

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

N° Série.... /2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

Boukhris Youcef, Bettayeb Noureddine

-THÈME-

Problème D'accumulation De liquide Dans Les Puits De Gaz Du champ De Tigentourine (Étude De Cas)

Soutenue le : 08/06/ 2023 devant la commission d'examen

Jury:

President:	Mr. FROUHAT RACHID	MAA	Univ. Ouargla
Examineur:	Mr. KHEBBAZ M. ELGHALI	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur:	Mr. SID ROUHOU H. MOHAMED	MAA	Univ. Ouargla
Invité:	Mr. ANNOU AHMED	/	Univ. Ouargla

2022/2023

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le tout puissant de nous avoir aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous remercions notre encadreur Mr. Sid Rouhou Hadj Mohamed, qui a accepté de suivre cette étude et qui nous ont guidés tout au long de ce travail. Salutation et remerciements particuliers à Mr Bensaci Abdelatif pour son aide durant nos études.

Nos sincères remerciements vont à tous les membres du jury, le président Mr Frouhat rachid et l'examineur Mr. Khebbaz Mohammed Elghali et l'invité Mr. Annou Ahmed pour avoir accepté d'examiner ce travail et de faire partie du jury.

Nous tenons également à remercier tous les enseignants du département production d'hydrocarbures qui ont contribué de près ou de loin à notre formation tout au long du cursus universitaire.

Nous remercions également à tous les travailleurs de JV GAS TIGUENTOURINE et spécialement les travailleurs de DEP tous unis en son nom pour l'accueil qu'ils nous ont réservé et le temps qu'ils nous ont consacré, en particulier,

Remerciements particuliers à mon collègue de travail.

Dans l'impossibilité de citer tous les noms, nos sincères remerciements vont à tous ceux qui, de près ou de loin, ont permis par leurs conseils et leurs compétences la réalisation de cette thèse



Dédicaces

Je dédie cette thèse à

D'abord et avant tout à mes chers parents dont l'amour pour moi ne connaît pas de limites, et qui m'ont appris la valeur du travail acharné.

Ensuite, ma chère épouse qui a partagé avec moi la douceur et l'amertume de la vie.

À ma défunte sœur Soumia, qui s'est éloignée pour toujours de nos yeux aimants et qui a laissé un vide à ne jamais combler dans nos vies.

Enfin, je dédie ceci à mes bébés Adem, Yacine et Ghaith qui sont inspirés pour continuer à étudier et lutter dans la vie

Pour le reste de la famille

Pour tous ceux qui me soutiennent et m'aiment

BETTAYEB Nouredine

Dédicaces

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce

Modeste travail

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre.

Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher défunt père que Dieu

A ma chère épouse qui a partagé avec moi la douceur et l'amertume de la vie.

A tous les membres de ma famille

A mon fils. Mohammad et mes filles. Malak, Amani, Fida.

A tous ceux qui m'ont aidé à accomplir ce travail.

Boukhris youcef

المخلص

يُتيح حقل تيغينتورين الواقع في حوض اليزي استغلال الغاز المكثف لخزان كامبرو-أوردوفيشي. تنتج الآبار المحفورة في هذه المنطقة المياه والمكثفات بشكل عام من الخزان إلى السطح على شكل ضباب في بداية الاستغلال. مع انخفاض معدل تدفق الغاز في البئر بسبب استنفاد ضغط الخزان، يتغير معدل التدفق وتخفض قدرة رفع الغاز. عندما تتخفض سرعة الغاز إلى مستوى حرج، تبدأ السوائل في التراكم في البئر. يؤدي تراكم السوائل إلى زيادة الضغط الهيدروستاتيكي الذي يقلل من معدل إنتاج الغاز. سيؤدي انخفاض معدل إنتاج الغاز إلى خفض سرعة الغاز. في النهاية سيتوقف البئر عن الإنتاج. تسمى هذه الظاهرة التحميل السائل. يعد التحليل العقدي أداة لا غنى عنها لدراسة ظاهرة التحميل السائل. في موازاة ذلك، تم تطوير العديد من النماذج لحساب معدلات التدفق الحرجة مثل تيرنر وكولمان هناك العديد من الحلول لتجنب التحميل السائل في الآبار مثل الضغط وتعديل أنابيب الإنتاج (سلسلة السرعة) التي ستكون موضوع دراستنا من خلال تحليل تأثيرها على هذه الظاهرة.

الكلمات الرئيسية: معدل التدفق، تراكم السائل، تحليل العقدة، معدلات التدفق الحرجة، الضغط، سلسلة السرعة.

Résumé

Le champ de Tigentourine situé dans le bassin d'ILLIZI permet d'exploiter le gaz à condensat du réservoir cambro-ordovicien. Les puits forés dans cette région produisaient généralement au début de l'exploitation de l'eau et du condensat du réservoir vers la surface sous forme de brouillard. À mesure que la vitesse d'écoulement du gaz dans le puits diminue en raison de l'épuisement de la pression du réservoir, le régime d'écoulement change et la capacité de levage du gaz diminue. Lorsque la vitesse du gaz tombe à un niveau critique, les liquides commencent à s'accumuler dans les puits. L'accumulation de liquides augmente la pression hydrostatique qui réduit le taux de production de gaz. Le faible taux de production de gaz entraînera une baisse de la vitesse du gaz. Finalement le puits cessera de produire. Ce phénomène est appelé chargement liquide.

L'analyse nodale est un outil indispensable pour étudier le phénomène de chargement de liquide. En parallèle plusieurs modèles ont été développées pour le calcul des débits critiques tel que Turner, Coleman.

Il existe plusieurs solutions pour éviter le chargement de liquide dans les puits tel que la compression et le changement de tubing de production (Velocity string) qui seront l'objet de notre étude en analysant leur effet sur ce phénomène.

Mots Clés : Régime d'écoulement, Accumulation de liquide, Analyse nodale, Débits critiques, Compression, Velocity string.

Abstract

The Tigentourine field located in the ILLIZI basin makes it possible to exploit the condensate gas of the Cambro-Ordovician reservoir. Wells drilled in this area generally produced water and condensate from the reservoir to the surface in the form of fog at the beginning of exploitation. As the gas flow rate in the well decreases due to the depletion of reservoir pressure, the flow rate changes and the gas lifting capacity decreases. When the gas velocity drops to a critical level, liquids begin to accumulate in the well. The accumulation of liquids increases the hydrostatic pressure which reduces the rate of gas production. The low rate of gas production will lower the speed of the gas. Eventually the well will stop producing. This phenomenon is called liquid loading.

Nodal analysis is an indispensable tool for studying the phenomenon of liquid loading. In parallel several models have been developed for the calculation of critical flow rates such as Turner, Coleman and Li.

There are several solutions to avoid liquid loading in wells such as compression and change of production tubing (velocity string) that will be the subject of our study by analyzing their effect on this phenomenon.

Keywords: Flow rate, Fluid accumulation, Nodal analysis, Critical flow rates, Compression, Velocity string.

SOUMAIRE

Remerciement.....	I
Dédicaces.....	II
Résumé.....	III
Liste des abréviations.....	VII
Liste des Figures.....	IX
Liste des tableaux.....	XI
Liste des annexes.....	XII
Introduction générale.....	1
 Chapitre 1 : Présentation du champ de Tigentourine	
1.1 Introduction	2
1.2 Présentation du champ	2
1.3 Situation géographique	3
1.4 Historique du champ	4
1.5 Géologie générale de Tigentourine	5
1.5.1 Description structurale	6
1.5.2 Stratigraphie de réservoir de Tigentourine	6
1.6 Répartition de gisement de Tigentourine	10
1.7 Caractéristiques de réservoir	11
 Chapitre 2 : Processus d'accumulation de liquide dans les puits	
2.1 Introduction	12
2.2 Ecoulement polyphasique	12
2.2.1 Annular/Mist Flow	13
2.2.2 Transition Flow	13
2.2.3 Slug Flow	13
2.2.4 Bubble flow	13
2.3 Le concept d'accumulation de liquide	14
2.4 Source des liquides	15
2.4.1 Water coning.....	15
2.4.2 La condensation de l'eau	15

