTION :

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir". C'est l'énergie qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite. Cette pression risque donc, à un moment, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle. Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif, et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle. Parmi ces moyens il y a l'activation par Gaz-lift qui est l'objectif de notre étude.

II.2. Définition et principe du gaz-lift : [2]

C'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé aussi profondément que possible dans la colonne de production.

Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce, jusqu'au séparateur.

C'est le procédé qui se rapproche le plus à l'écoulement naturel.

Cette technique agit :

Selon le type du gaz lift :

- Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide.
- Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz.

II.3. Types de gaz-lift : [2]

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

II.3.1. Gaz-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. La méthode de gaz lift continue est généralement utilisée pour les puits avec un bon indice de productivité ($IP > 10 \text{ m}^3/\text{d}/\text{Mpa}$) ou ($0.45 \text{ bbl}/\text{d}/\text{psi}$).

II.3.2. Gaz-lift intermittent :

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, des 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. La méthode intermittente est généralement utilisée pour un faible indice productivité ($PI < 10 \text{ m}^3/\text{d}/\text{Mpa}$) ou ($0.45 \text{ bbl}/\text{d}/\text{psi}$).

II.4. 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 dé plétés. Il est souvent utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs

- Les puits à eau :

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. 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).

- Démarrage des puits (kick off) :

Dans certains cas, le gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort et dès que son éruptivité retrouvée le Gaz-Lift sera arrêté.

- Nettoyage des puits injecteur :

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.4.1. L'équipement du gaz-lift : [3]

II.4.1.1. L'équipement de surface :

L'équipement de surface est constitué de :

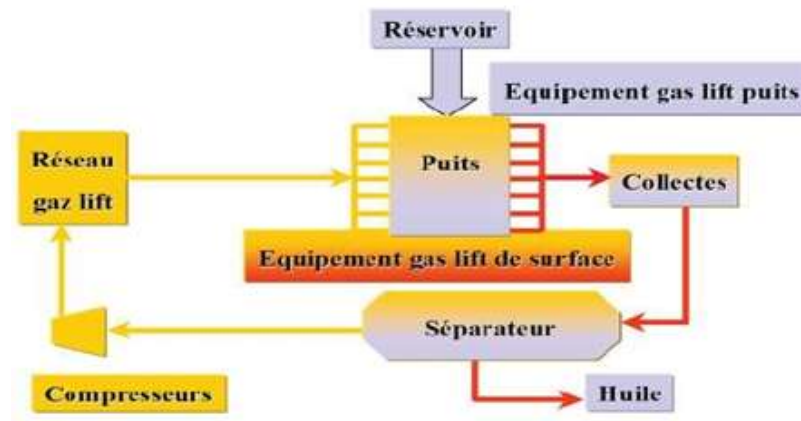


Figure II. 1 Schéma pour les équipements de surface du Gaz-Lift [3]

II.4.1.2. 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.

II.4.1.3. 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).
- Porte Duse manuelle de réglage de débit de gaz.
- Équipement de mesure de débit (l'orifice et l'indicateur Barton ou un débitmètre électronique) (Scanner 2000).

II.4.1.3.1. Réseau de Collectes :

Il est formé d'un système de pipes (conduites), ce système distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

II.4.1.4. L'équipement de déshydratation :

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 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), le triéthylène glycol (TEG) et le Méthanol.

II.5. L'équipement de fond :

L'équipement de fond d'une installation gaz-lift "standard" est constitué de mandrins et de vannes de gaz-lift.

La quantité ou le nombre de mandrins et de vannes utilisés dépend grandement de la pression à l'injection et la profondeur du puits.

II.5.1. Les mandrins de gaz-lift :

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 :

a) Les mandrins conventionnels (retirables) :

C'est le modèle le plus ancien, ils ont un support externe sur lequel est installée la vanne de gaz-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.

b) Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels) :

Ils ont révolutionné le gaz-lift, ils 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 (Wire line).

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.

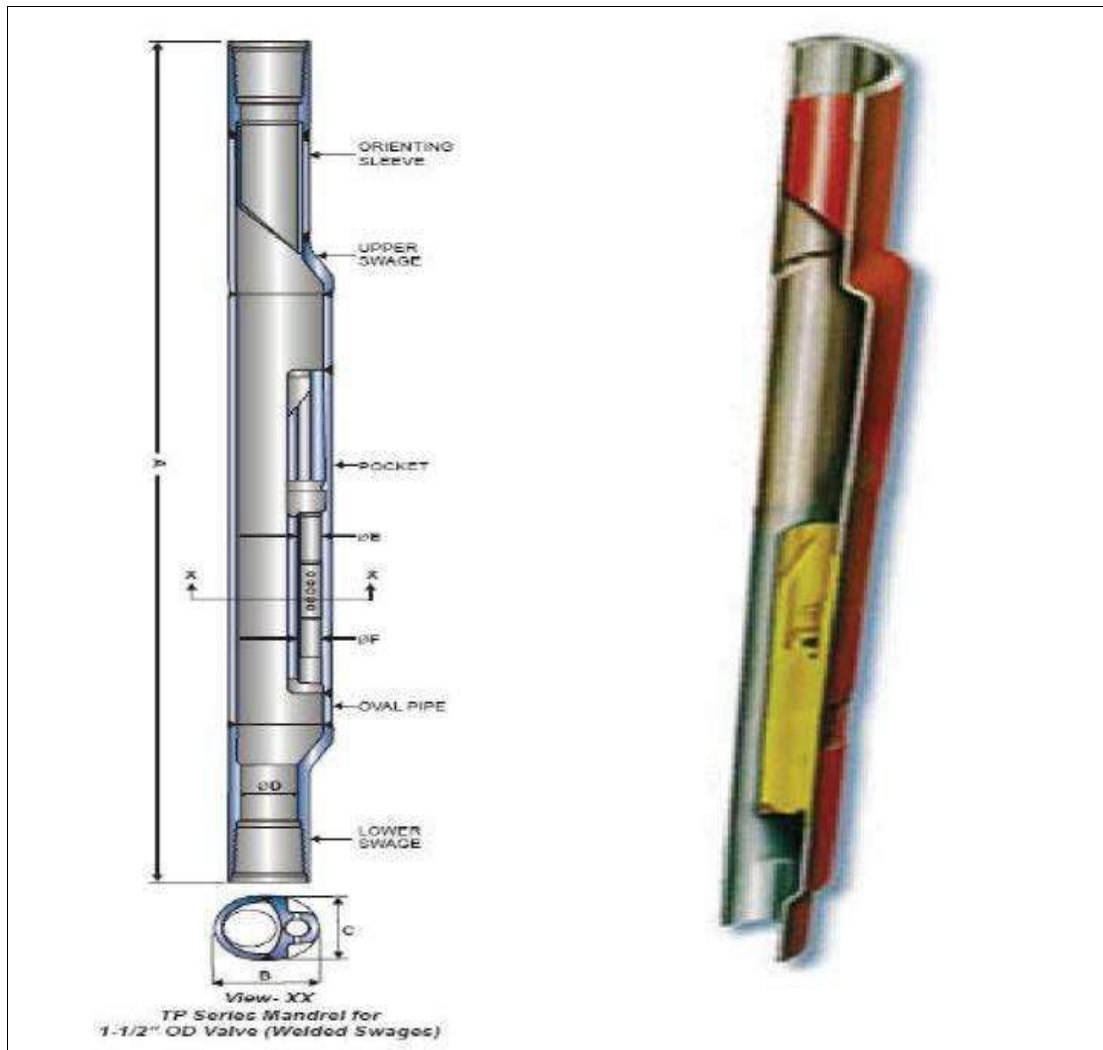


Figure II. 2 Mandrin du Gaz-Lift [4]

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

II.5.2. Les vannes de gaz-lift :

Il y a des nombreux types des vannes mais elles se classent en deux familles principales :

- Les vannes pilotées par la pression du casing (casing operated valves - COV) ou pression amont (pressure operated valves).
- Les vannes pilotées par la pression du tubing (tubing operated valves - TOV) ou pression aval (fluide operated valves).

Des variantes existent ensuite dans chacune des deux familles telles que : l'équilibrage des pressions, l'ajout d'un ressort de fermeture, etc.

Les vannes opérées par le casing sont faciles à commander car la pression annulaire est bien connue et facile à contrôler. Ce n'est pas le cas des vannes opérées par la pression du tubing car il est difficile d'estimer la pression au droit des vannes et d'agir sur elles. Ceci est la raison principale de la popularité des COV et de son emploi fréquent. De plus, une conception avec des vannes tubing TOV nécessite plus de vannes pour atteindre le point d'injection final.

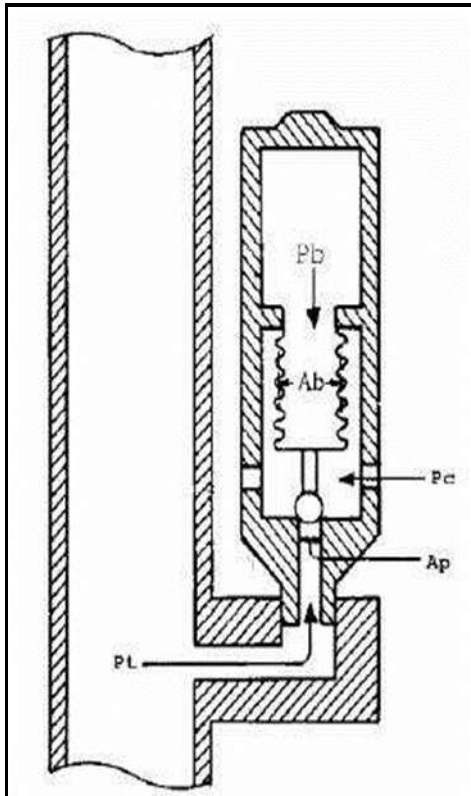


Figure II. 3 Vanne COV [5]

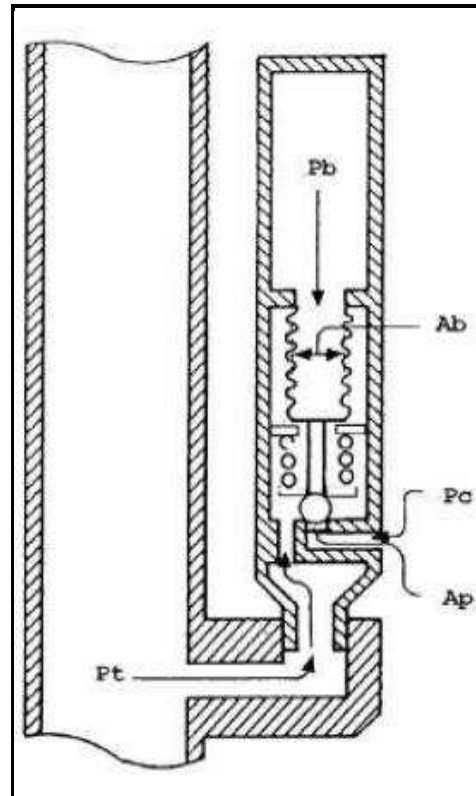


Figure II. 4 Vanne TOV [5]

Il faut se souvenir que le type de vannes utilisées et leurs réglages peuvent être facilement modifiés par une opération au câble. Par contre, la profondeur des mandrins est définitive tant que la compléation n'est pas remplacée.

Il y a d'autres types de vannes moins usuels tels que :

- Les vannes à réponse proportionnelle (proportionnel response valves)
- Les vannes pour écoulement dans le casing (valves for casing flow)
- Les vannes pour gas-lift intermittent

II.6. Les Types de Complétions pour le Gaz-lift : [6]

Le gaz-lift est un domaine où souvent les ingénieurs se plaisent à dessiner des profils complexes parfois couronnés de beaux succès mais aussi soldés d'échecs sévères. La règle est de chercher la simplicité.

Profile complexe demande une excellente préparation, un programme opérationnel très détaillé, des calculs précis, des tests en atelier et enfin une supervision sans faille

II.6.1. Complétions pour Gaz-lift direct :

Le dessin de la Figure II. 5 représente une complétion standard pour opérer en gaz-lift direct.

Le gaz est injecté dans l'annulaire tubing-casing et le réservoir produit par le tubing.

C'est le design le plus fréquent qui se justifié par sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

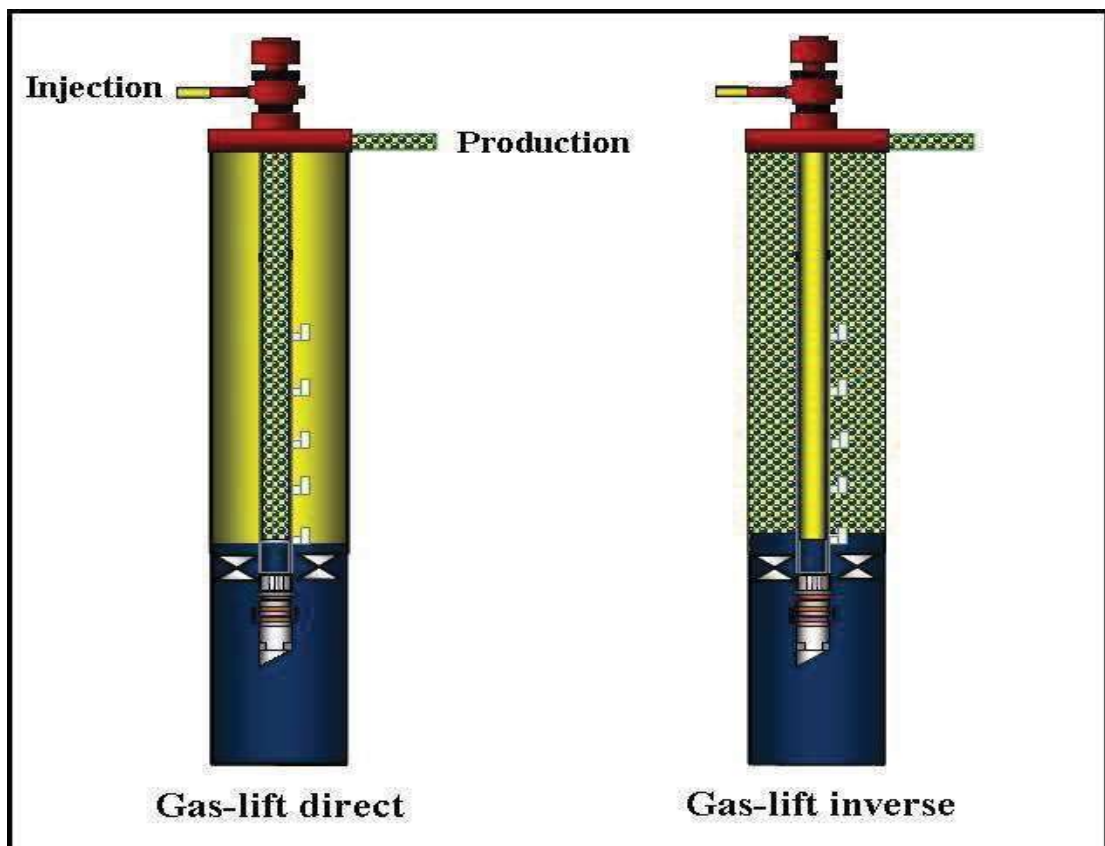


Figure II. 5 Types de Complétion pour le Gaz-Lift [6]

Les vannes sont manœuvrées au câble pour les tubings d'un diamètre nominal de 2⁷/₈ plus. Le packer est parfois équipé d'un by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible dans le puits.

II.6.2. Tubing concentrique :

Dans la complétion Tubing concentrique le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant car il évite un work-over lourd.

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 descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits.

Dans tous ces puits, le réservoir produit dans le tubing initial et non pas dans le casing.

Dans des puits où les vannes de décharge sont inutiles (single point), il est très économique de dérouler un coiled-tubing dans la complétion initiale, de le couper en surface et de le poser dans un adaptateur de la tête de puits.

Des vannes de sécurité de sub-surface existent pour ce genre de complétions mais elles compliquent considérablement la mise en place du tube concentrique

Le système existe avec des tubes concentriques de gros diamètres descendus au début 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.