2.4.3	La condensation des hydrocarbures	15
2.5	Prédiction de l'accumulation du liquide	16
2.5.1	Changement dans l'allure de la courbe de déclin	16
2.5.2	Baisse de température en surface	17
2.5.3	Gradient de pression.....	17
2.5.4	Fluctuations dans la pression du fond et de surface.....	18
2.6	Modèles de prédiction de la vitesse critique	19
2.6.1	Le critère de Turner.....	19
2.6.2	Le critère de Coleman	20
Chapitre 3 : Aperçu des solutions pour éviter l'accumulation de liquide		
3.1	Introduction	21
3.2	Options pour réduire le problème de chargement du liquide	21
3.2.1	La mise en production en intermittence	21
3.2.2	Velocity String	22
3.2.3	La compression	23
3.2.4	Gaz lift	24
3.2.5	Injection des mousses.....	26
Chapitre 4 : Partie pratique		
4.1	Introduction	27
4.2	Historique de production des puits avec problème de liquide.....	28
4.3	Mesure du gradient de pression dans les puits	32
4.4	Les causes principales des arrêts des puits par l'accumulation de liquide.....	32
4.5	L'impact du chargement de liquide et des arrêts des puits	33
4.6	Etude de la performance des puits	33
4.6.1	L'effet de densité et du diamètre de tubing sur le débit critique	34
Chapitre 5 : Résultats et discussions		
5.1	Calcul des débits critique des puits	36
5.1.1	Calcul des débits critiques des puits avant la compression	36
5.1.2	Calcul des débits critiques des puits après la compression	37
5.2	Utilisation de l'analyse nodale pour le calcul de la performance des puits	38
5.2.1	Résultat de l'installation de compression au niveau de l'entrée du CPF	38

5.2.2	Résultat de changement du diamètre de tubing de TG352.....	45
5.2.3	Résultat d'installation d'un compresseur au niveau de TG 02 bis.....	46
5.3	Conclusion.....	47
Conclusion et recommandation		
	Conclusion	48
	Recommandation.....	50
	Bibliographiques	51
Annexes		

Liste des abréviations

AOF: Absolute Open flow.

API: American Petroleum Institute.

BP: British Petroleum.

CPF: Central processing facility.

DEP : Division Exploitation Puits.

EIA : Energy Information Administration.

GLR : Gas Liquid Ratio.

GPL : Gaz de pétrole liquéfié.

HL: Holdup.

IPR: Inflow Performance Relationship.

JV GAS: Joint Venter Gas.

NE-SW: Nord East- Sud West.

PCP: Progressive cavity pump.

PROSPER: Production and Systems Performance.

PVT: Pression Volume Temperature.

TG: Tiguentourine.

VLP: Vertical Lift Performance.

WOR: Water Oil Ratio.

Liste des Figures

Figure 1.1 : Localisation géographique du champ de Tigentourine	3
Figure 1.2 : Localisation des puits dans le champ de Tigentourine	5
Figure 1.3 : Présentation de la géologie en sismique 3D et de la surface du réservoir	6
Figure 1.4: Coupe stratigraphique du champ de Tigentourine.....	7
Figure 1.5 : La répartition de gisement de Tigentourine	10
Figure 2.1 : les régimes d'écoulement polyphasique	13
Figure 2.2 : Profile de la courbe de déclin avec accumulation de liquide	15
Figure 2.3 : Le gradient de pression dans un puits avec accumulation de liquide	17
Figure 2.4 : Evolution de la pression du fond durant les étapes de formation des bouchons de liquides	18
Figure 2.5 : les gouttelettes de liquide entraînées selon Turner	19
Figure 3.1 : Schéma d'application de Velocity string	23
Figure 3.2: le schéma du Gaz lift continu	25
Figure 3.3 : le schéma du gaz lift intermittent	26
Figure 4.1 : la production de GPL, condensat et de Gaz sec.....	27
Figure 4.2 : Le déclin de production de TG327.....	29
Figure 4.3 : Le déclin de la production de TG352.....	29
Figure 4.4 : Le déclin de la production de TG2bis.....	30
Figure 4.5 : Le déclin de la production de TG4bis.....	30
Figure 4.6 : Le déclin de la production de TG306bis.....	31
Figure 4.7 : Le déclin de la production de TG331.....	31
Figure 4.8 : L'impact des arrêts de TG2 bis sur la corrosion de la flowline	33
Figure 4.9 : L'effet de diamètre et de pression sur le débit critique	34
Figure 4.10 : L'effet de la densité de gaz sur le débit critique	35
Figure 5.1 : Les débits critiques des puits selon le critère de Turner	36
Figure 5.2 : les débits critique après la compression selon le critère de Turner	36
Figure 5.3: les courbes VLP-IPR de TG331 avant la compression.....	39

Figure 5.4 : les courbes VLP-IPR de TG331 après la compression.....	39
Figure 5.5 : les courbes VLP-IPR de TG352 avant la compression.....	40
Figure 5.6 : les courbes VLP-IPR de TG352 après la compression.....	40
Figure 5.7 : les courbes VLP-IPR de TG327 avant la compression.....	41
Figure 5.8 : les courbes VLP-IPR de TG327 après la compression.....	41
Figure 5.9 : les courbes VLP-IPR de TG306 bis avant la compression	42
Figure 5.10 : les courbes VLP-IPR de TG306 bis après la compression	42
Figure 5.11 : les courbes VLP-IPR de TG4bis avant la compression.....	43
Figure 5.12 : les courbes VLP-IPR de TG4bis après la compression	43
Figure 5.13 : les courbes VLP-IPR de TG2bis avant la compression.....	44
Figure 5.14 : les courbes VLP-IPR de TG2bis après la compression	44
Figure 5.15 : Effet de changement du diamètre de tubing sur TG352	45
Figure 5.16 : Effet d'installation d'un compresseur au niveau de TG2-bis.....	46
Figure A.1 : Mesure du gradient de pression dans TG2bis avant la compression	
Figure A.2 : Mesure du gradient de pression dans TG2bis après la compression	
Figure A.3 : Mesure du gradient de pression dans TG327	
Figure A.4 : Mesure du gradient de pression dans TG306bis	
Figure A.5 : Mesure du gradient de pression dans TG4bis	
Figure A.6 : Mesure du gradient de pression dans TG352	

Liste des tableaux

Tableau 4.1: les paramètres avant et après le démarrage de la compression.....	27
Tableau 4.2 : Les données PVT de fluide de production.....	28
Tableau 4.3 : Les débits minimum de chaque Manifold.....	28
B-1 Calcul des débits critiques des puits avant la compression	
B-2 Calcul des débits critiques après la compression	

Liste des annexes

Annexe A :

A. Mesure du gradient de pression

Annexe B :

B.1 Calcul des débits critiques des puits avant la compression

B.2 Calcul des débits critiques après la compression

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale :

Tous les puits producteurs de gaz montrent un déclin de production après nombreuse années de service en raison de la baisse de pression de leur réservoir. Les condensats d'hydrocarbures ou l'eau liquide libre du réservoir sont habituellement coproduits avec du gaz naturel à la surface lorsqu'il y a suffisamment d'énergie dans le réservoir. Mais, avec l'épuisement de la pression du réservoir, il arrive un moment où les liquides ne peuvent plus être soulevés à la surface par le gaz qui s'écoule et ils commencent à s'accumuler au fond du puits, inhibant ou stoppant considérablement la production de gaz. Cette accumulation de liquides dans le fond du puits de gaz est appelée chargement liquide.

L'accumulation de liquides dans le fond d'un puits de gaz augmente la contre-pression sur le réservoir et réduit ainsi davantage le taux de production de gaz. Un faible débit de production de gaz entraînera une baisse de la vitesse d'écoulement. Finalement, le puits produira dans le régime bubble et cessera de produire.

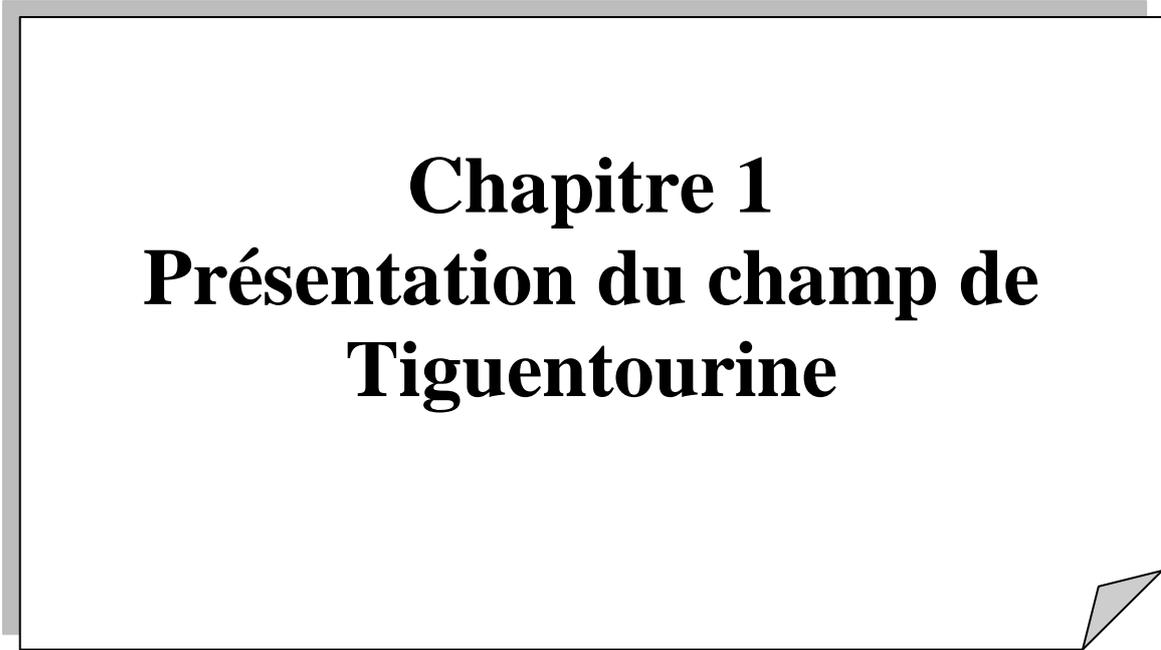
L'optimisation du tubing et des perforations sont les plus utilisées pour faire face à ce genre de problème. Bien que l'optimisation de la complétion puisse éviter l'accumulation du liquide pour un certain temps, éventuellement avec la chute de pression du réservoir.

Il est important de reconnaître le problème dès le début et de faire une bonne analyse du problème afin de choisir la méthode la plus convenable pour la prévention.

L'objectif de ce travail est de faire une analyse du problème des arrêts des puits causé par la charge de liquide dans le champ de Tigentourine en essayant de proposer des solutions pour la perte de production. Pour cela, on a suivi le plan suivant :

Le premier chapitre est une présentation du champ de Tigentourine.

- Le deuxième chapitre explique le processus de l'accumulation de liquide et les différents critères pour l'estimation de débit critique.
- Le troisième chapitre présente un aperçu sur les différentes solutions pour éliminer ce problème.
- Dans le quatrième chapitre partie pratique, on va voir les historiques de production des puits avec le problème de liquide et l'impact du chargement de liquide.
- Dans le cinquième chapitre résultats et interprétation des courbes VLP-IPR avant et après le démarrage l'unité de compression, et puis on va finir avec une conclusion et des recommandations.



Chapitre 1
Présentation du champ de
Tiguentourine

1.1 Introduction :

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. Elle représente le cinquième de la consommation énergétique mondiale.

En raison de ses avantages économiques le gaz naturel devient chaque jour plus attractif surtout pour les pays occidentaux. Les propriétés de ce produit, comme par exemple le faible intervalle de combustion qui le caractérise, en font l'une des sources d'énergie les plus fiables connue à ce jour. Il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole.

D'après le Département américain de l'énergie (EIA), la part du gaz naturel dans la production énergétique mondiale était de 22% en 2004 et les perspectives de développement de la demande sont excellentes. Il présente un avantage concurrentiel par rapport aux autres sources d'énergie.

En outre, les progrès technologiques améliorent constamment l'efficacité des techniques d'extraction, de transport et de stockage ainsi que le rendement énergétique des équipements fonctionnant à base de gaz naturel.

Le site d'IN AMENAS « TIGUENTOURINE » est un parfait exemple pour illustrer le traitement et la production de gaz naturel. Ce site est un point de production important pour l'économie de l'Algérie.

1.2 Présentation du champ :

Le champ de Tiguentourine a été découvert en 1957 par les premiers puits d'exploration. Le puits TG 2, qui était l'un des premiers puits forés, a révélé une importante quantité de gaz humide dans le Cambro-ordovicien, suivi de plusieurs autres puits producteurs appartenant à la SONATRACH, à l'arrivée de l'association SONATRACH/ BP/ Statoil en 1998, cette dernière a transformé ces puits de la SONATRACH en monitoring et a commencé le développement du champ par le forage et la ré-complétion de nouveaux puits.

La productivité du réservoir de cette région est caractérisée par les caractéristiques pétro-physiques suivantes :

-Alpha : zone avec une perméabilité $> 1\text{mD}$ et une Porosité $> 5\%$

-Beta : zone avec une perméabilité $< 1\text{mD}$ et une Porosité $> 5\%$

La fracturation hydraulique est venue au secours des zones à faible perméabilité (Beta), c'est depuis la fin des années 90' que cette alternative a permis d'augmenter la production de cette zone de 2 à 25 MM³/jour. Ainsi la fracturation hydraulique permet de réduire le phénomène de condensation rétrograde dans les puits par l'augmentation de la pression du fond.

1.3 Situation géographique :

Le champ de Tigentourine est situé dans la partie Sud du bassin d'Illizi, à environ 850 Km au Sud de la ville de Hassi Messaoud et à 40 Km au Sud-Ouest de la ville d'In Amenas et 70 km à l'Ouest du champ d'Edjeleh et 20 km au Sud-Ouest de celui de La Reculée. Tigentourine est recouvert en partie par l'Erg Bourarhet. Le champ est rocailleux d'où l'origine de son nom Targui Tigentourine signifiant les torrents

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

- X= 492500 à 532500 Est.
- Y= 3055000 à 3100000 Nord.

En coordonnée géographique :

- Au Nord par la latitude 28°00
- Au Sud par la latitude 27°30
- A l'ouest par la longitude 9°00
- A l'Est par la longitude 9°30

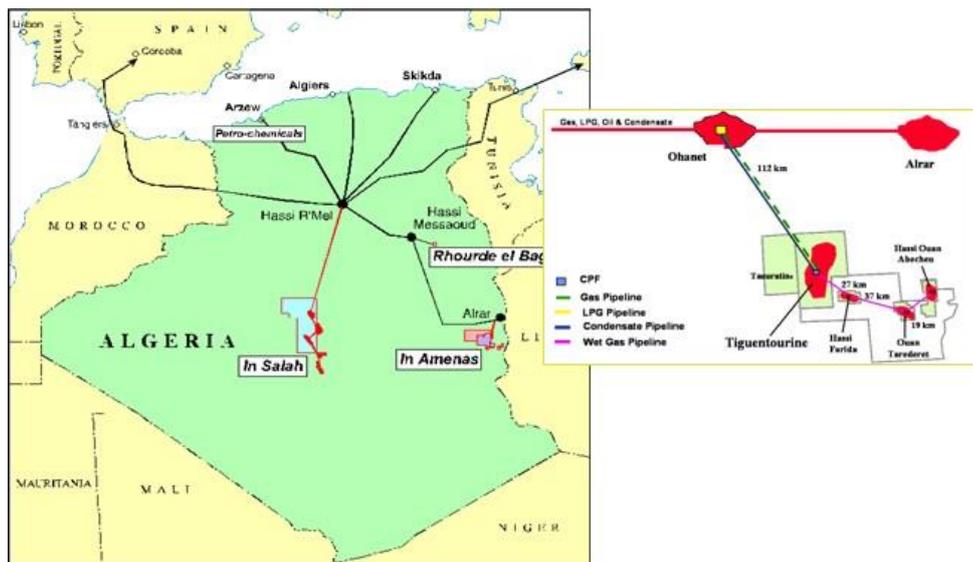


Figure 1.1 : Localisation géographique du champ de Tigentourine. [14]

1.4 Historique du champ :

La région de Tigentourine se compose de deux réservoirs d'huile qui sont le carbonifère D2, D4, D6 et le Dévonien F2, F4, F6, dans les champs satellites (Hassi Farida, Ouan Taredert, et Hassi Onan Abecheu), qui se trouvent immédiatement au Sud-Est un réservoir cambro-ordovicien de gaz à condensat dans les champs Tigentourine et La Reculée ; l'accumulation de gaz à condensat de Tigentourine (TG) a été découvert en 1957 ; par le forage du puits Tigentourine 2 (TG-2). Les horizons de gaz peu profonds ont été exploités depuis 1962.

En 1995/1996 ; six puits ont été fracturés hydrauliquement, avec des taux de 2 à 5MMCF/D. En 1999/2000, cinq puits ont été produites pour écoulement étendue et s'accumulent fois et un programme d'échantillonnage de fluide complet a été entrepris.

Le forage de développement a commencé en Juin 2001. A partir de Mars 2003, neuf (9) puits ont été forés et testés. Par conséquent, 8 puits ont été complétés pour la production au cours du programme de développement, les puits sont mis en production en 2006.