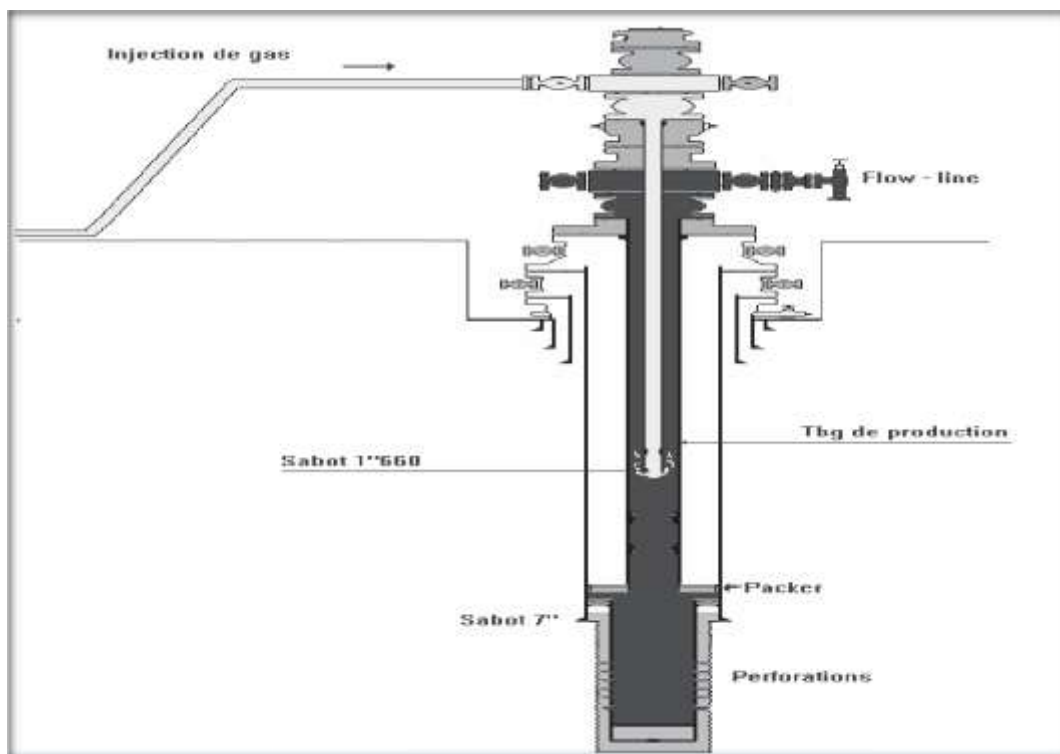


Figure II. 6 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Tubing concentrique) [6]

II.6.3. 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 :

- 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.6.4. Gaz-lift double :

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

- La grande complexité des vannes de sécurité de sub-surface 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 au passage du tubing remonté en premier.
- La mise au point des vannes pour ces puits est délicate et il est courant qu'un tubing prive l'autre du gaz qui lui était destiné.

Le gaz-lift double est donc assez rare sauf pour des champs où le gaz à haute pression est disponible, autorisant du « single point » sans vannes de décharge.

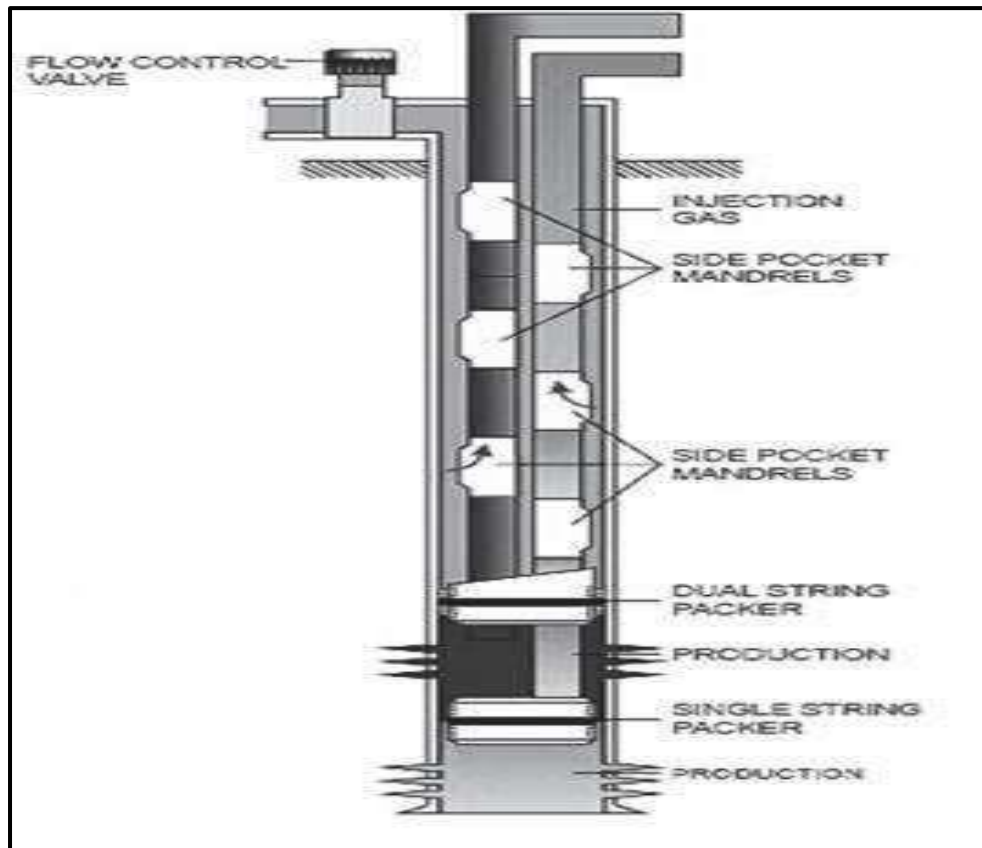


Figure II. 7 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Tubing concentrique) [6]

II.6.5. Le gaz-lift parallèle :

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gaz-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible ne doit pas entrer en contact avec le casing, par exemple, si le filetage du casing n'est pas étanche au gaz (gaz-lift).

Le gaz-lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétion multiple puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage.

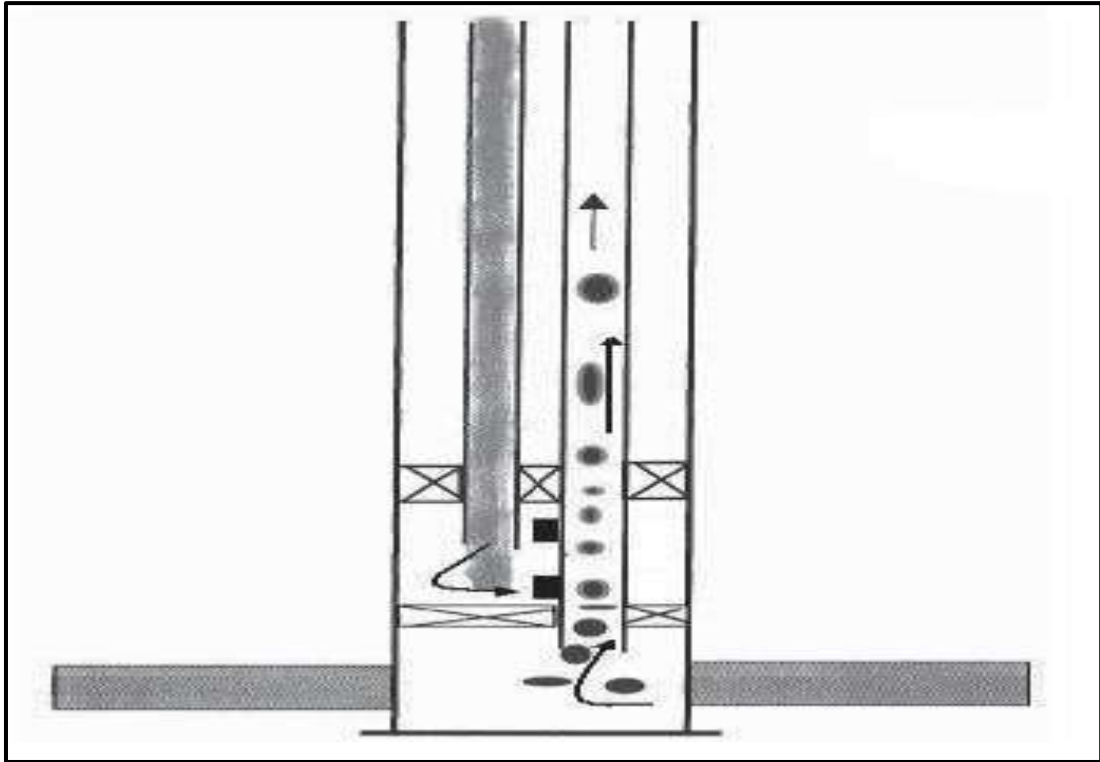


Figure II. 8 Complétion pour le Gaz-Lift inverse (Gaz-Lift parallèle) [6]

II.7. Facteurs à considérer dans la conception du gaz lift : [7]

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équiper un puits en gaz lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération, parmi les majeurs facteurs on peut citer :

II.7.1. La pression en tête de puits (well Head pressure) :

La mise en production d'un puits exige une certaine pression en tête, ce dernier est en fonction des réseaux de collectes et de pression des jonctions (manifolds).

Et plus la pression en tête est faible, plus le gaz lift est efficace, et chaque fois la pression de tête est grande on doit injecter plus de gaz pour vaincre les pertes de charges et la pression de tête, c'est pour ça la pression de tête est très importante, elle influe directement sur deux paramètres essentiels de gaz lift, qui sont la pression d'injection et le débit à injecter.

II.7.2. La pression d'injection du gaz :

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

II.7.3. Profondeur d'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.

II.7.4. L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :

La productivité d'un puits dépend directement de la pression de fond dynamique, le gaz lift et comme les autres méthodes d'activation des puits a baisse cette pression, donc le gaz lift est affecté par l'indice de productivité.

L'effet est confirmé dans les puits possédant un IP important où le gaz lift amène des débits spectaculaires.

L'effet « skin » ou colmatage de puits, c'est l'endommagement du voisinage de trou, il est lié généralement au filtrat de la boue de forage et d'autre paramètres. L'effet « skin » est une perte de charges supplémentaire dans le réservoir, il réduit directement l'indice de productivité et par conséquent affecte l'activation par gaz lift.

II.8. Avantages et inconvénients du gaz-lift :

II.8.1. Les 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 Gaz-lift récupérables au câble : possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir remonté 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.
- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift 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.8.2. Les Inconvénients :

- Volumes de gaz pouvant être excessive 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.
- Rendement reste faible dans les puits profonds.
- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates, il y aura nécessité de traiter le gaz par la déshydratation.
- 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.
- Érosion des équipements créés par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement.

Chapitre III :

AutoBoost avec étude de cas OMJ33

III.1. INTRODUCTION :

Le puits vertical **OMJ33** est un puits producteur d'huile qui s'inscrit dans le cadre du développement du gisement de Hassi-Messaoud, il se situe dans la Hors Zone Ouest de la zone 4.

Selon les cartes en isobathes, le puits **OMJ33** est situé à proximité d'une vallée d'érosion au Sud à la discordance hercynienne. Il est délimité par deux failles majeures de direction NE-SO. La structure plonge en pente vers l'Ouest du flanc de l'anticlinal de Hassi-Messaoud et visible au toit du R2.

Ce puits se situe dans la partie centrale du champ de Hassi-Messaoud où le réservoir cambrien est presque complet, sauf une partie du Ri(D5) qui est érodée avec une épaisseur prévue de **15 m** sous la DH.

Il est important de signaler la présence probable de roches volcaniques d'une épaisseur de quelques mètres au-dessus de la Discordance Hercynienne.

Le puits **OMJ33** est situé dans un compartiment où la densité des puits est élevée, permettant ainsi d'avoir quatre puits considérés comme points de contrôle qui sont **OMJ333**, **OM433**, **OMJ431** et **OMJ323**, il est à signaler que le puits **OMJ323** est le plus proche distant d'environ **588 m** à l'Ouest. (Voir la carte de localisation).

Le puits **OMJ33** traversera **99 m** du réservoir cambrien, soit de la côte de la DH à **3391m TVD** jusqu'à la côte d'arrêt qui est prévue à **3490 m TVD**.

Le sabot 7" sera posé à la côte **3394 m TVD** soit à **3217 m TVDSS** (03 mètres sous la DH (D5)).

Le plan d'eau prévisionnel est estimé à la côte **-3328 m TVDSS** soit **3505 m TVD**.

La côte d'arrêt de ce puits est prévue à **3490 m TVD** soit à **3313 TVDSS** (15 m au-dessus du plan d'eau prévisionnel).

III.2. Situation géographique : [8]

Les coordonnées en « U.T.M31 » de la plate-forme du puits **OMJ33** sont les suivantes :

Tableau III. 1. Coordonnées de la plate-forme

Coordonnées	UTM	Z sol (m)	Z table (m)	Appareil de forage
X	775 578.944	167.825	177	F22
Y	3 527 034.468			HT (9.16 m)

III.3. Programme de tubage :

- Phase 26"
 - Forage de **40 m** dans le Sénonien anhydritique, jusqu'à **511 m** TVD de profondeur.
 - Tubage 18" 5/8 à **511 m** TVD de profondeur.
 - Cimentation jusqu'en surface.
- Phase 16"
 - Forage de **110m** environ dans les anhydrites massives du Dogger lagunaire, jusqu'à **2405 m** TVD de profondeur.
 - Tubage 13" 3/8 à **2405 m** TVD de profondeur.
 - Cimentation jusqu'en surface.
- Phase 12"1/4
 - Forage jusqu'au repère G35 a**3326 m** TVD dans les argiles du Trias Argileux.
 - Tubage 9" 5/8 à **3326 m** TVD de profondeur.
 - Cimentation du tubage 9" 5/8 doit être faite à **200 m** au-dessus du sabot 13"3/8.
- Phase 8"1/2 ou 8"3/8.
 - Forage jusqu'à l'approche de la Discordance hercynienne, prévoir un outil tricône qui sera descendu à la demande du superviseur géologue avec une pénétration de **3m** dans le Drain **D 5** jusqu'à la profondeur **3394 m** TVD.
- Liner 7" à 3394 m TVD
 - Le top liner 7" sera ancré à **150 m** au-dessus du LD-2
 - Cimentation entière.

NB : Faisant suite au manque des têtes de puits 13"5/8 X 11"x5000 PSI, il faut prévoir de remonter le 7" en surface (en utilisant un Tie Back)

- Phase 6"
 - Forage de **3394 m** TVD jusqu'à la côte d'arrêt à **3490 m** TVD soit à **3313m** TVDSS.

III.4. Programme de boue : [8]

La pression du gisement est estimée entre **250 et 270 Kg/cm²**.

Les paramètres de boue de forage durant les différentes phases seront calculés par les ingénieurs de la division forage.

III.5. Complétion :

La complétion (Open hole ou LCP ou Crépine ou liner mixte) et les perforations du puits OMJ33 seront décidées en fonction des résultats du DST et des interprétations diagaphiques.

III.6. Prévisions stratigraphiques des réservoirs :

Les toits des réservoirs ont été définis essentiellement sur la base des cartes structurales à la discordance hercynienne et au toit du R2ab au :

Tableau III. 2. Toits TVD, TVDSS des réservoirs

Drains	Cotes TVD (m)	Cotes TVDSS (m)
DH-D5	3391	-3214
D4	3407	-3230
D3	3444	-3267
D2	3467	-3290
ID	3490	-3313
D1	3519	-3342
Z PSG	3546	-3369
R2	3552	-3375
Côte d'arrêt (TD)	3490	-3313
SW65%prévisionnel	3505	-3328

III.7. Surveillance géologique :

Les toits des étages du Mésozoïque qui figurent sur la fiche stratigraphique du puits sont déterminés par corrélation avec les puits environnants l'examen des cuttings s'impose à l'approché des cotes prévues pour la pose des casings.

La descenter d'un tricône est impérative pour l'obtention de cuttings de qualité, lors de la surveillance par le géologue responsable.

Des phases de circulation de boue sont à prévoir jusqu'à remonter des déblais en surface dont l'examen sera déterminante pour la reconnaissance du réservoir afin déplier au problème éventuel des cuttings non représentatifs.

Durant toute la phase de forage du Mésozoïque un log d'avancement détaillé sera établi. La surveillance géologique fera un prélèvement de déblais tous les mètres ceci à partir de **3179 m**

TVD de profondeur, soit **50 m** au-dessus du toit du Trias argileux. Toutefois cet espacement pourrait être réduit par le géologue responsable compte tenu de l'évolution de l'avancement.