Actuellement, le nombre de puits producteurs dans le champ a augmenté pour atteindre 49 puits connectés aux CPF à travers 6 manifolds comme suit :

- 31 puits du champ nord qui sont reliés aux manifolds 1, 2 et 5.
- 8 puits du champ sud est qui sont connectés aux manifolds 3 et 4.
- 10 puits du champ sud-ouest reliés au manifold 6.

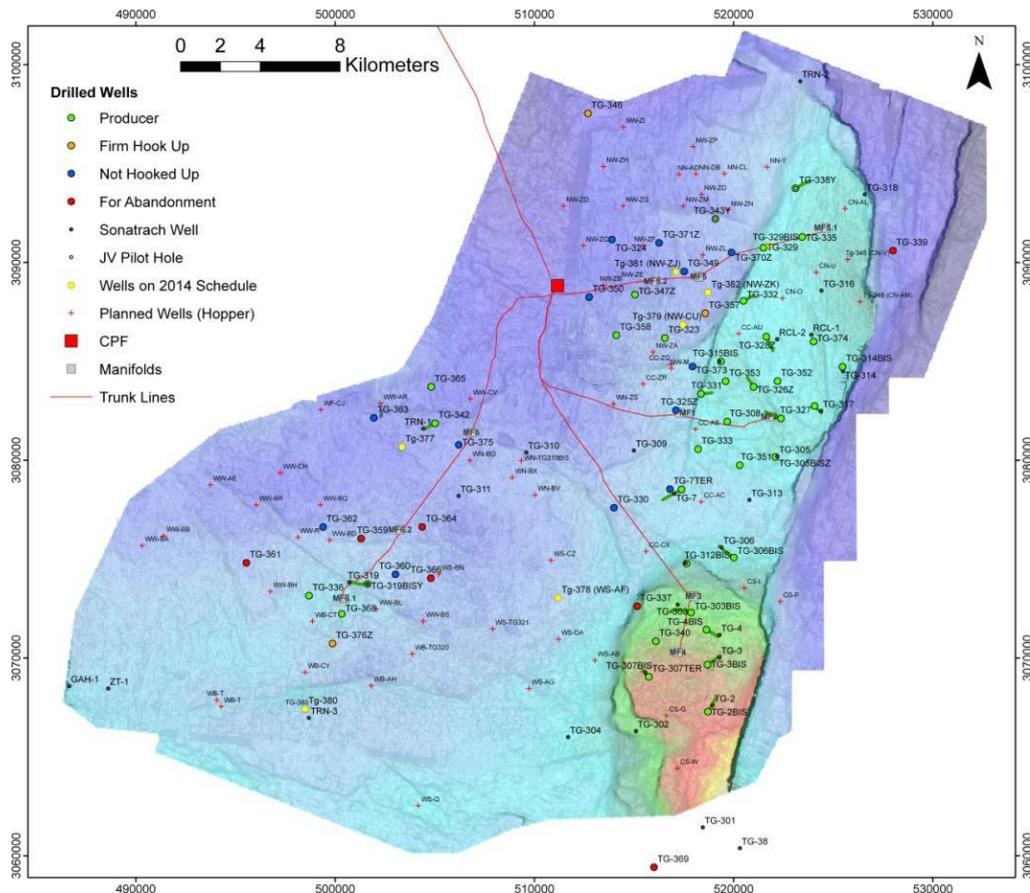


Figure 1.2 : Localisation des puits dans le champ de Tigentourine. [14]

1.5 Géologie générale de Tigentourine :

Le gisement de Tigentourine est situé dans le bassin d'Ilizi qui est géologiquement limité par les axes Tassilien de direction nord-sud, à l'Est anticlinaux de la frontière Libyenne, la mole de Tihenbouka et le Talagrouna. A l'Ouest les anticlinaux de l'ouest Saméne, du horst anticlinal Essaoui méllene au Sud par les massifs du Hoggar, au Nord il est séparé d'une dépression de Ghadamès par la mole d'Ahrar.

Plus exactement la structure de Tigentourine est située septentrionale du bassin, sur le bourrelet Tigentourine, la Reculée le long du trend du Fadnoun constitué par ASSEKAIFAF, LABED-LARACH et les deux structures précitées, ce bourrelet est situé dans les régions de l'affleurement du carbonifère.

L'accident de Fadnoun s'étend sur 60km entre le Hoggar et la structure de Tigentourine-La Reculée.

Le trend de Fadnoun, correspond à une ligne de structure majeure dans le socle bien connu sur le Hoggar, le caractère structural sera étudié en détail dans la description structurale.

On peut noter par ailleurs que la discordance hercynienne apparaît en surface entre Tiguentourine et La Reculé.

1.5.1 Description structurale :

- La structure forme un anticlinal dissymétrique avec des pendages de quelques degrés sur le flanc W de plus de 10° le flanc E.
- Une faille de centaine de mètre de rejet, parallèle à l'axe anticlinal, assure la fermeture sur le flanc E de la structure.
- De nombreux accidents obliques généralement orientés NE-SW créent un compartimentage complexe.
- La structure nord de l'anticlinal est de l'ordre de 400 m tandis que vers le sud, sous les dunes la structure est mal connue.

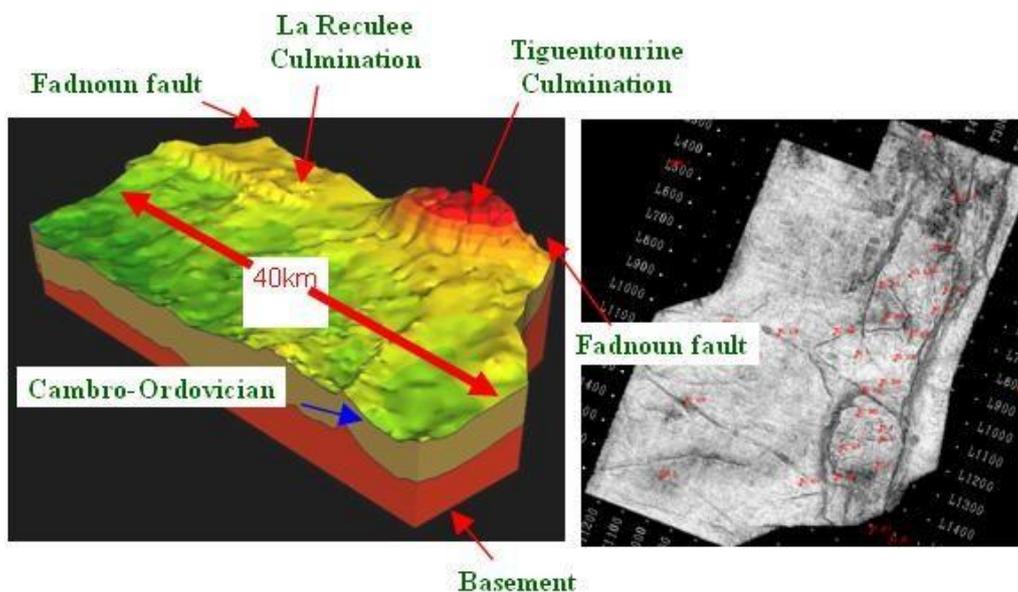


Figure 1.3 : Présentation de la géologie en sismique 3D et de la surface du réservoir[14]

1.5.2 Stratigraphie de réservoir de Tiguentourine :

Au cours de la sédimentation du Silurien-Dévonien, l'événement orogénique calédonienne a affecté l'ensemble plate-forme Sahara, la réactivation de nombreuse faille et des aigus. La discordance résultante marque la limite entre le Silurien et Dévonien, et induit un changement dans l'environnement de dépôt. Les sédiments fluviaux de Dévonien suivi des dépôts marins de Silurien.

Dans cette partie du bassin, cette surface représente un écart de temps important, et la quasi-totalité du Silurien supérieur est manquante érosion due. L'ensemble du bassin d'Illizi intitulé au nord avec l'érosion du Silurien dans la partie sud-est.

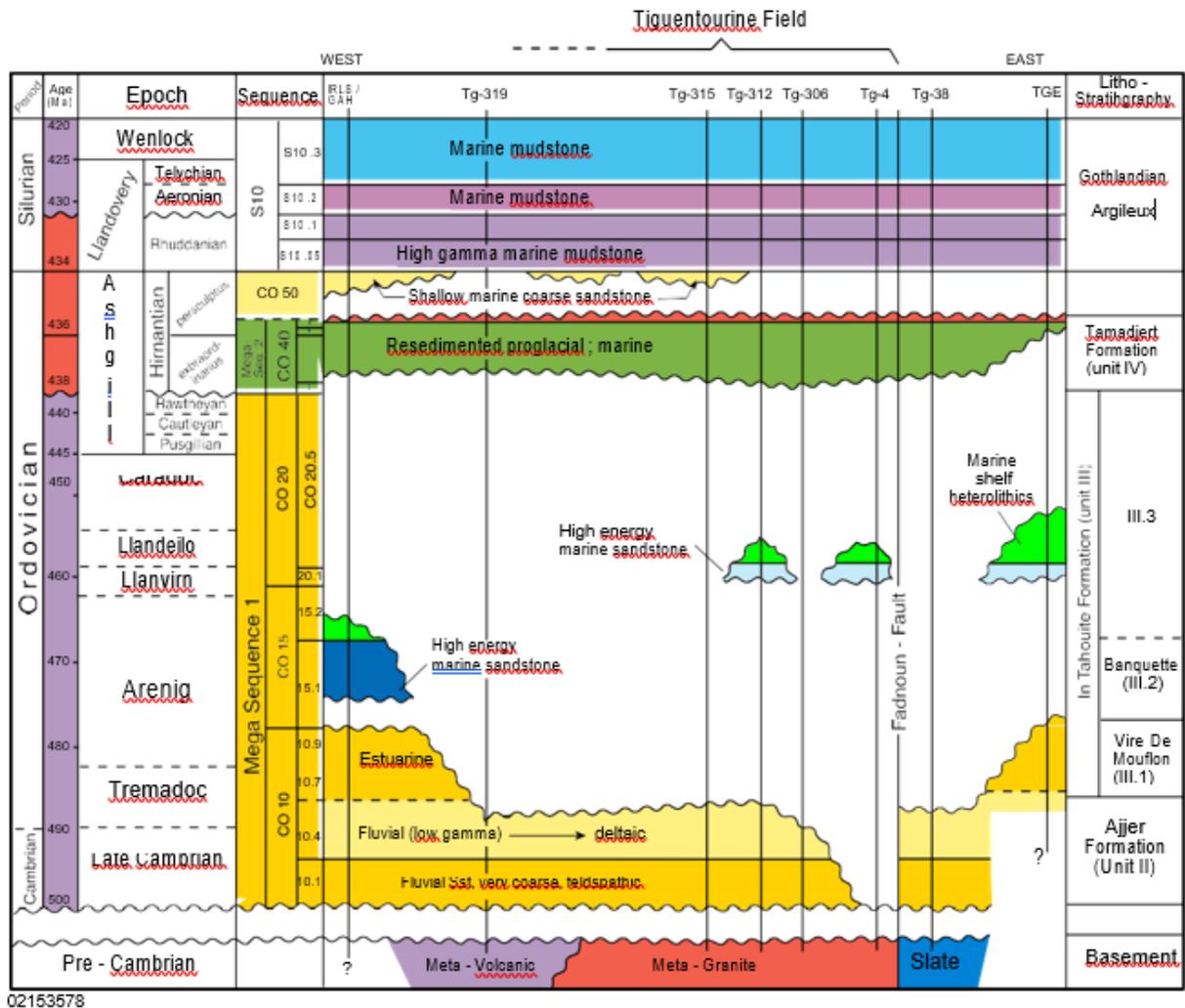


Figure 1.4: Coupe stratigraphique du champ de Tigentourine. [14]

La coupe type de la zone étudiée correspondante à celle des affleurements du Sahara de sud-est établie par SONATRACH.

La série géologique traversée par le sondage de Tigentourine de la base vers le haut :

✓ **Cambro-ordovicien :**

Reposant sur un socle constitué de roche éruptive et métamorphique, il est découpé en deux unités :

Unité II-1 :

D'épaisseur très variable, hétérogène, compact et d'argile noire induré. Tout à fait la base, on a découvert un conglomérat polygénique ferrugineux reposant sur un socle.

Unité II-2 :

D'épaisseur variable entre 0 et 40 m son extension est imprévisible, elle est composée de grès siliceux et argileux souvent compact, et de rare passée d'argile noire aux faibles porosités et perméabilités des niveaux inférieurs.

✓ **Silurien :**

Argile noire schisteuse micacée à quelque lit de grès fin calcaireux micacé d'épaisseur de l'ordre de 400 m.

✓ **Dévonien :**

Epaisseur d'environ 370 m, il est constitué d'une alternance de complexe argilo-gréseux et de couche d'argile grise très développée, ces complexes gréseux-argileux correspondant aux principales formations réservoirs F2, F4, F6.

A. Dévonien F2 :

Il est divisé en six zones A, B, C, D, E et F. Le découpage du réservoir est résumé comme suit :

Banc « A »

De 1084.5 à 1090 m. Argilo-gréseux à colites ferrugineuses.

Banc « B »

De 1090 à 1101 m. Argilo-gréseux à tubulures (30%).

Banc « C »

De 1101 à 1105.5 m. Gréseux-argileux à (70% grés).

Banc « D »

De 1105.5 à 1110 m. Argilo-ferrugineux.

Banc « E »

De 1110 à 1117 m. Grés ou grés-ferrugineux fissuré

Banc « F »

De 1117 à 1124.5 m Argilo-gréseux.

De ses 6 zones seules les bancs des grés C, E et F présentent des propriétés de réservoir.

B. Dévonien F4 :

Hauteur totale maximum 60 m est formé de deux ensembles :

- ✓ L'un situé à la partie supérieure avec des grés siliceux et des bancs argilo-gréseux.
- ✓ L'autre à la partie inférieure comprenant des grés plus perméables avec intercalation de banc argileux.

C. Dévonien F6 :

Se présente sous la forme de grés poreux et perméable intercalés de banc argileux, ce réservoir est formé de grés à macropores d'épaisseur totale moyenne de l'ordre de 20 à 25m.

✓ Carbonifère :

Epaisseur de plus de 700 m, il est formé d'ensembles argileux noirs alternant avec des niveaux argilo-gréseux et gréseux correspondant aux différents niveaux B0 à B12 et D0 à D8.

Le carbonifère est composé des étages suivants :

Westphalien :

Epais de 150 m, c'est une série marno-calcaire avec des calcaires divers parfois gréseux et de marnes bariolées.

Stephano-Austurien :

Ou série de Tiguentourine, d'épaisseur irrégulière de 0 à 250 m, elle est formée d'argile rouge, bariolée avec des rares passages marneux.

Namurien-Westphalien :

Marnes bariolées avec intercalation de calcaire a patine fine gris ou beige parfois blanc gréseux et marneux, son épaisseur atteint 240 m. Au nord du champ vers la Reculé affleure la série de Zarzaitine.

1.6 Répartition de gisement de Tigentourine :

L'échantillonnage réalisé au champ de Tigentourine a permis de subdiviser le réservoir en trois parties essentielles : Le Nord, le Sud et le Sud-ouest. Chacun des trois compartiments est défini par une pression de réservoir et une composition de fluides distincte, en outre la présence des failles joue un rôle très important dans cette région.

Le gradient du gaz est de l'ordre de 0.252 psi/mètre pour le champ Nord et Sud, et la température varie entre 110 °C et 125 °C avec un gradient estimé à environ 0.0164 degré/mètre.