Le Paléozoïque :

Un log d'avancement sera réalisé intégralement dès l'entrée dans le réservoir. Il comportera en plus des renseignements géologiques, les paramètres liés au forage et à la boue observée pendant la durée de cette phase. A l'approche de la Discordance Hercynienne. Prévoir un outil tricône qui sera descendu à la demande du superviseur géologue afin de mieux apprécier les cuttings.

III.7.1. Les Pertes De Boue

Les pertes de boue peuvent être totales ou partielles. Elles se produisent souvent dans les sables du mio-Pliocène, les calcaires de l'Eocène et du Sénonien carbonate, ainsi que vers la base du Trias argileux et surtout dans le Trias argilo-gréseux.

III.7.2. Eau chlorurée calcique et argiles fluentes

Les niveaux de dolomie vacuolaire du Lias LD2 renfermant de l'eau saturée en chlorure de calcium sous une pression maximale de 560 Kg/cm², pourraient être traversés à partir de 2649m. Les argiles fluentes pourraient être présentes dans les niveaux LS2 et TS2.

III.8. Programme de diagaphies : [8]

1. Phase 26": Néant.
2. Phase 16":
GR - SONIC (P & S) - DENSITE -CALIPER (GR jusqu'en surface) Un log de cimentation approprié du 13"3/8 et du 18"5/8
3. Phase 12" 1/4 :
GR - SONIC (P &S) -CALIPER-DENSITE
Après la pose du 9" 5/8.
Un log de cimentation approprié du 9"5/8.
4. Phase 8" 1/2 :
GR - SONIC (P&S) - CALIPER- DENSITE
Après la pose du 7".
Un log de cimentation approprié du 7".
5. Phase 6" :
SONIC (P & S) - GR - CAL DENSITE - NEUTRON -GR
Résistivité.

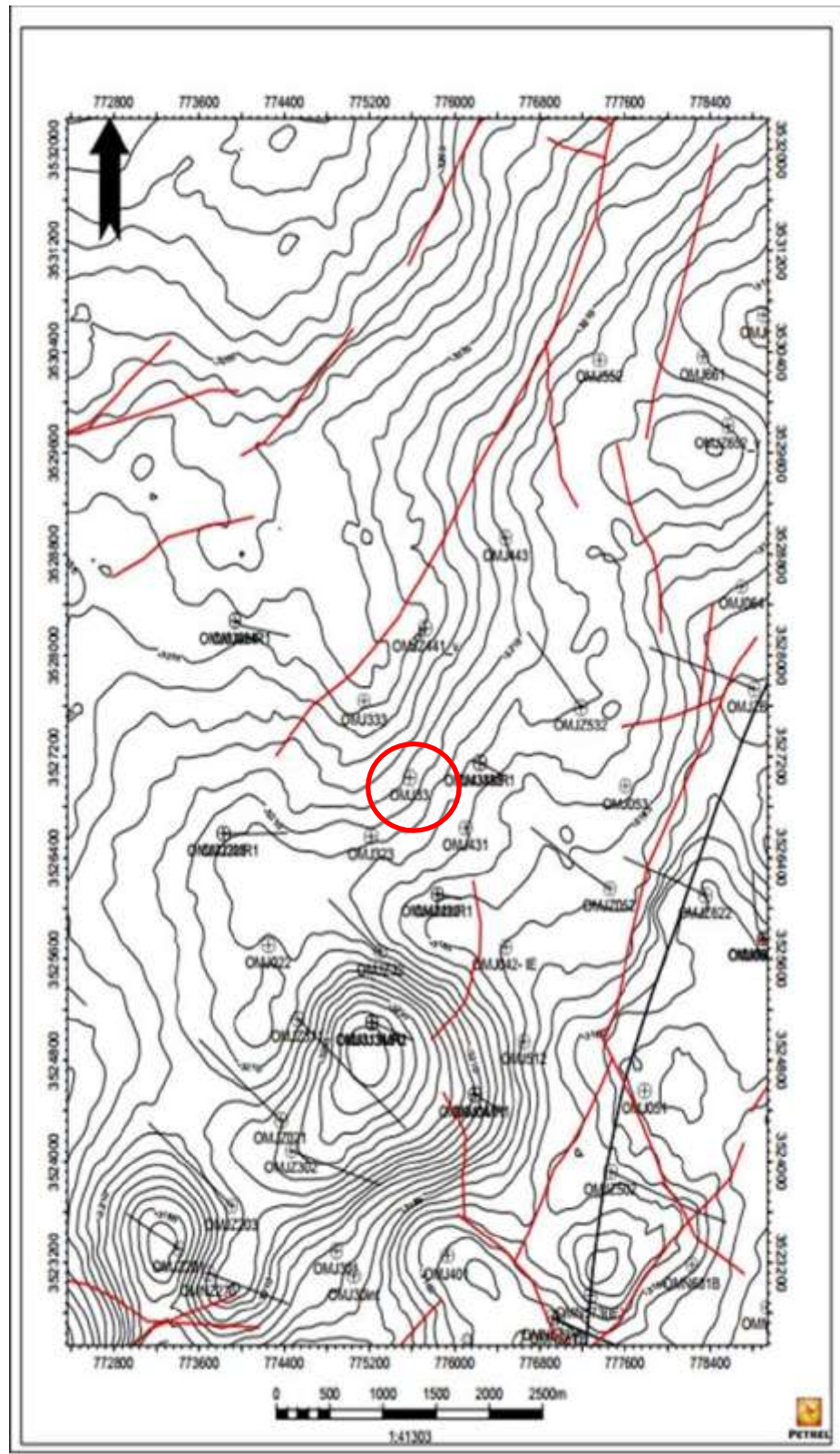


Figure III. 2.carte en isobathes la Discordance Hercynienne [8]

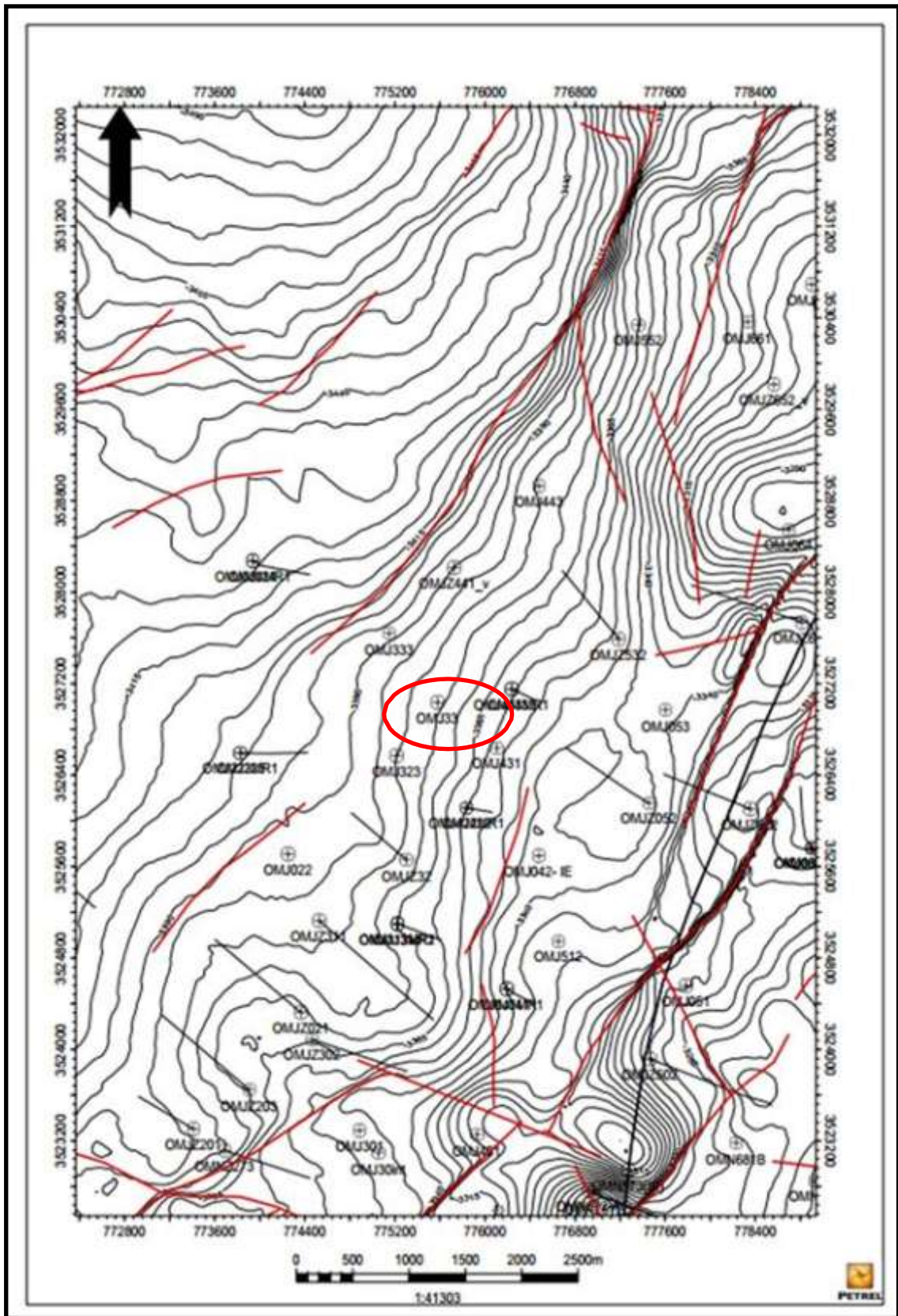


Figure III. 3. Carte en isobathes au toit du R2 [8]

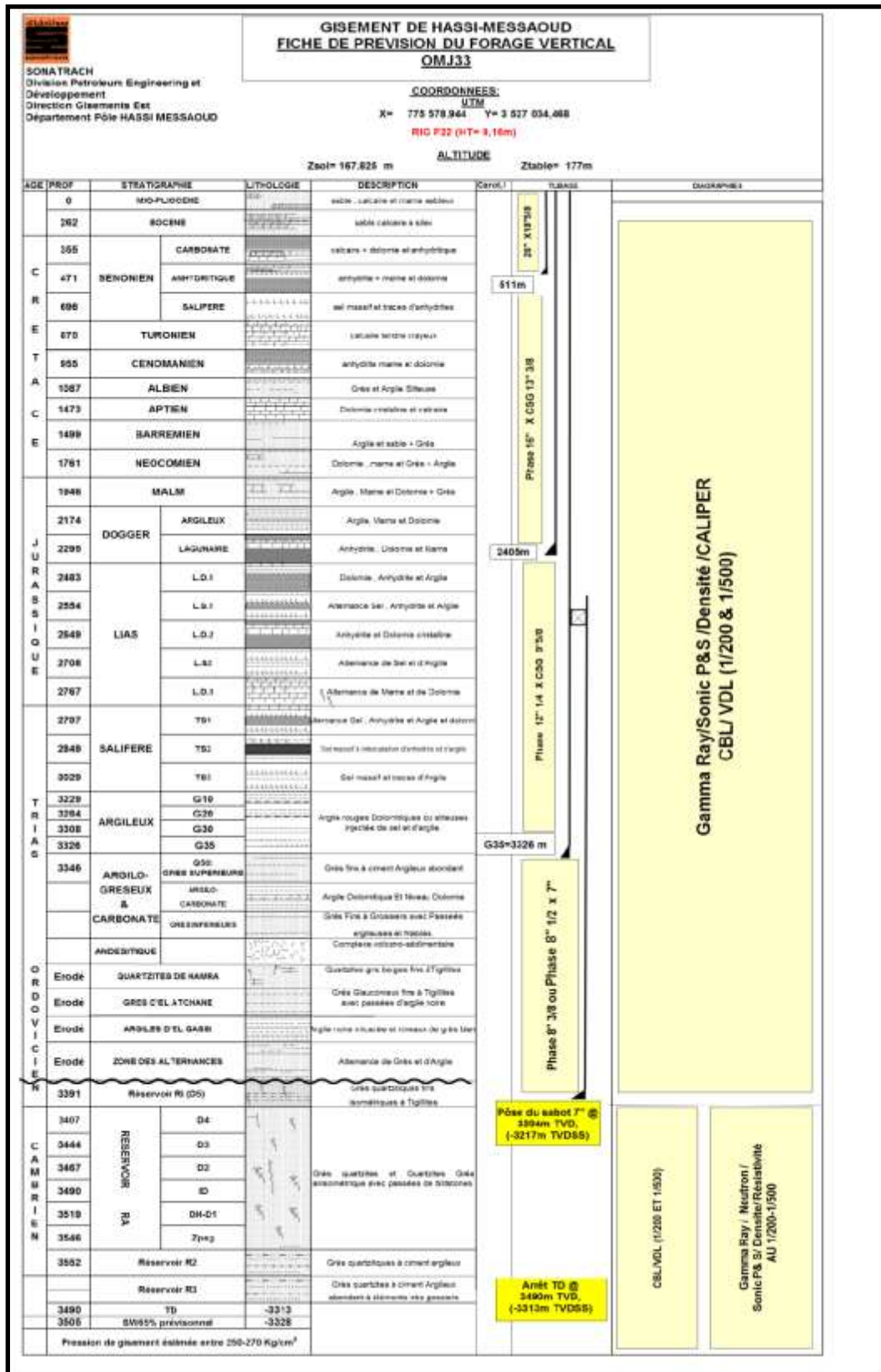


Figure III. 4. Fiche stratigraphique des prévisions [8]

III.10. Aspect réservoir du puits :

Le puits **OMJ33** est un puits vertical producteur huile, il se situe au nord-est du puits OMJ323 foré en 2015 dans l'hors-zone Ouest de la zone 4.

Le puits OMJ33 est proposé suite aux bons résultats du puits OMJ323 dans le cadre du plan développement du champ de Hassi-Messaoud, afin de récupérer l'huile encore en place non drainée par les puits du secteur.

III.10.1. La production des puits du secteur de l'implantation:

Tableau III. 3. Production des puits du secteur

Puits	Date de mise en production	Statue	Le debit moyen	Cumul de la production	Temps de production
			m ³ /h	m ³	H
OMJ22	01/04/2015	PPH	2.92	15011	5140
OMJ223	13/04/1998	GL	4.43	184287	41571
OMJ323	31/12/2015	PPH	5.96	118917	19958
OMJ431	28/01/2017	PPH	2.36	26158	11091
OMJ433	12/09/1992	GL	2.47	219108	88715
OMJZ32	19/10/2012	PPH	2.89	123004	42558

Le secteur d'implantation a un potentiel moyen bon, cela est expliqué par le débit moyen des puits voisins qui varie entre **2.36 et 5.96** m³/h.

Les trois puits **OMJ323, OMJ431 et l'OMJ433** qui entourent le puits ont une production normalisée qui est respectivement 5.96m³/h, 2.36m³/h et 2.47 m³/h, sachant que le puits **OMJ431** est le dernier puits foré dans le secteur.

Les cumuls de production sont distincts d'un puits à un autre, selon leurs dates de mise en service et d'autres paramètres d'exploitation.

III.11. Les derniers jaugeages des puits du secteur d'implantation:

Tableau III. 4. Derniers jaugeages des puits du secteur

Puits	Date	Duse	Qhuile	GOR	Pt	Eau Rec
		mm	m ³ /h	m ³ / m ³	Kg/cm ²	l/h
OMJ22	05/07/2017	9.00	0.99	269	24.6	0
OMJ223	15/12/2014	16.00	0.26	13172	24.3	0
OMJ323	14/09/2018	9.00	4.24	114	32.6	0
OMJ431	14/09/2018	15.48	2.6	711	19.8	0
OMJ433	06/11/2009	18.00	0.4	7683	37	0
OMJZ32	26/08/2018	14.00	3.81	379	21.5	0

D'après les derniers jaugeages effectués, on constate que les puits **OMJ323** et **OMJ431** ont un débit relativement bon, le puits l'**OMJ223** est un puits intermittent.

Le secteur de l'implantation ne présente ni des percées de gaz ni des venues d'eau, car cette partie du champ n'est pas encore soumise à la récupération secondaire, le GOR élevé des puits **OMJ433** et **OMJ223** est due au gaz lift.

III.12. Estimation de la pression de gisement :

Tableau III. 5. Les derniers tests des puits voisins

Puits	Type	Date	PG	PFD	QOil	IP	HK1	Skin
			Kg/cm ²	Kg/cm ²	m ³ /h	m ³ /h/kg/cm ²	m.md	
OMJ22	PFS	28/06/2017	266	132	0.99	0.075	26.3	6.97
OMJ223	PFS	14/03/2018	271					
OMJ323	SBU	14/01/2018	257	229	5.13	0.19	1070	0.97
OMJ431	DST	29/05//2016	294.21	236.61	6	0.134	233	-0.52
OMJ433	PFS	24/09/2017	240.69					
OMJZ32	SBU	08/09/2014	276.56	254	1.11	0.011	1.04	20

Selon les tests aux puits réalisés, on constate que les paramètres réservoir des puits **OMJ323** et **OMJ431** sont plutôt bons, en général ces paramètres sont bons au DST et se dégradent après exploitations des puits.

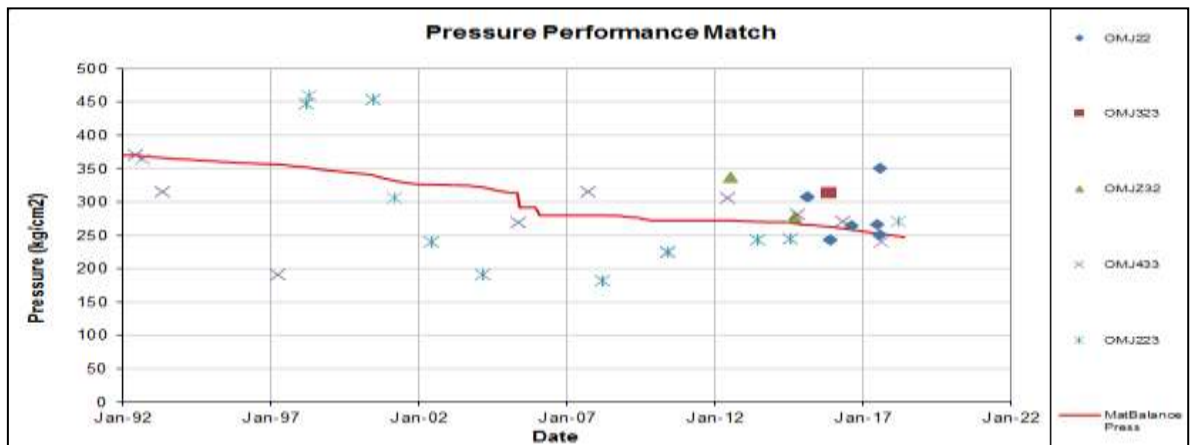


Figure III. 5. le graphe des profils des pressions des puits voisins [8]

La pression de gisement dans le secteur de l'implantation est estimée entre 250 et 270 kg/cm².

III.13. Les paramètres pétro physiques : [8]

III.13.1. Porosité et perméabilité :

D'après les graphiques des paramètres pétro physiques illustrés ci-dessous, la porosité varie entre 6 et 8% dans la majorité des drains des puits du secteur à savoir, OMJ431 l'OMJ323 et l'OMJ433. Quand a la perméabilité elle est de l'ordre de 10 mD et 27 mD.

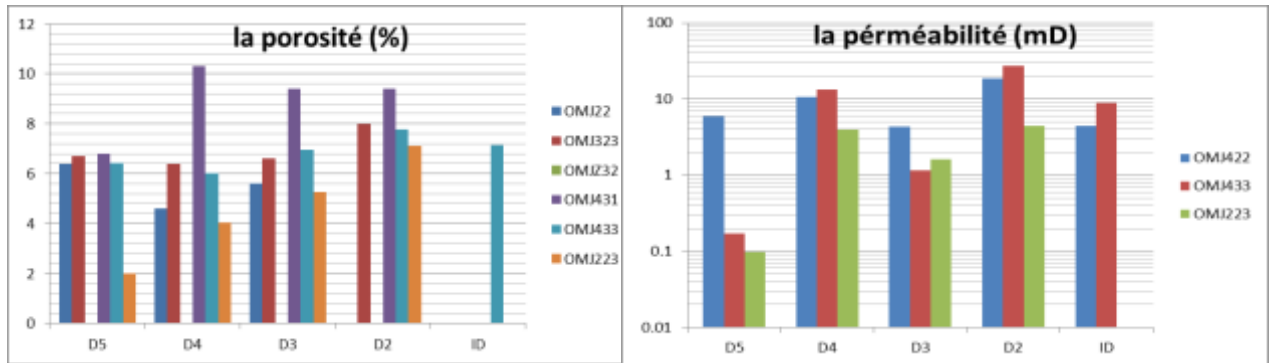


Figure III. 6.Porosité et perméabilité dans le secteur d'implantation [8]

III.13.2. Saturation en eau :

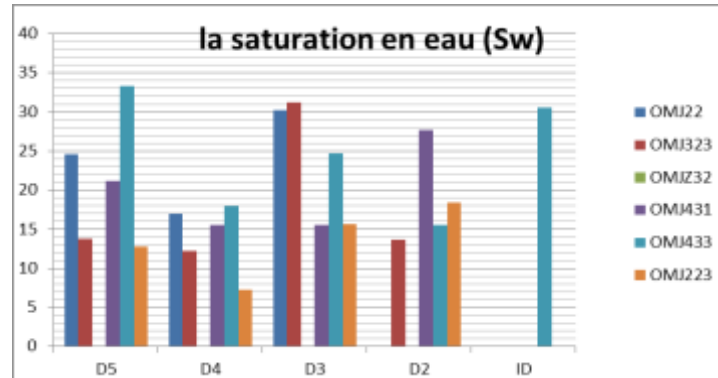


Figure III.7.Saturations en eau dans le secteur d'implantation [8]

- La saturation en eau est faible dans le Ra qui est inférieur à 35%.

III.14. Plan d'eau prévisionnel :

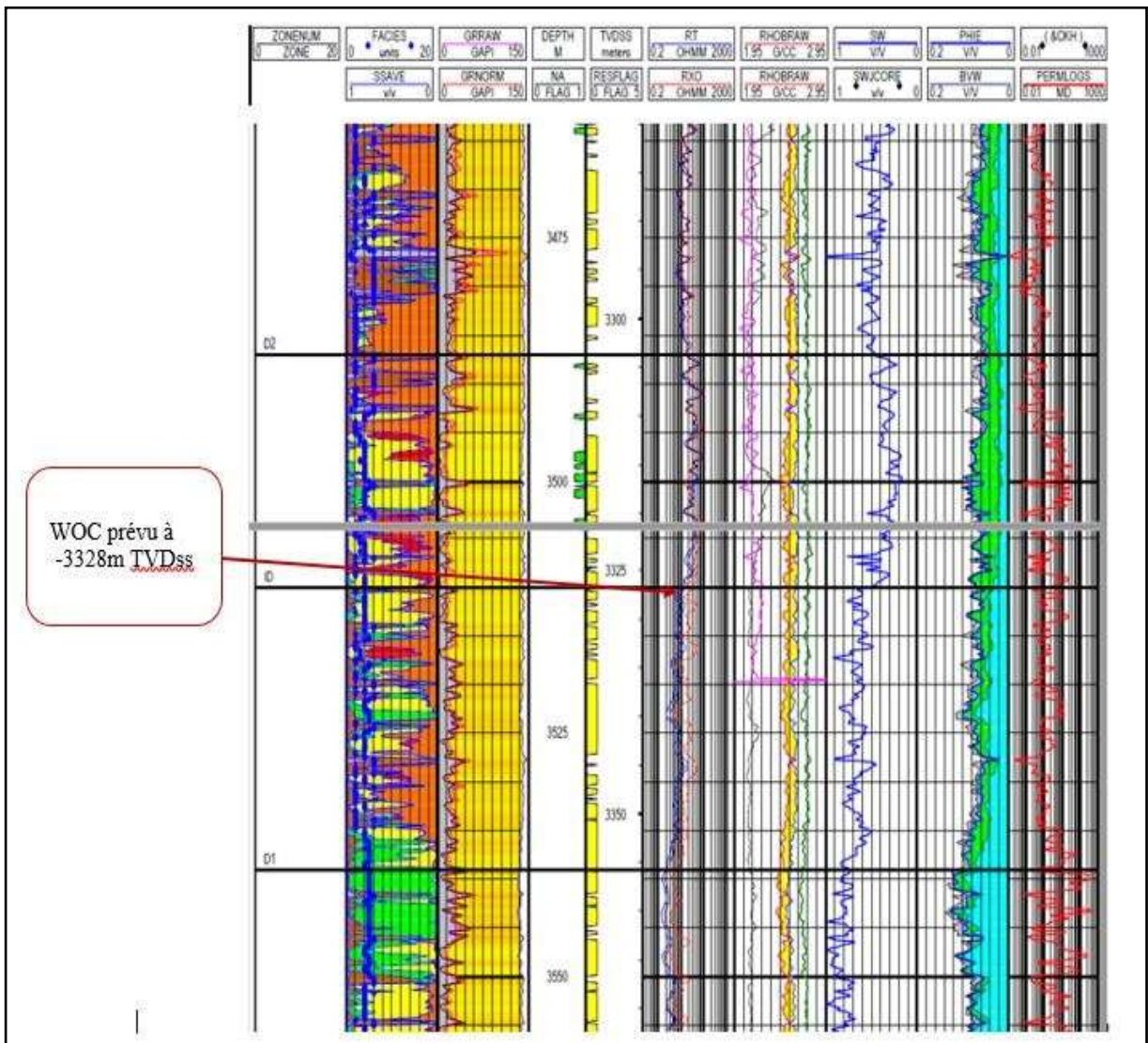


Figure III. 8. CPI Log du puits hybride OMJZ441 [9]

Selon le CPI log du puits OMJZ441 le SW65% est aux alentours de -3328 m TVDss.

III.15. Conclusion:

- Le puits OMJ33 est proposé comme puits vertical producteur huile.
- Le contact huile eau/est prévu aux alentours de -3328 TVDss.
- La pression de gisement est estimée entre **250 et 270 kg/cm²**

III.16. Evaluation de la technique Autoboost : [10]

III.16.1. Historique De Puits OMJ33 :

- Puits foré en Février 2019 et complété avec un tubing 4''1/2 ancrée et une crépine 4''1/2.
- Le plan d'eau réel d'eau théorique (sw 65%) est estimé à 3505
- DST réalisée en 18/02/2019 dans les drains D5, D4, D3 et D2

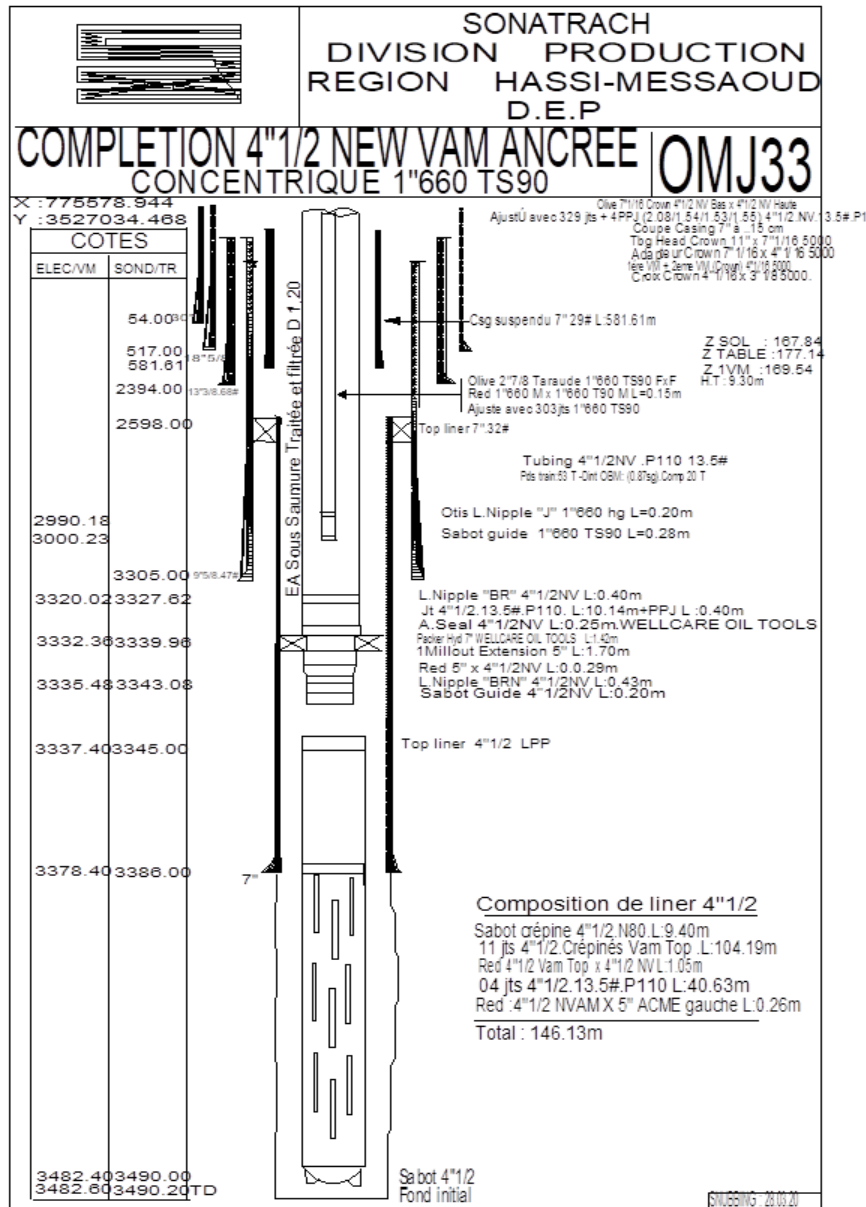


Figure III.9 Puits OMJ33 [10]

Tableau III. 6. Historique de puits OMj33

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (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

Tableau III. 7. Caractéristiques de reservoir

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

TQPR#1820 build-up #3		Model Parameters	
Rate	0 m3/hr	Well & Wellbore parameters (OMJ33)	
Rate change	4.15 m3/hr	C	0.00138 m3cm2/kg
P@dt=0	216.56 kg/cm ²	Ci/Cf	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 m3cm2/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.III.10. Well Test Data OMJ33 [10]

- Le puits a été mis en service sur une Duse fixe de 9mmenMars 2019.