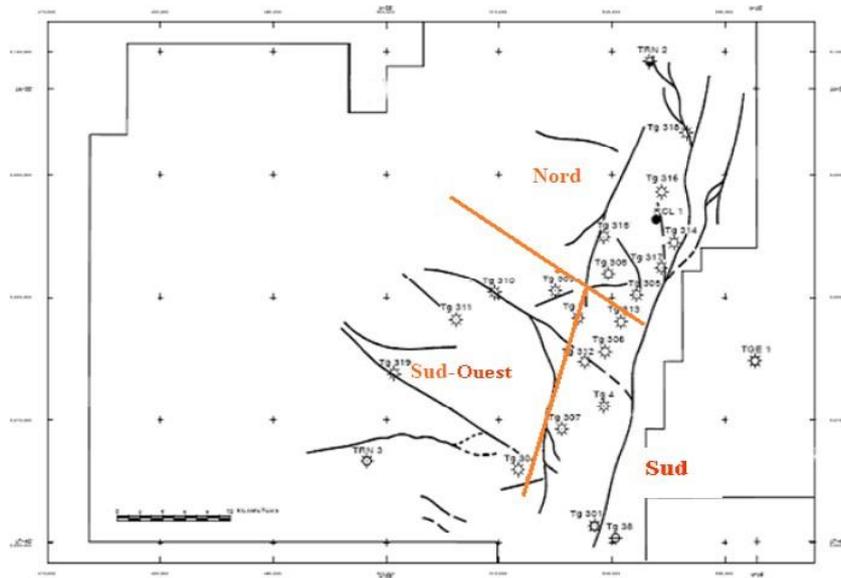
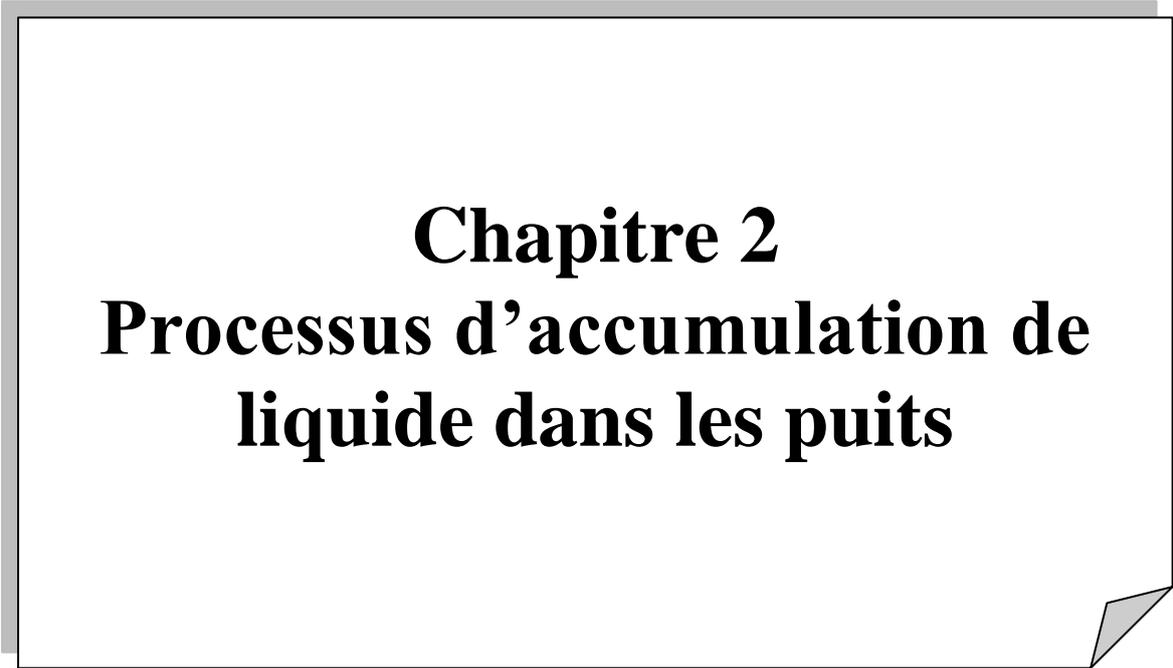


Figure 1.5 : La répartition du gisement de Tigentourine. [14]

1.7 Caractéristiques de réservoir :

Le réservoir de gaz à condensat exploité dans la région de Tigentourine est caractérisé par une roche Cambro-ordovicien gréseuse (environ 500 Million années) avec les caractéristiques suivantes :

- Des puits à moyenne profondeur d'environ 2200m.
- Une épaisseur du réservoir qui varie entre 20 - 200m,
- Sédiments marins et terrestres.
- Très hétérogène.
- Pas d'aquifère.
- Une importante présence de failles (2 failles).
- Une perméabilité qui peut atteindre 2000 mdarcy,
- La porosité > 5%.
- La température varie de 110 et 125 c.
- Une pression initiale du gisement estimée de 3200 Psi.



Chapitre 2
Processus d'accumulation de
liquide dans les puits

2.1 Introduction :

L'accumulation du liquide est définie par l'incapacité d'un puits de gaz à faire remonter le liquide à partir du fond. Le liquide s'accumule au fond du puits créant une pression hydrostatique qui réduit la production et par suite cause l'arrêt du puits.

Dans le but de réduire cet effet, le problème d'accumulation du liquide doit être diagnostiqué et traité correctement et efficacement.

L'accumulation du liquide peut se présenter dans les puits à grand débit/ haute pression ainsi que dans les puits à faible débit/ faible pression. Ce phénomène dépend du diamètre de tubing, pression de surface, la quantité et la densité du liquide produit avec le gaz. Il est donc important de reconnaître les symptômes précocement afin de trouver des solutions adéquates pour minimiser les effets négatifs de ce phénomène.

2.2 Ecoulement polyphasique :

Pour bien comprendre et traiter efficacement le problème d'accumulation du liquide, il faut connaître le comportement de gaz et de liquide pendant qu'ils s'écoulent ensemble dans le puits. Ce concept est appelé l'écoulement polyphasique.

L'écoulement polyphasique indique qu'il y a plus d'une phase pendant l'écoulement.

Il existe quatre régimes pour l'écoulement polyphasique qui sont : bubble flow, slug flow, transition flow, annular-mist flow.

Ces régimes d'écoulement se produisent quand une certaine vitesse de liquide et de gaz est atteinte en présence d'une certaine quantité de ces phases.

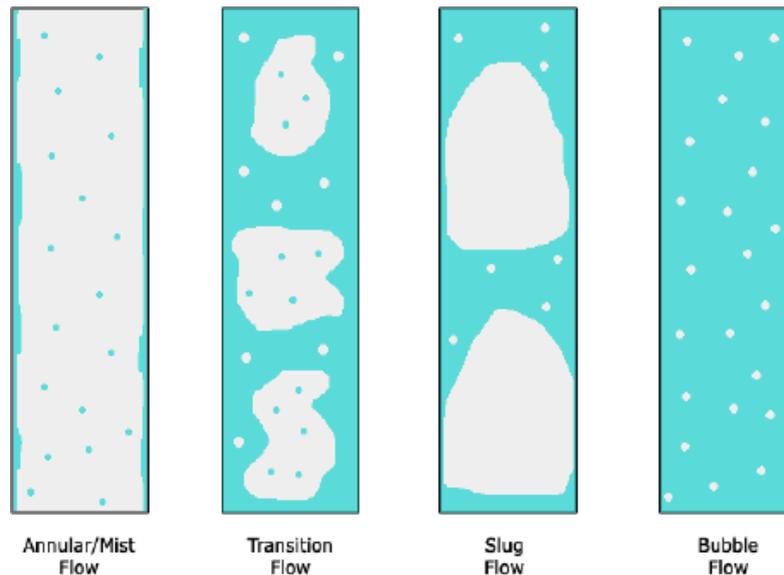


Figure 2.1 : les régimes d'écoulement polyphasique

2.2.1 Annulaire/Mist Flow :

Le gaz est la phase dominante dans le puits et elle est continue. Le liquide est présent dans le gaz sous forme de brouillard. L'intérieur du tubing est couvert d'une couche mince de liquide. Dans ce cas, le gradient de pression est calculé à partir du gaz.

2.2.2 Transition Flow :

Quand le régime commence à changer du mist vers slug flow, la phase continue de gaz va changer en liquide ou vice versa. Les particules liquides peuvent rester dans le gaz mais le gradient de pression est déterminé par le liquide.

2.2.3 Slug Flow :

Le gaz est sous forme des bouchons dans le liquide et la phase dominante et continue est le liquide. Les bouchons de gaz peuvent causer une chute du gradient de pression ce qui fait que le gradient de pression tient compte du liquide et du gaz.

2.2.4 Bubble flow :

Le tubing est complètement rempli du liquide. Le Gas est présent sous forme de petites bulles dans le liquide donc il peut causer une chute de pression dans le liquide, diminuant le gradient de pression le long du puits. Cependant, le liquide est la phase continue et détermine le gradient de pression malgré la présence des bulles de gaz.

En considérant les régimes d'écoulements cités au-dessus, il faut se rappeler que durant la vie d'un puits, c'est extrêmement rare d'avoir un seul régime. Généralement, tous ces régimes peuvent se manifester durant la vie d'un puits. Aussi plutôt plus d'un régime peut se présenter au même temps, puisque les bulles de gaz remontent le long de la chaîne de production. La vitesse d'écoulement est liée directement à la surface transversale, ce qui fait que le régime d'écoulement en surface est différent de celui qui se manifeste au fond du puits.

Comme il est indiqué ci-dessus, à mesure que la vitesse du gaz diminue, le régime passe de Mist flow vers bubble flow. Et comme il y a plus de liquide dans le régime bubble, la quantité de liquide produite augmente avec le changement du régime. Cela signifie que le débit de gaz diminue avec la diminution de la pression du réservoir et la quantité du liquide produite avec le gaz augmente considérablement. A un moment donné, le liquide s'accumule dans le puits avec le changement du flow vers bubble et augmente la pression au fond du puits. Le puits sera finalement incapable de surmonter cette pression et cesse de produire.