Tableau III. 8. Historique de production OMJ33

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)			Pression (kg/cm²)			Densité		Paramètres GL			Temp. Huile (°C)	K.Psi	Débit Eau (%)		Observations
			Huile	Gaz	GOR	Press. Tête	Press. Pipe	Press. Sépar.	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	-
08/08/2019	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	-

III.16.2. Historiques Des opérations OMJ33 :

- 04/03/2019 : mise en service sur une dues de 9 mm fixe.
- Des contrôles wireline périodiques.
- Le puits a 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 ce 1,660’’ pour injection de GL.
- 01/04/2020 : opération de kick off à travers CCE au nitrogène.
- 18/07/2020 : opération wireline pour une mesure PFD durant la période de test (AutoBoost).
- De 21/07 au 08/08/2020 : test AutoBoost (période d’évaluation)
- 09/08/2020 : 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.16.3. Installation De Surface Puits OMJ33 :



Figure III.11. Autoboost – test sur omj33 [10]

III.16.4. Autoboost – Principe de fonctionnement :

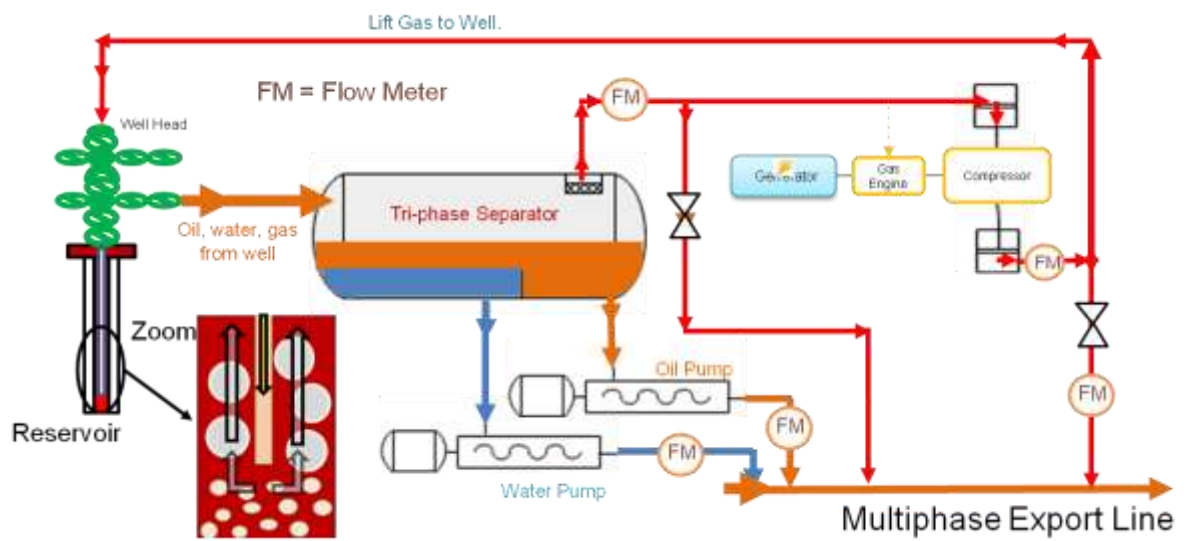


Figure. III.12. Plan pour Puits non éruptif [10]

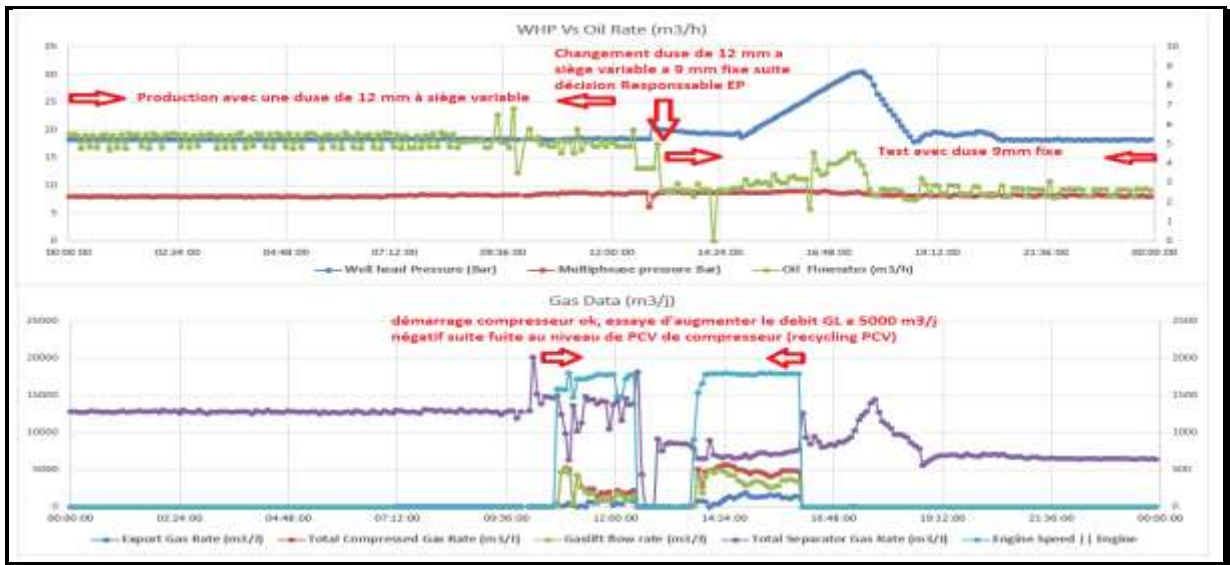


Figure III. 93. 1^{er} Jour De Test : 21/07/2020 [10]

NB :

- Production avec une duse de 12 mm à siège variable.
- Changement duse de 12 mm a siège variable à 9 mm fixe suite décision responsable EP.
- Démarrage compresseur ok, essaye d'augmenter le débit GL à 5000 m³/j négatif suit fuite au niveau de PCV de compresseur.

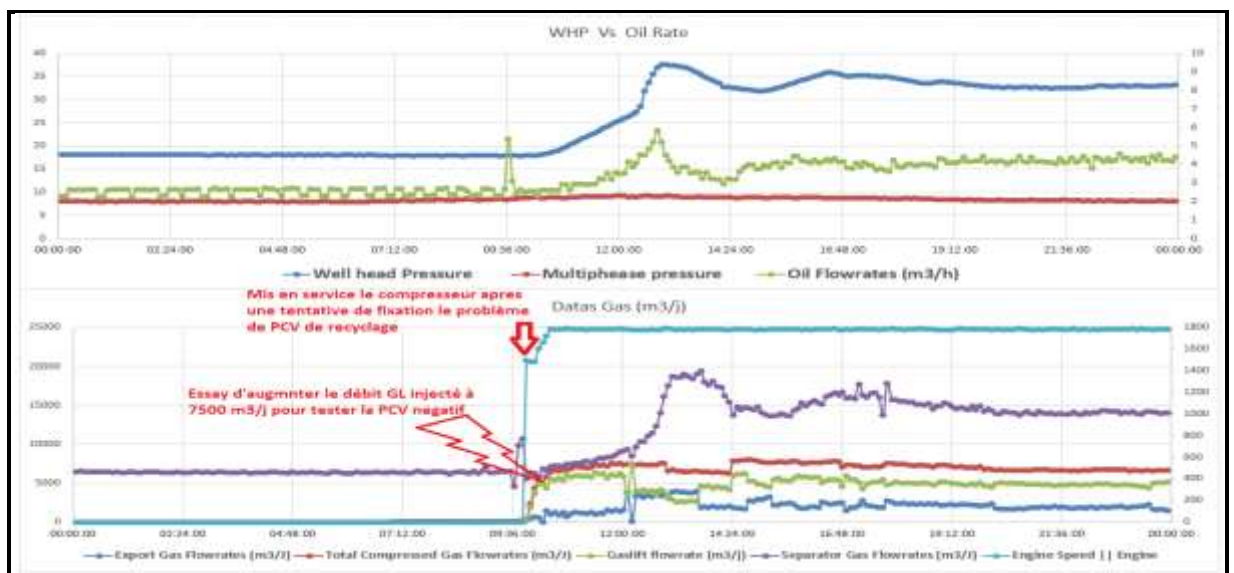


Figure III. 14. 2^{ème} jour de test : 22/07/2020 Duse : 9 mm fixe [10]

NB :

- Mis-en service le compresseur après une tentative de fixation le problème de PCV de recyclage
- Essai d'augmenter le débit GL injecté à 7500 m³/j pour tester la PCV négatif.

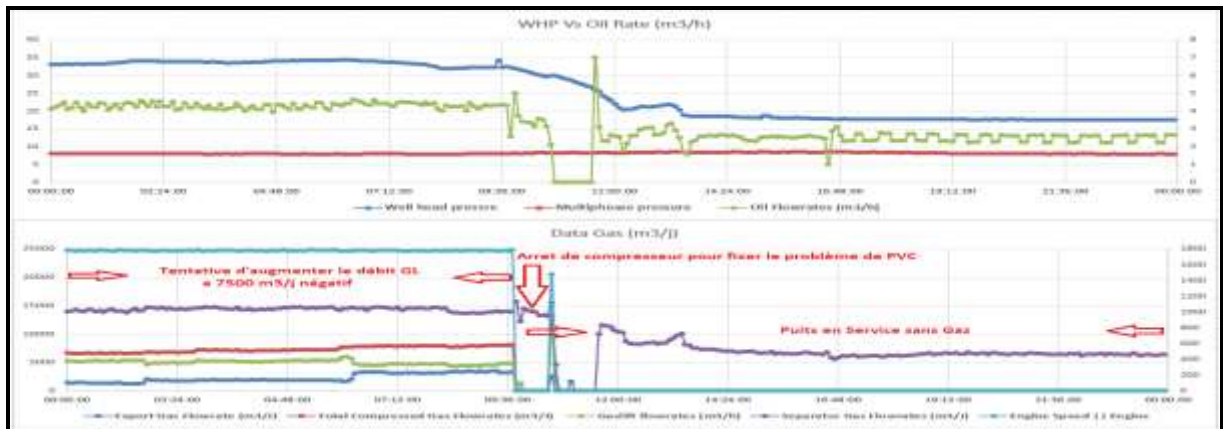


Figure III. 15. 3^{ème} jour de test : 23/07/2020 Duse : 9 mm fixe [10]

NB :

- Tentative d'augmenter le débit GL à 7500 m³/j négatif.
- Arrêt de compresseur pour fixer le problème de PVC.
- Puits en service sans gaz.

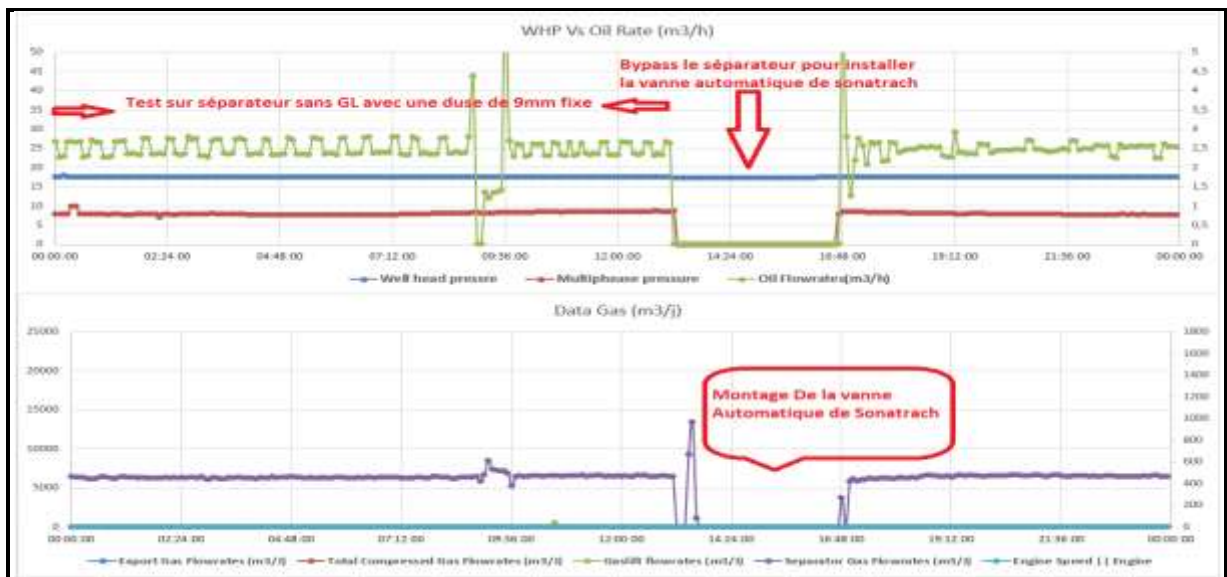


Figure III. 16. 4^{ème} jour de test : 24/07/2020 Duse : 9 mm fixe [10]

NB :

- Test sur séparateur sans GL une duse de 9 mm fixe.
- Bypass le séparateur pour installer la vanne automatique de sonatrach.
- Montage de la vanne automatique de sonatrach.

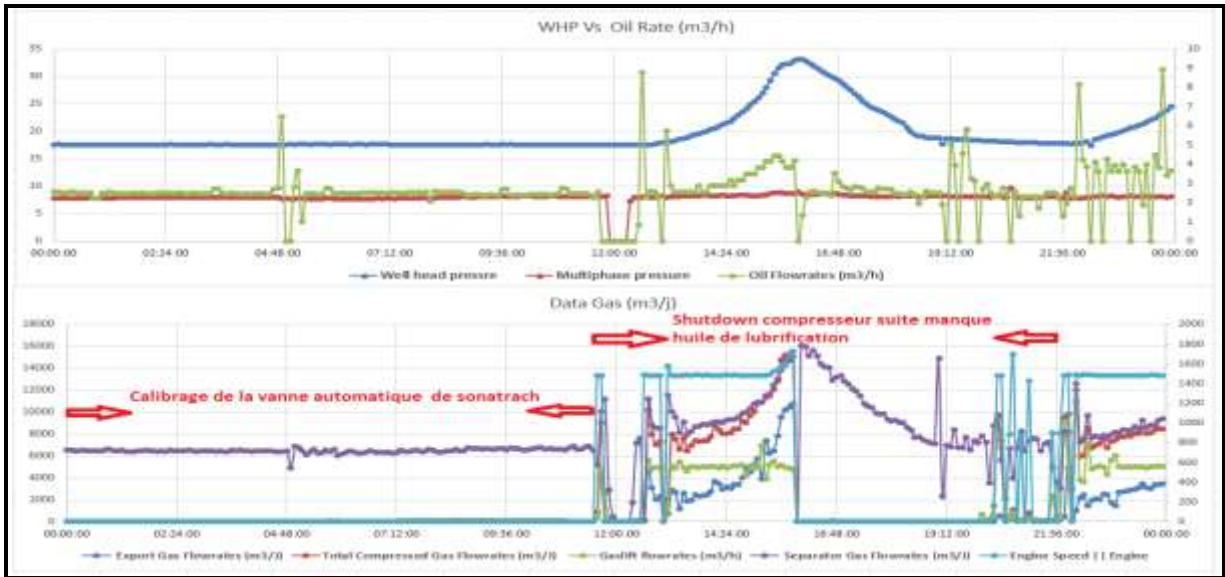


Figure. III.17. 5^{ème} jour de test : 25/07/2020 Duse : 9 mm fixe [10]

NB :

- Calibrage de la vanne automatique de sonatrach.
- Shutdown compresseur suite manque huile de lubrification.

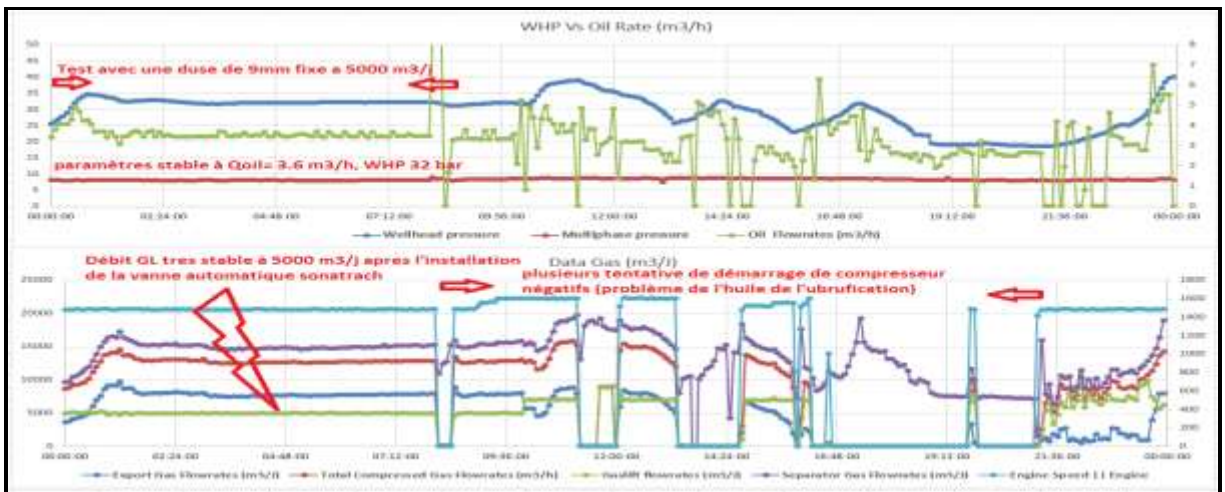


Figure III. 18. 6^{ème} jour de test : 26/07/2020 Duse : 9 mm fixe [10]

NB :

- Test avec une duse de 9 mm fixe à 5000 m³/j.
- Débit GL très stable à 5000 m³/j après l’installation de la vanne automatique sonatrach.
- Plusieurs tentatives de démarrage de compresseur négatif (problème de l’huile de l’ubrifcation).

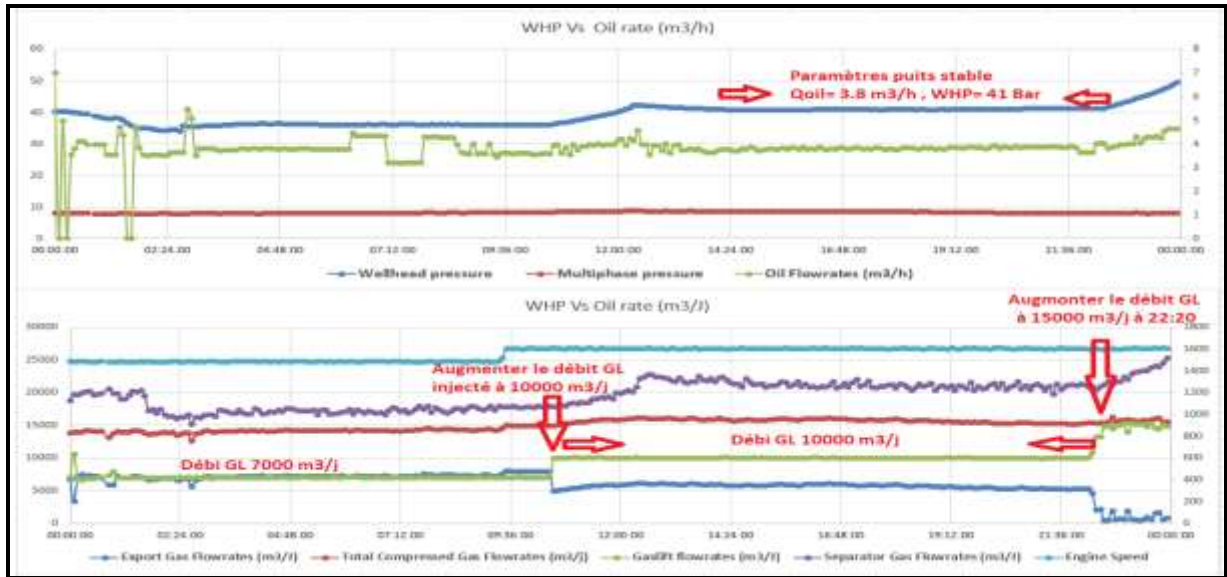


Figure III. 19. 7^{ème} jour de test : 27/07/2020 Duse : 9 mm fixe [10]

NB :

- Paramètre puits stable Q oil =3.8 m³/h, WHP=41 bar.
- Augmenter le débit GL à 15000m³/j à 22 :20.
- Augmenter le débit GL injecté à 10000 m³/j.

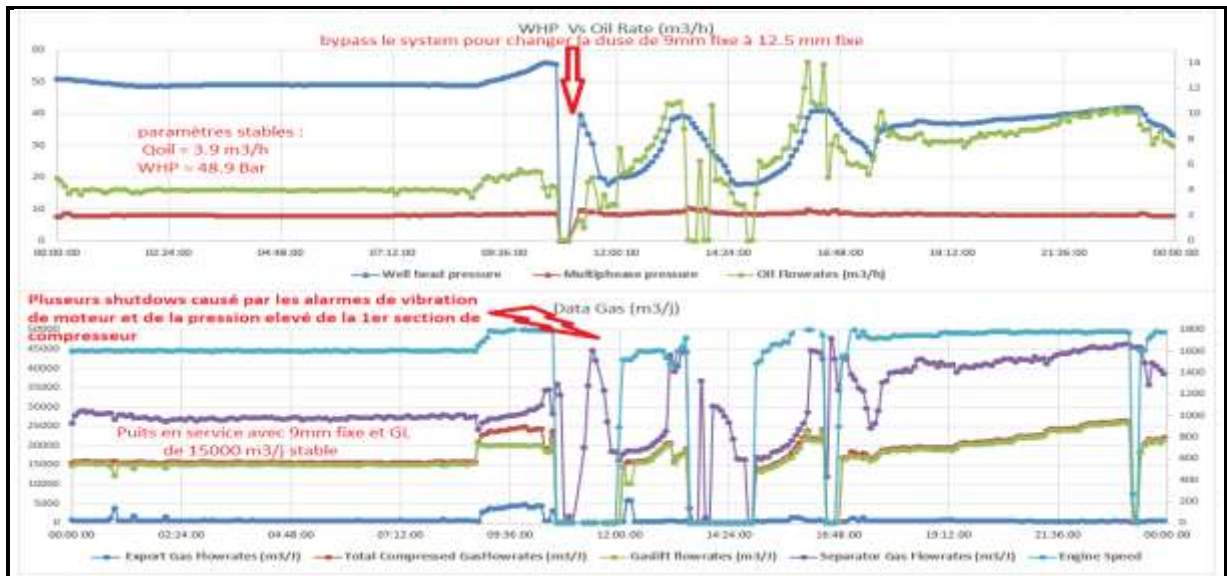


Figure III. 20. 8^{ème} jour de test : 28/07/2020 Duse : 9 mm fixe [10]

NB :

- Bypass le système pour change la duse de 9 mm à 12.5 mm fixe.
- Parameters stables: Q oil=3.9 m³/h, WHP=48.9 bar.

III.16.5. Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 9mm fixe :

Tableau III. 9. Data Optimisation 9mm

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

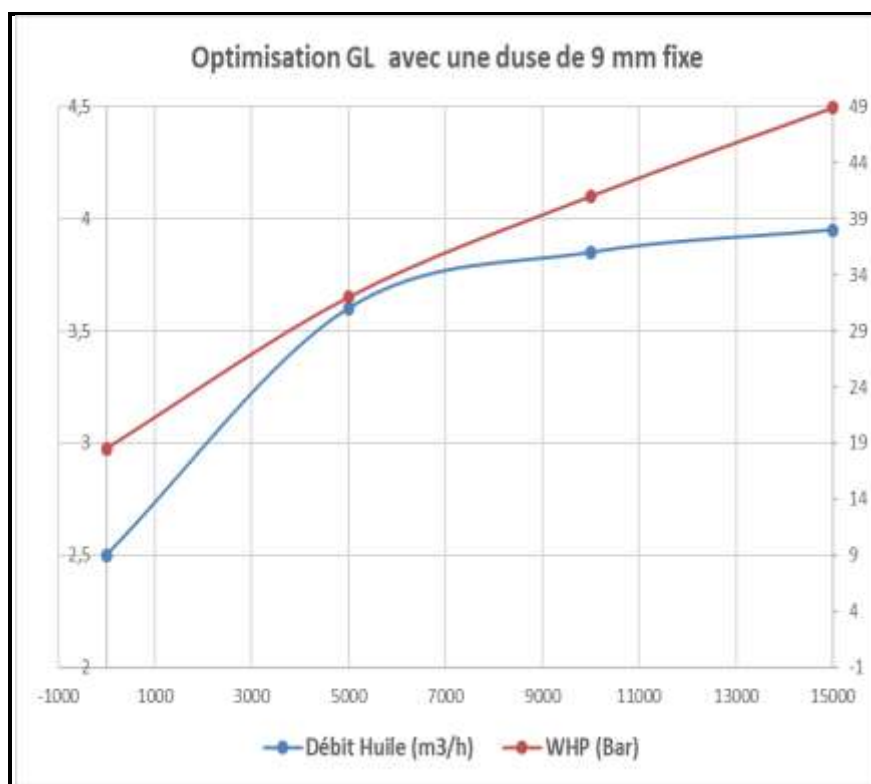


Figure.III.21. optimisation GL avec un duse de 9 mm fixe [10]

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 32 bars

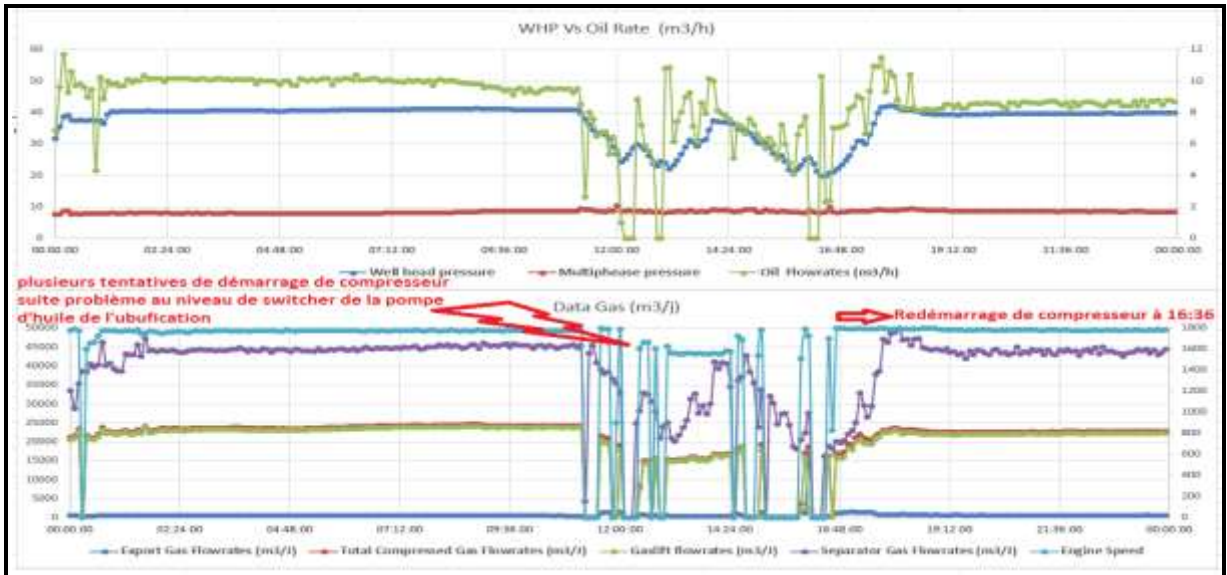


Figure III. 22. 9^{ème} jour de test : 29/07/2020 Duse : 12,5 mm [10]

NB :

- Plusieurs tentatives de démarrage de compresseur suite problème au niveau de switcher de la pompe d'huile de l'ubufication.
- Redémarrage de compresseur à 16 :36.

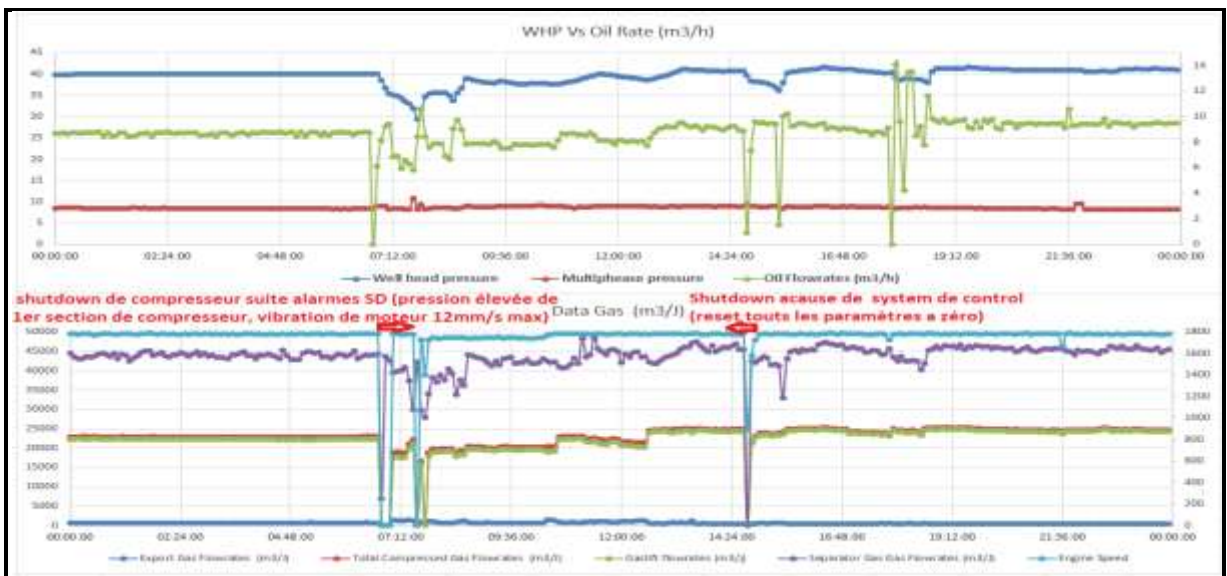


Figure III. 23. 10^{ème} jour de test : 30/07/2020 Duse : 12,5 mm [10]

NB :

- Shutdown de compresseur suite alarmer SD (pression élevée de 1^{er} section de compresseur, vibration de moteur 12 mm/s max)
- Shutdown système de contrôle.

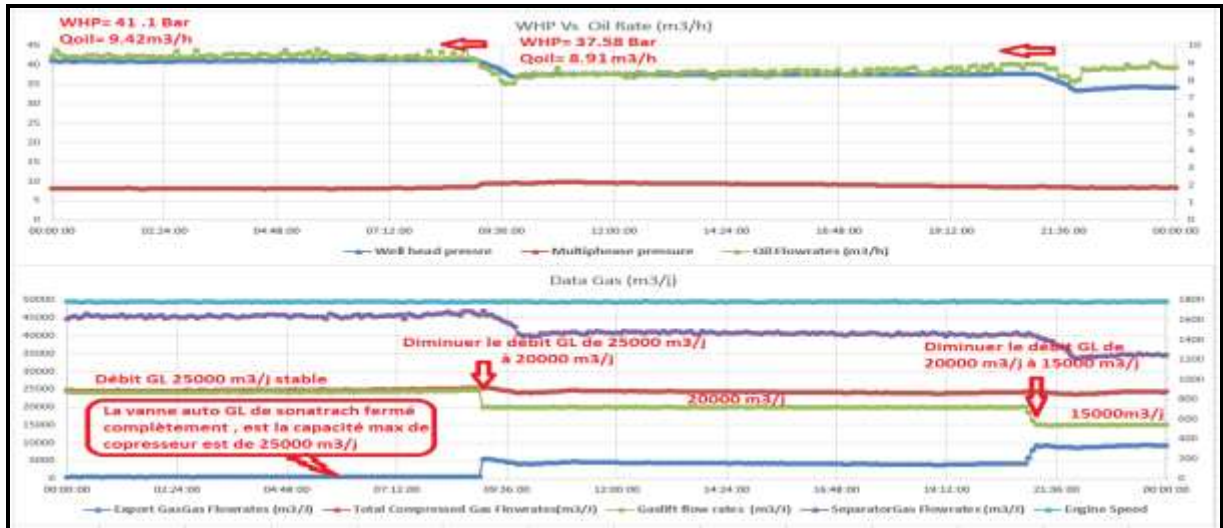


Figure III. 24.11^{ème} jour de test : 31/07/2020 Duse : 12,5 mm [10]

NB:

- WHP= 41.1 bar Q oil=9.42m³/h.
- La vanne auto GL de sonatrach fermé complètement, est capacité max de compresseur est de 25000 m³/j.

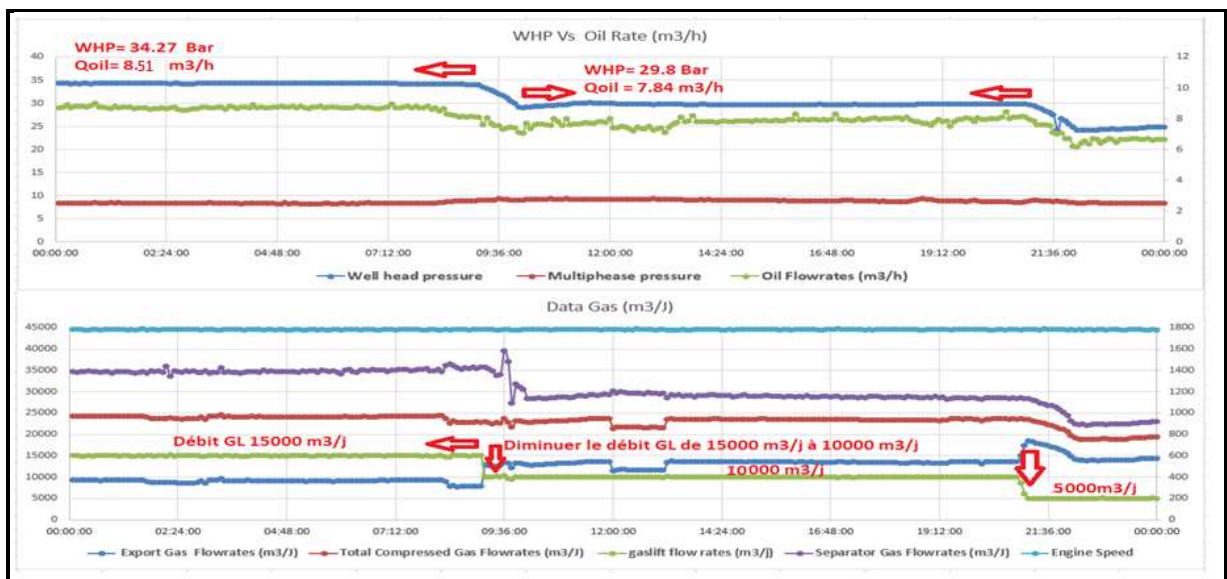


Figure III. 25.12^{ème} jour de test : 01/08/2020 Duse : 12,5 mm [10]

NB:

- WHP=34.27 bar, Q oil=8.51 m³/h.
- Diminuer le débit GL de 15000 m³/j à 10000 m³/j.