2.3 Le concept d'accumulation de liquide :

Comme il est mentionné précédemment, le gaz est initialement la phase dominante dans le puits va faire entraîner le liquide présent dans le réservoir vers la surface tant que la vitesse du gaz est élevée. Une vitesse de gaz assez élevée conduit à avoir un régime mist dans lequel le liquide est dispersé dans le gaz. La fraction de liquide dans ce cas sera faible est sera entraînée vers la surface sans accumulation. Cela entraîne à avoir un gradient de pression faible. A ce stade, il convient de noter que dans ce cas, la perte de charge par frottement sera élevée. Cette perte de charge ne sera pas un grand problème car la phase liquide se présente avec une fraction faible, lorsque la vitesse de gaz diminue avec le temps, le liquide commence à s'accumuler dans le puits et le gradient de pression augmente. Cela conduit à avoir une pression hydrostatique qui constitue une contre pression pour le réservoir.

Evidemment, cela entraîne une baisse de production, au fur et à la mesure que le débit de gaz diminue, plus de liquide qui s'accumule causant éventuellement l'arrêt de puits.

2.4 Source des liquides

Seulement un petit nombre de puits de gaz produit uniquement du gaz sec. Cela signifie que la plupart des puits à gaz produisent de liquide avec le gaz même avec des petites quantités. Ce liquide peut être de l'eau libre, de l'eau existant dans le gaz ou du condensat. Le condensat peut être produit sous forme de liquide ou de vapeur selon la pression du réservoir et de fond du puits.

Les liquides produits avec le gaz peuvent avoir plusieurs sources selon les conditions ainsi que du type du réservoir :

2.4.1 Water coning :

Si le réservoir est alimenté par un aquifère d'eau, le débit de gaz élevé peuvent causer une chute de pression importante aux alentours du puits. Cela peut entraîner un soulèvement du contact de l'eau dans le réservoir et fini par avoir une percée d'eau qui affecte la production du puits.

2.4.2 La condensation de l'eau :

Cela concerne l'eau de la formation. L'eau existe initialement avec le gaz dans le réservoir dans des conditions de saturation qui permet à l'eau de se dissoudre dans le gaz. Avec la production de gaz, l'eau va entrer au fond du puits sous forme de vapeur peut être avec une petite quantité sous forme de liquide. Avec la chute de pression et de température au-dessous du point de rosée dans le puits, la vapeur d'eau se condense. Si la quantité d'eau condensée est très importante, cette dernière crée une pression hydrostatique au fond du puits et la solubilité de l'eau dans le gaz va encore diminuer et la condensation va s'accélérer.

2.4.3 La condensation des hydrocarbures :

Les hydrocarbures qui sont à l'état liquide dans les conditions atmosphériques peuvent entrer au puits sous forme de vapeur. Lorsque le gaz s'écoule vers la surface, les hydrocarbures sous forme de vapeur peuvent se condenser si les conditions seront au-dessous du point de rosée. Le condensat qui s'est accumulé présente un gradient de pression élevé par rapport à celui du gaz et crée une pression hydrostatique importante.

2.5 Prédiction de l'accumulation du liquide :

Durant la vie d'un puits, le débit de gaz diminue tandis que la production de liquide augmente. Le débit de gaz sera insuffisant pour soulever le liquide. A un moment donné, cette accumulation de liquide entraîne un comportement d'écoulement irrégulier et une perte de production. Si les symptômes de ce phénomène sont reconnus à un stade précoce, les pertes de production peuvent être évitées. Une bonne analyse de la courbe d'un puits peut être instructif les problèmes d'écoulement en fond du puits.

Les symptômes qui permettent de reconnaître ce phénomène sont :

- Un changement ou bien une chute brusque dans la courbe de déclin.
- Fluctuation du débit de gaz.
- Apparition des bouchons de liquide en surface.
- Baisse de température en surface.
- Fluctuation de la pression du fond du puits.
- Un changement brusque dans le gradient de pression.

2.5.1 Changement dans l'allure de la courbe de déclin :

En général le changement dans la forme de la courbe de déclin est une indication importante pour reconnaître l'accumulation du liquide. Pendant le déclin de la courbe, des changements brusques et des fluctuations qui apparaissent due au comportement irrégulier causé par le liquide comme la montre la figure ci-dessous :

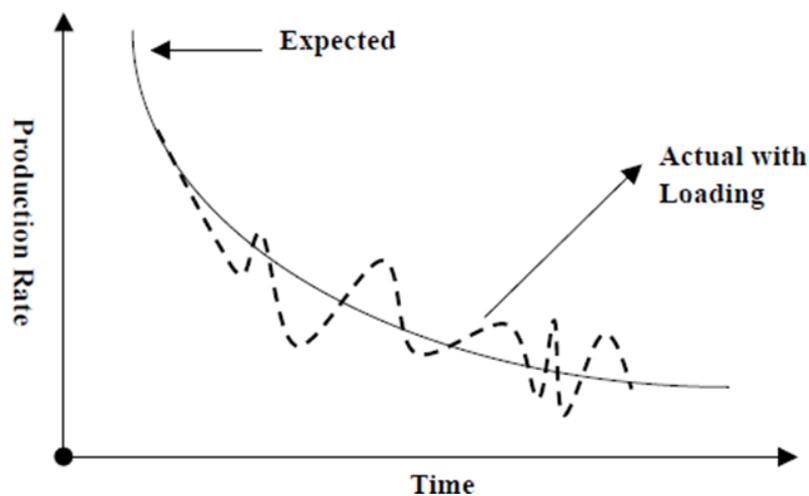


Figure 2.2 : Profile de la courbe de déclin avec accumulation de liquide

2.5.2 Baisse de température en surface :

L'accumulation du liquide au fond du puits provoque une chute de la température en surface. Le liquide est celui qui stocke la température. L'apparition d'une baisse de température en tête de puits indique que le liquide ne pouvait pas monter vers le haut, mais a plutôt commencé à s'accumuler au fond.

2.5.3 Gradient de pression :

La mesure de la pression avec des gauges est la méthode la plus précise pour déterminer l'existence ou non du liquide. La mesure se fait à différentes profondeurs du puits puis les données seront utilisées pour construire un graphique. Le graphique de la pression avec la profondeur montre un changement brusque dans le gradient de pression. Cela correspond au point de contact entre le gaz et le liquide.

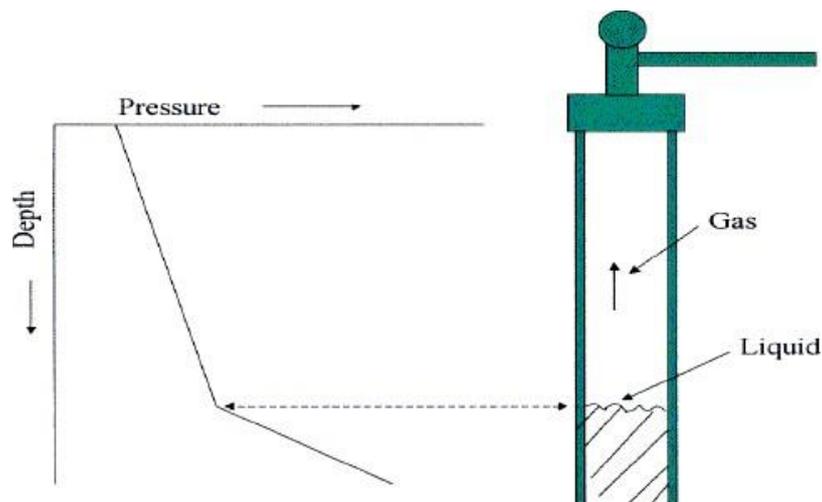


Figure 2.3 : Le gradient de pression dans un puits avec accumulation de liquide.

2.5.4 Fluctuations dans la pression du fond et de surface :

Les fluctuations cycliques de pression sont typiques pour un 'accumulation de liquide dans le puits à gaz, et peuvent être expliquées en considérant le mécanisme d'accumulation du liquide. Ce phénomène se passe à débits de gaz faibles avec l'apparition d'un régime slug qui est cyclique et consistant en quatre phases : formation du bouchon, production, le blowout et retour du bouchon.