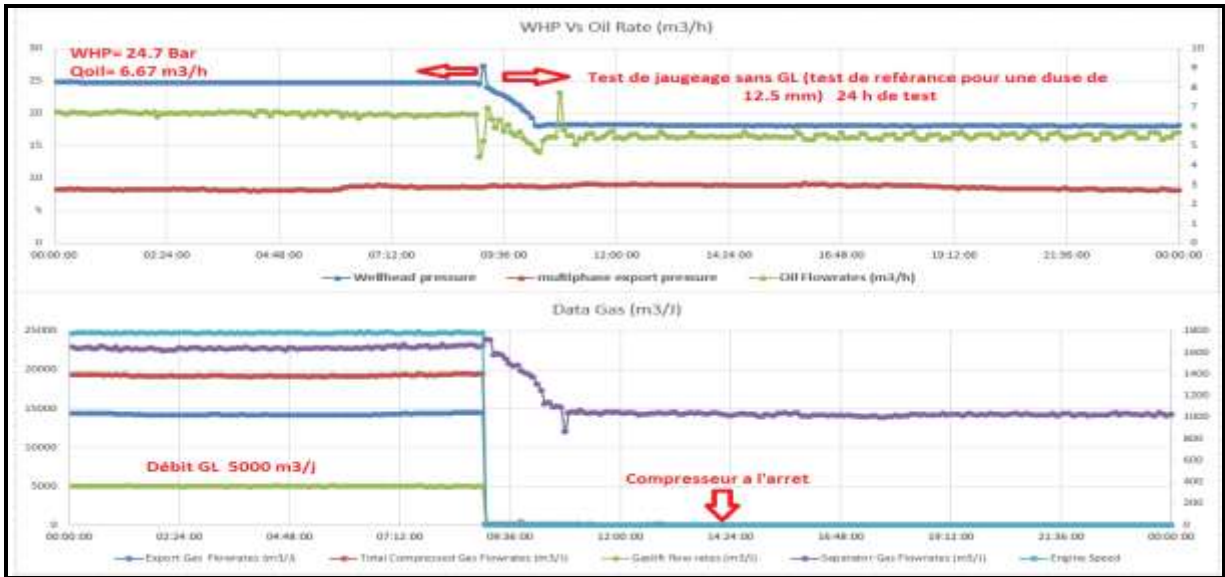


Figure III. 26.13^{ème} jour de test : 02/08/2020 Duse : 12,5 mm [10]

NB :

- Test de jaugeage sans GL (test de référence pour une duse de 12.5 mm) 24h de test.
- Compresseur à l'arrêt.



Figure III. 27. 14^{ème} jour de test : 03/08/2020 Duse : 12,5 mm [10]

NB :

- Test sans GL, WHP=18 bar, Q oil=5.51m³/h.
- Repassage sur séparateur après changement duse 16 mm fixe.

III.16.6. Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 12,5 mm fixe :

Tableau III. 10. Datas Optimisation 12,5 mm

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

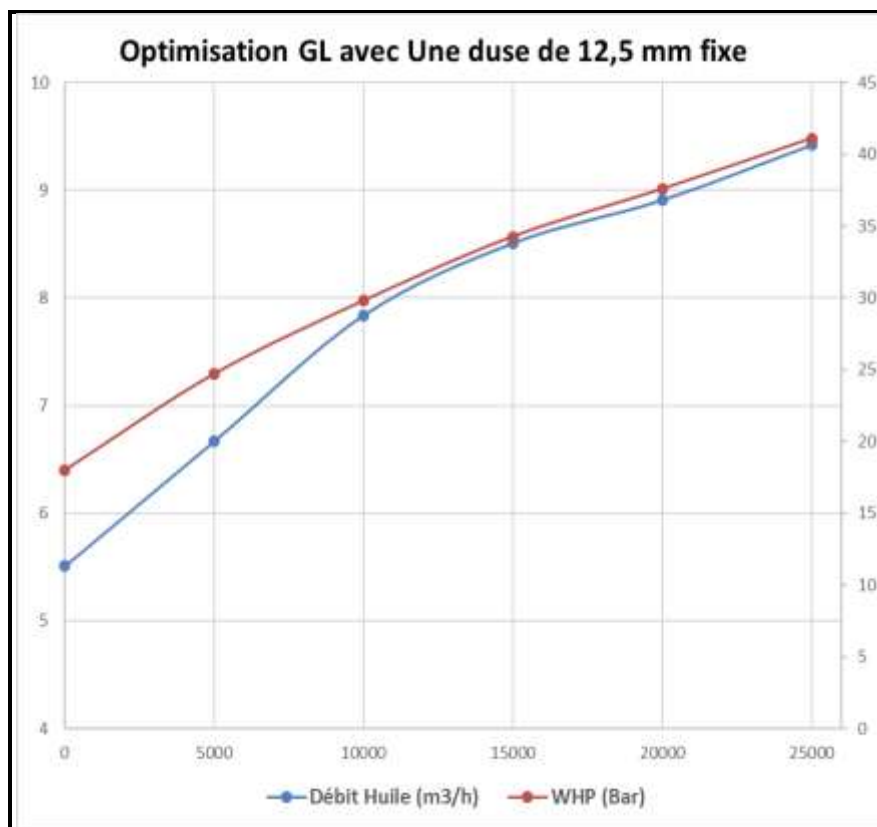


Figure.III.28.Optimisation GL avec un duse de 12.5mm fixe [10]

Interprétation : Les résultats de test d'optimisation GL avec le système AutoBoost montre que le débit GL optimum pour une duses de 12,5 mm fixe est de l'ordre de 15000 m3/j et une pression de tête de 34 bars

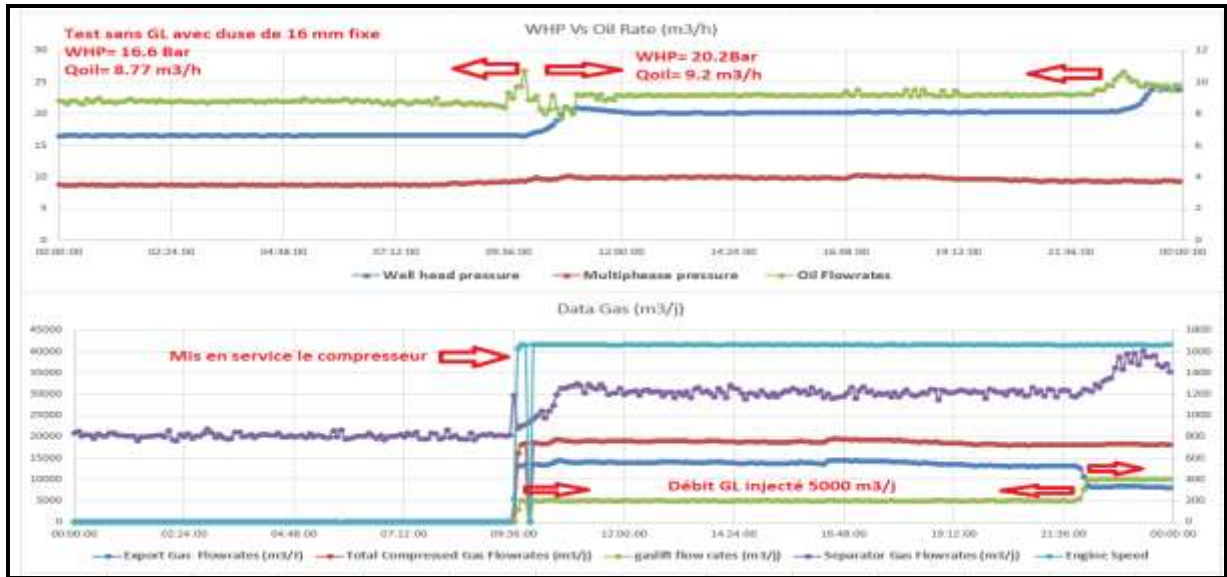


Figure III. 29. 15^{ème} jour de test : 04/08/2020 Duse : 16 mm [10]

NB :

- Test sans GL avec duse de 16 mm fixe

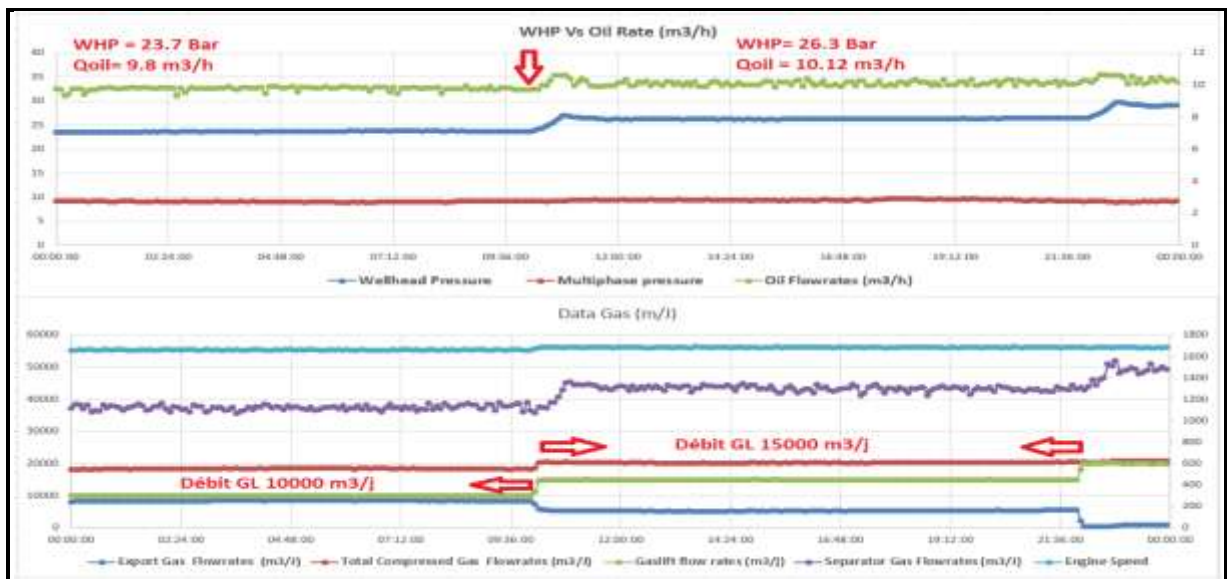


Figure III. 30. 16^{ème} jour de test : 05/08/2020 Duse : 16 mm [10]

NB:

- WHP=23.7 bar, Q oil=9.8m³/h.
- Debit GL 15000 m³/j.

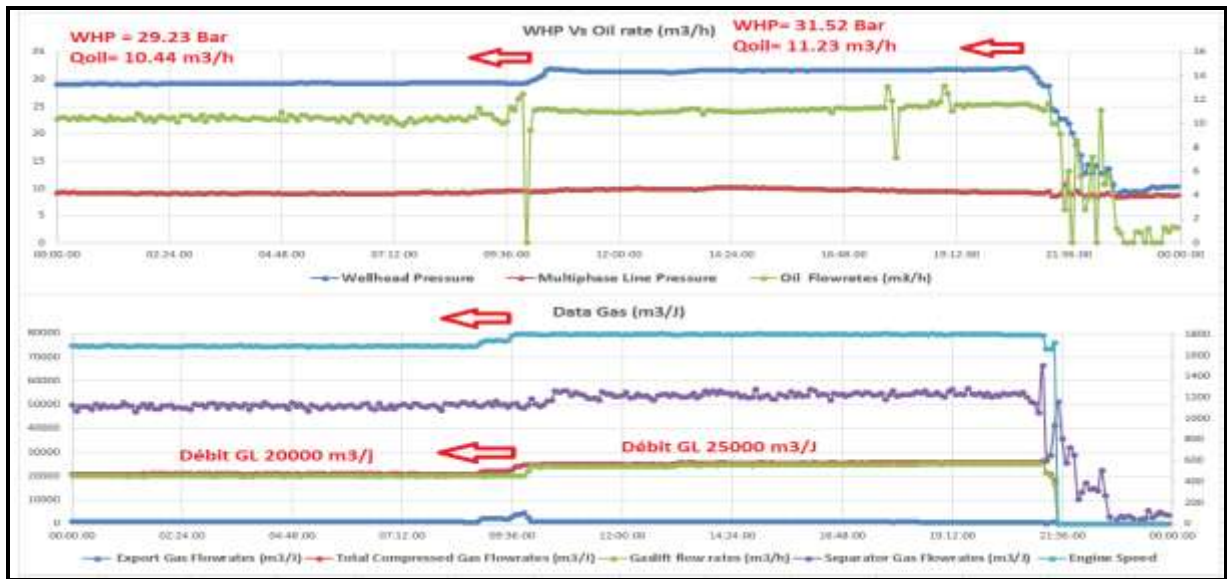


Figure III. 31. 17^{ème} jour de test : 06/08/2020 Duse : 16 mm [10]

NB :

- WHP=29.23 bar, Q oil=10.44 m³/h.
- Debit GL 25000 m³/j.

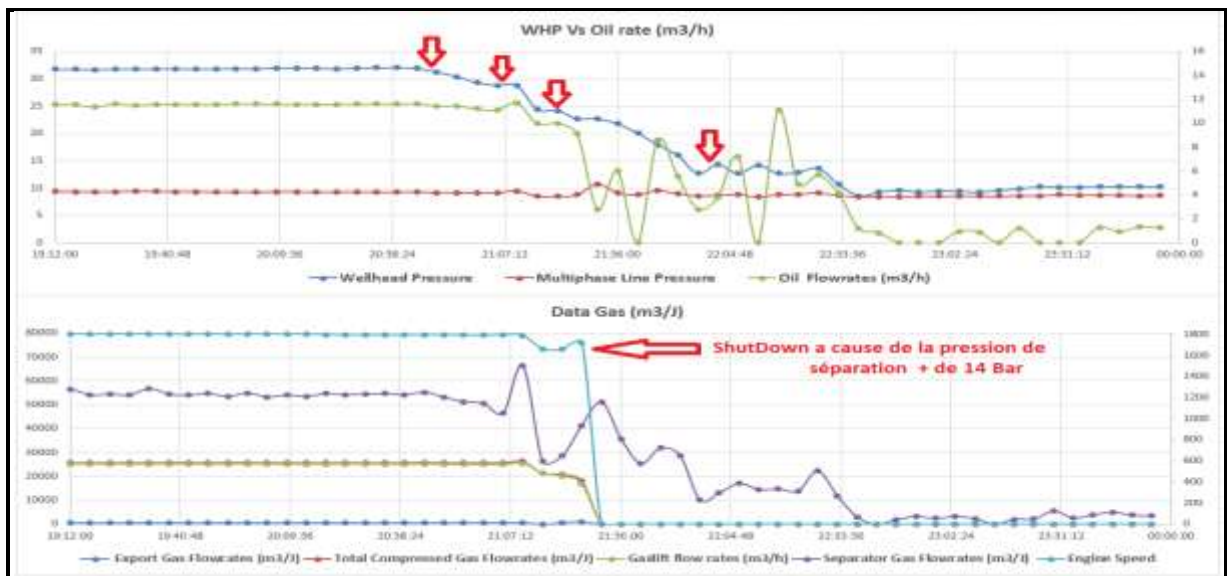


Figure III. 32. 17^{ème} jour de test : 06/08/2020 Duse : 16 mm [10]

NB :

- Shutdown à cause de la pression de séparation + de 14 bar.

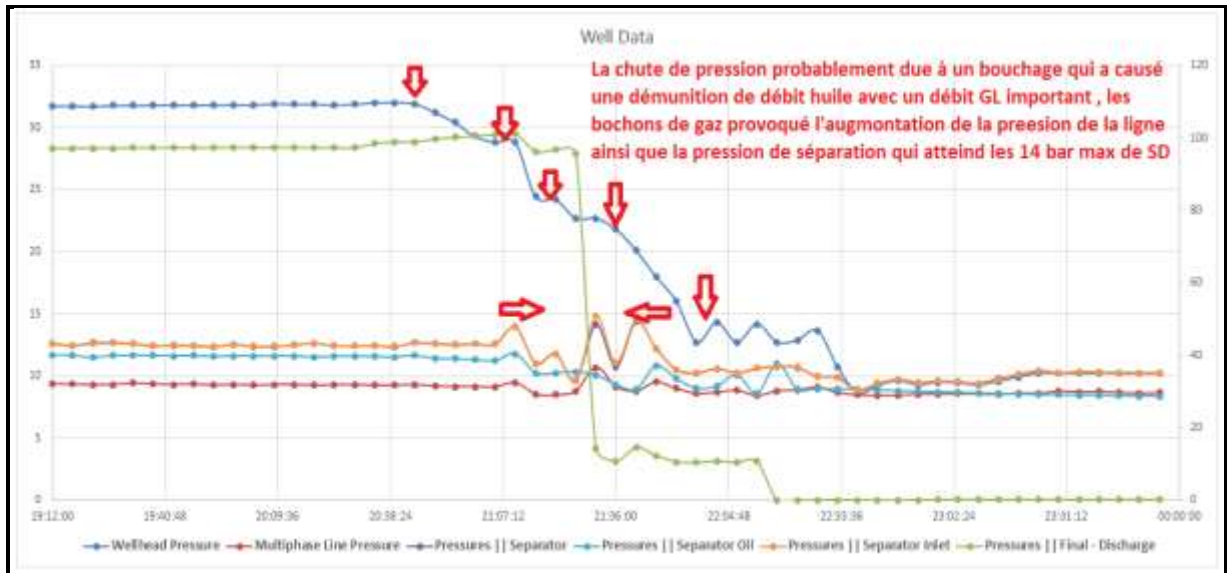


Figure III. 33. 17^{ème} jour de test : 06/08/2020 Duse : 16 mm [10]

NB :

- La chute de problème due à un bouchage qui a causé une démentions de débit huile avec un débit GL important, les bouchons de gaz provoqué l'augmentation de la pression de la ligne ainsi que la pression de séparation qui atteint les 14 bars max de SD.

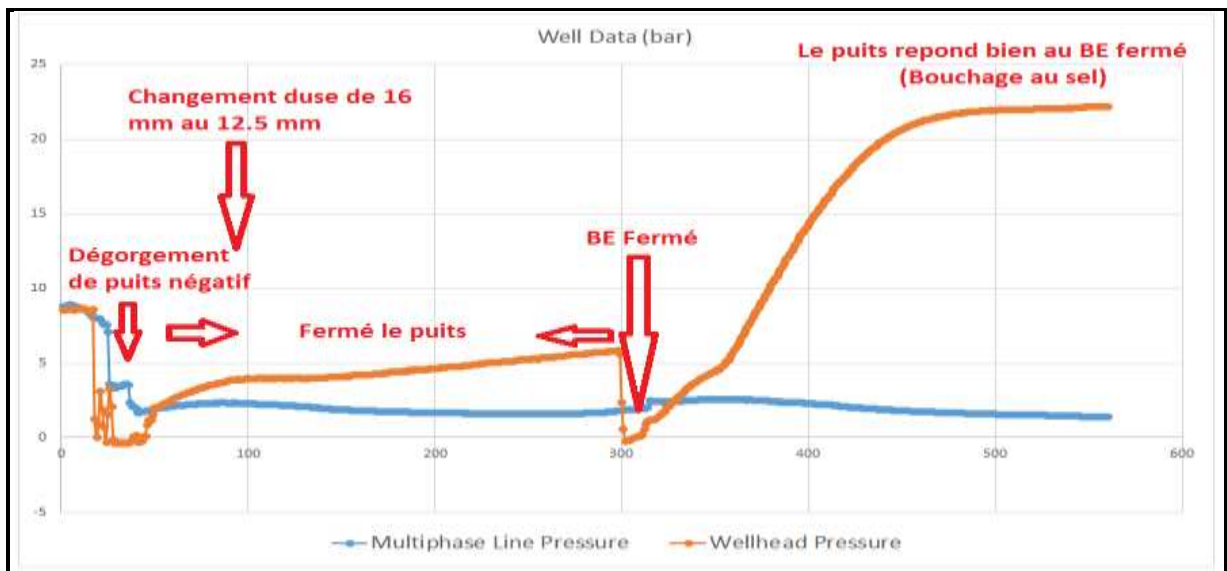


Figure III. 34. 18^{ème} jour de test : 07/08/2020 Duse : 12,5 mm [10]

NB :

- Changement duse de 16 mm au 12.5 mm.
- Le puits répond bien au BE fermé (bouchage au sel).

III.16.7. Résultats de l'optimisation GL avec la duse de 16 mm fixe :

Tableau III. 11. Datas Optimisation 16 mm

Débit GL (m ³ /j)	Débit Huile (m ³ /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

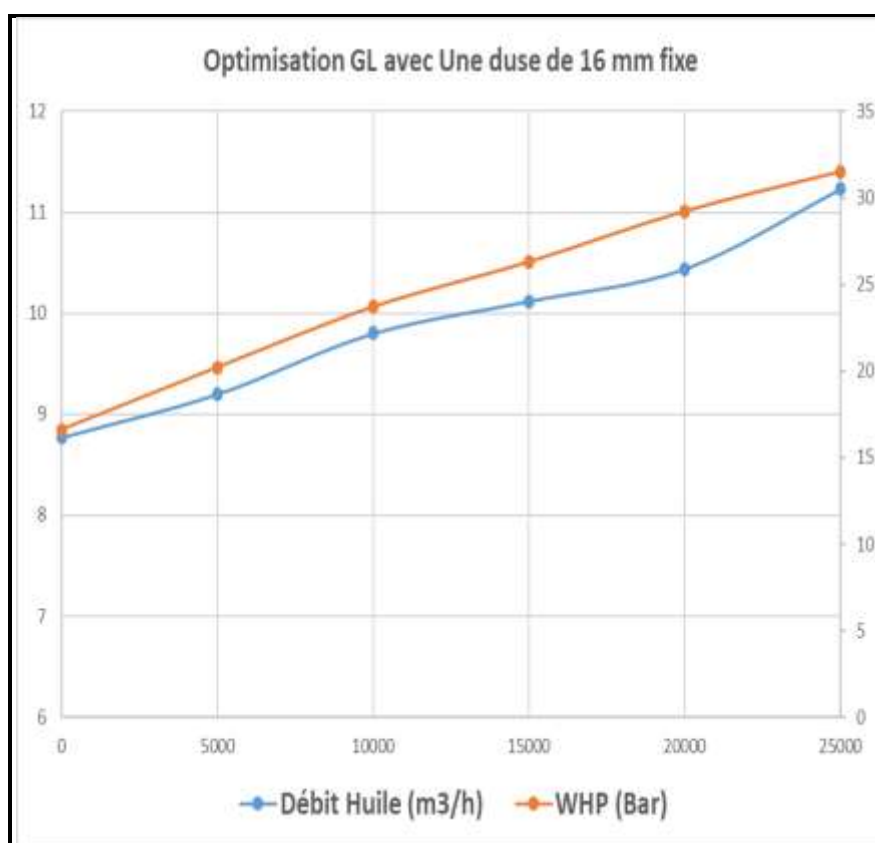


Figure.III.35. Optimisation GL avec un duse de 16 mm fixe [10]

Interprétation : Les résultats de test d'optimisation GL avec le système AutoBoost montre que le débit GL optimum pour une duse de 16mm fixe est de l'ordre de 15000 m³/j et une pression de tête de 26,3 bars

*III. 16.11. Résultats de l'optimisation GL avec les différentes duses :***Tableau III. 12. Datas optimisation 9mm**

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

Tableau III. 13. Datas optimisation 12,5mm

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

Tableau III. 14. Datas optimisation 16 mm

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

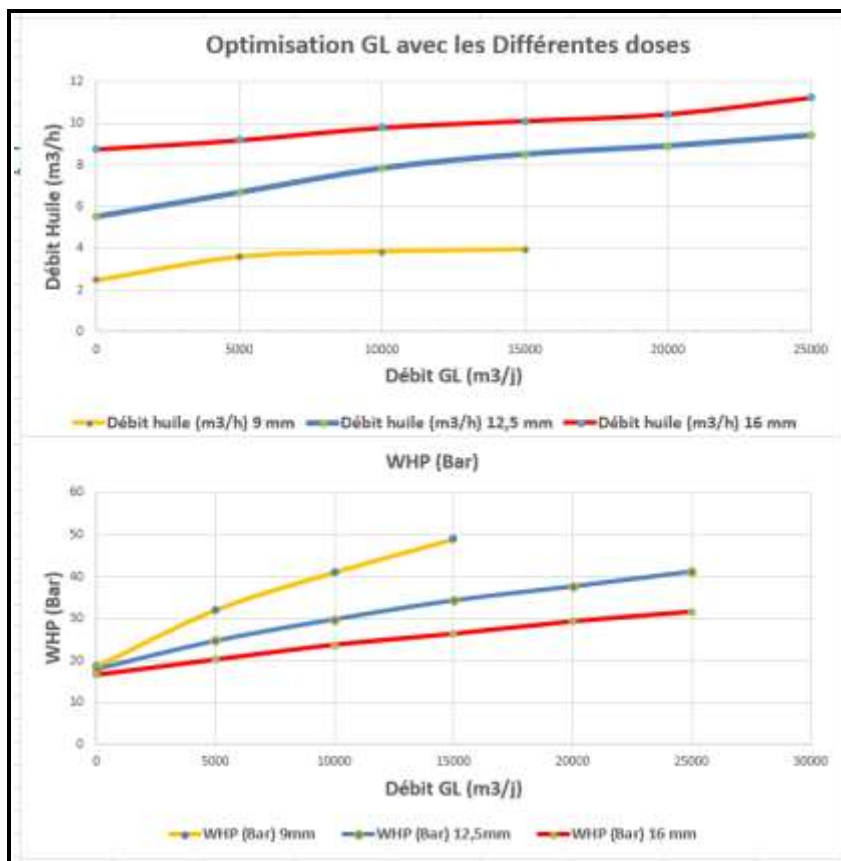


Figure III.36. Optimisation GL avec les différents duse [10]

- Pompes d'évacuation de séparateur sont bloquées
- Arrêt de compresseur à cause de présence de liquide
- Fermeture du puits à 17h30

Problèmes Rencontrés durant le test

III.16.11. Problèmes fixé sur place (HSE) :

Déplacement de l'instrument de pression après un cisaillement due à la vibration élevée (risque très élevé)

III.16.11.1. Problèmes liés au contrôle de débit GL injecté :

- Le contrôle de débit GL injecté était l'aide d'une duse manuelle

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

Le GOR de puits OMJ33 est de l'ordre de 114 m³/m³, avec une production de 2,5 m³/h on aura un débit gaz de 6840 m³/j.

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

- Ce problème a été résolu avec notre vanne automatique GL

III.16.11.2. Problèmes liées aux capacités du compresseur :

- Le test de l'AutoBoost sur chantier nous a montré plusieurs limitations de système sont :
 - Limitation de Compresseur a un débit max de 25000 m³/j avec pleurs arrêts liés aux alarmes de shutdown de système, (pression de la 1^{ère} section de compresseur limité 14 bar, températures des sections de compresseur limité à 70 °C très limité aux conditions de champs de HMD surtout en été au la température ambiante attend les 55 °C, les vibrations du moteur très proche à la limite de shut down 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 shut down liées aux alarmes de pression et de température, alors que la PVC en mode automatique acheminé l'excès de gaz avant qu'il rentre dans les compresseurs

III.16.11.3. Les points à améliorer dans le système AutoBoost :

- Augmenter la capacité de compresseur entre 50000 et 70000 m³/j pour pouvoir utiliser 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 une armoire séparée de centenaire de compresseur et de moteur.
- 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 vue utilisé cette technique pour une Grabbe de puits.

III.17. Autoboost – les avantages et les inconvénients :

Devant le défi de maintenir voire d'améliorer la productivité du champ de HMD, et en plus des efforts consentis sur le champ en continu, la Direction Régionale porte un regard particulier aux nouvelles Technologies, ce qui a permis de passer en phase d'essai d'un nouveau mode de production appelé AutoBoost, c'est un principe d'auto Gas-Lift en utilisant

Au monde, un premier test est en cours de réalisation sur le puits OMJ33 et déjà il affiche des résultats très prometteurs.

Ce mode d'activation se présente comme suit :

- Equipements compact sur skid
- Système Autoalimenté par le gaz produit par le puits.
- Mobilisation, installation et démobilisation facile Rig Less

III.17.1. Avantages :

- Production boostée en attendant les installations GL.
- Auto-fonctionnement et/ou minimum personnel.
- Valider l'efficacité GL avant de faire les investissements.
- Technologie adaptée pour les puits lointains.
- Simple et rentable pour l'optimisation du Gaz-Lift sur site des Puits GL.

III.17.2 Les inconvénients :

- Tentative de démarrage d'autoboost négative.
- Cout de la technologie d'accélération AutoBoost 14 million dollar par jour.

Conclusion générale

La pression naturelle que le puits peut développer diminue avec le temps. La pression à la surface chute à un point où elle ne peut plus surmonter la pression du réseau d'exportation de canalisation en aval. Ces puits sont connus sous le nom de puits à faible énergie.

Pour surmonter ce genre de problème, nous utilisons le système AutoBoost.

La technologie AutoBoost peut augmenter la production à partir d'un puits inactif ou à faible consommation d'énergie jusqu'à 2000 BOPD (barils de pétrole par jour).

Pour fournir un AutoBoost, nous devons fournir un ensemble complet comprenant un séparateur, des pompes et un compresseur, L'emballage peut être raccordé à latête de puits existants.

Il y a une capacité de compression excédentaire disponible, il n'y aura donc pas de torchage opérationnel.

Le système AutoBoost donne une pression élevée de la tête de puits.

Le gaz-lift est introduit dans le boîtier à une profondeur appropriée. Il Réduit la densité de la colonne de liquide et donc réduit la charge hydraulique statique dans le réservoir, permettant au réservoir de produire davantage.

Le système AutoBoost après optimisation par GL avec les différentes duses a donné

Les résultats suivants :

- Optimisation 9mm: débit d'huile 3.6 m³/h
- Optimisation 12.5 mm : débit d'huile 8.51 m³/h
- Optimisation 16 mm : débit d'huile 10.12 m³/h

Donc, le meilleur résultat obtenu après optimisation est la duse 16mm avec un débit d'huile de 10.12 m³/h.

Recommandations

En fin pour un développement rationnelle du champ de Hassi-Messaoud, des recommandations ont été suggéré :

- Assurer un contrôle quotidien du débit et de la pression d'injection de gaz pour un bon fonctionnement des puits gaz-lift.
- Programmer des tests périodiques sur le puits pour mieux analyser comportement du réservoir.
- Refaire l'optimisation après chaque évolution (changement) des paramètres.
- Approprier un schéma d'injection pour le maintien de pression afin de limiter le déclin de la pression de gisement.
- Garantir un bon entretien des puits tel que le Snubbing ou le Work-Over.
 - ✓ Amélioration des points cités auparavant.
 - ✓ Tester le package sur un puits non éruptif.

Bibliographies

- [1] Optimisation du gaz lift cas du puits HRZ03 dans l'anneau d'huile de HR, MERADJI, BOUAFIA-2007/200
- [2] Kernit Browen, the technology of artificial lift methods, Pennwell Publishing company 1977.
- [3] Le puits active par gaz lift support de formation : EXP-PR-PR030-FR dernière révision 17/04/2007.
- [4] René COSSE (techniques d'exploitation pétrolière) : édition 1988.
- [5] Michel Caron, Denis Perrin Georges Gaillon (techniques d'exploitation pétrolière) : édition 1995.
- [6] Charles R, Smith, G, W, Tracy, and R, Lance Farrar (Applied Reservoir Engineering 1997).
- [7] Production optimization using nodal analysis, Beggs, H, D, Edition OGCI. 1999.
- [8] Petroleum production Engineering, Boyun GUO, willian C.Lyous, Ali Ghalanbor Elsevier science et technology Book : 2007.
- [9] Document sonatrach.
- [10] Document EXPRO.