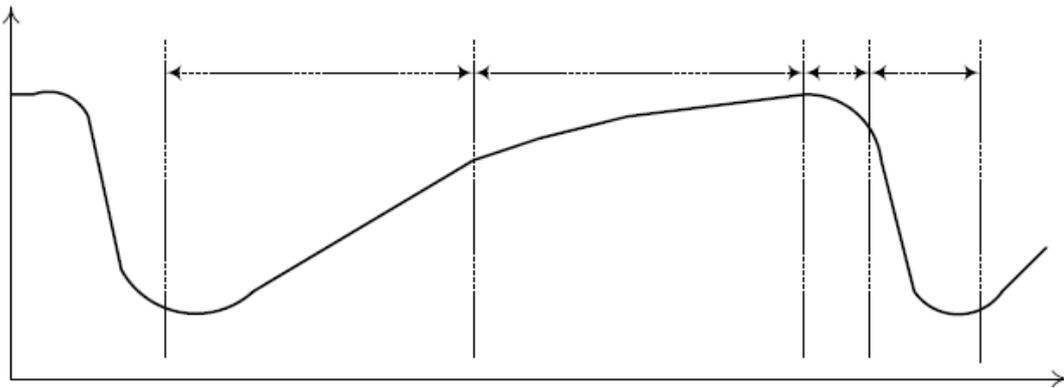


Figure 2.4 : Evolution de la pression du fond durant les étapes de formation des bouchons de liquides.

Les liquides commencent à s'accumuler dans le puits ce qui entraîne une augmentation de pression du fond. Dans ce cas, si le réservoir peut délivrer suffisamment de gaz dans ces conditions pour changer le régime bubble vers le régime slug, alors la colonne de liquide commencera à être soulevée du fond de puits. Cela marque le début de la phase production. Lorsque le bouchon est soulevé et retiré du puits, la pression du réservoir est réduite : c'est la phase d'éruption ou bien le blowout. Le reste du liquide s'accumule au fond puisque le débit de gaz est faible est forme de nouveau un bouchon qui sera produit dans l'autre cycle. L'ampleur des fluctuations est liée aux débits de gaz : les débits de gaz élevés produisent des fluctuations de pression faibles.

2.6 Modèles de prédiction de la vitesse critique :

Les études qui ont été faites pour l'analyse et l'élimination de ce phénomène sont basées sur : le film de liquide le long des parois du tubing et les gouttelettes sphériques entraînées par le gaz. Parmi les modèles proposés on a :

2.6.1 Le critère de Turner :

Turner et al ont utilisé les données pour valider les deux modèles cités au-dessus. Les résultats ont confirmé que le modèle basé sur les gouttelettes entraînées par le gaz peut mieux prédire l'accumulation de liquide. Il est également conclu qu'il existe une vitesse suffisante pour enlever en continu les gouttelettes pour éviter le chargement, mais une augmentation de 20% devrait être ajoutée pour assurer l'élimination de toutes les gouttes.

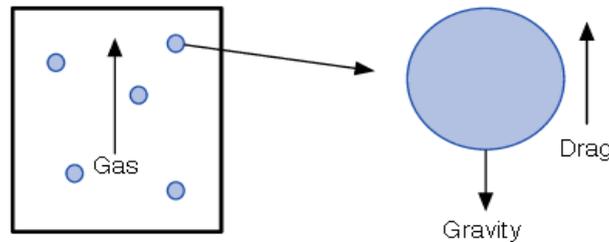


Figure 2.5 : les gouttelettes de liquide entraînées selon Turner.

La dérivation étape par étape des expressions de débit critique à l'aide du modèle de gouttelette et en supposant que la pression de tête de puits contrôle l'apparition du chargement de liquide est donnée sur l'annexe. L'expression de Turner avec 20% de d'ajustement est résumée comme suit :

$$V_{c,w} = 5.304 \frac{(67-0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \text{----- (1)}$$

$$V_{c,cond} = 4.03 \frac{(45-0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \text{----- (2)}$$

Le débit critique de gaz est calculé selon l'équation suivante :

$$q = \frac{3.06PA_tV_c}{(T+460)Z} \text{ ----- (3)}$$

Avec :

$V_{c,w}$: La vitesse critique pour soulever l'eau (ft/s).

$V_{c,cond}$: La vitesse critique pour soulever le condensat (ft/s).

P : La pression en Psi

A_t : ft².

T: La temperature en⁰F.

Z: Le facteur de compressibilité.

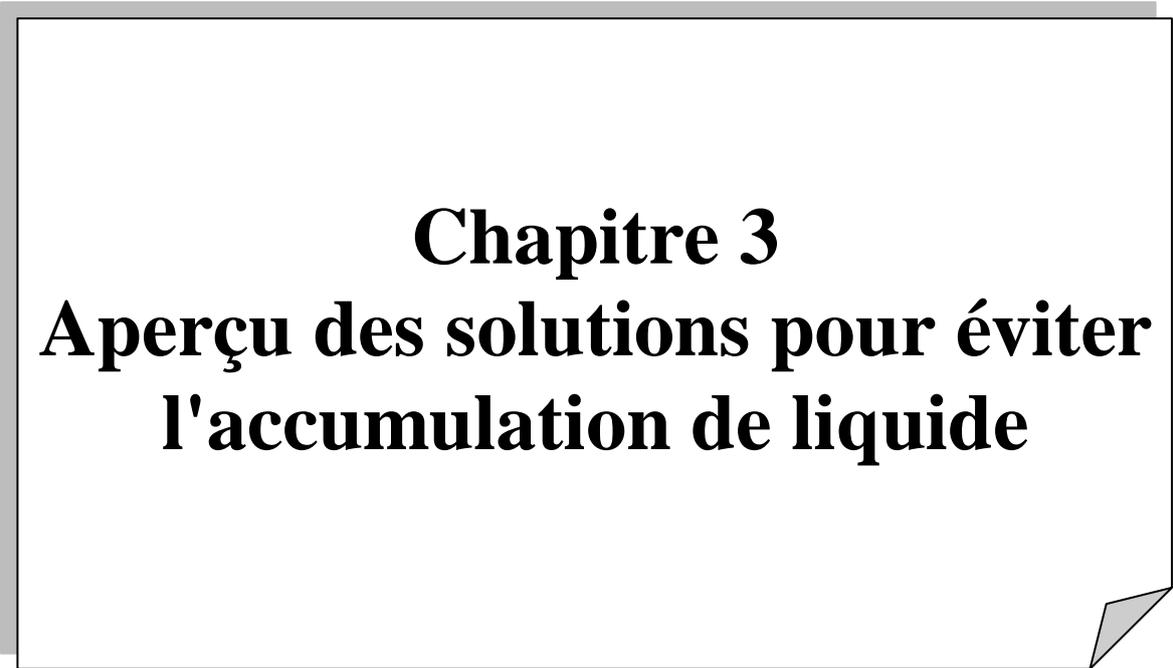
q = Débit critique en (sft³/s)

2.6.2 Le critère de Coleman :

En utilisant le même modèle et la validation avec les données de pression du réservoir et de la tête de puits inférieurs à 500psi. Coleman était convaincu qu'une meilleure prédiction pourrait être obtenue sans un ajustement 20% pour s'adapter aux données avec les expressions suivantes :

$$V_{c,w} = 4.434 \frac{(67-0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} \text{ ----- (4)}$$

$$V_{c,cond} = 3.369 \frac{(67-0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} \text{ ----- (5)}$$



Chapitre 3
Aperçu des solutions pour éviter
l'accumulation de liquide

3.1 Introduction :

L'accumulation de liquide dans un puits producteur de gaz est un problème progressif car la pression du réservoir s'épuise continuellement avec le gaz produit et finalement le puits aura inévitablement besoin d'un procédé artificiel pour soulever le liquide accumulé dans le puits pour reprendre la production de gaz.

3.2 Options pour réduire le problème de chargement du liquide :

Il ressort clairement de la recherche de Turner, Coleman, Li et Nosseir que, pour éliminer continuellement les liquides, la vitesse du gaz doit être supérieure à la vitesse critique. Cela peut être fait par :

- Réduire la section transversale, c'est-à-dire la section d'écoulement.
- Réduction de la chute de pression dans la colonne de tubing.
- Augmentation du taux de débit.
- Réduire la tension superficielle ou la densité de la phase liquide.

Différentes solutions doivent être évaluées et comparées afin de trouver le meilleur plan d'action pour les puits qui ont des problèmes de chargement de liquide pour atteindre la plus haute récupération de gaz possible. Dans cette section, plusieurs solutions ou mesures correctives pour empêcher l'accumulation de liquide dans les puits de gaz sera discutée et évaluées afin de trouver quelle solution particulière est la meilleure à chaque cas particulier :

3.2.1 La mise en production en intermittence :

Lorsqu'un puits commence à montrer des signes d'accumulation de liquide, cela peut être résolu en arrêtant le puits et en relançant temporairement ou en intermittence. Pendant la période de fermeture, la pression du puits se rétablit autour du puits et certains liquides peuvent être refoulés dans la formation, réduisant ainsi la colonne hydrostatique de liquide dans le puits. Ensuite, le puits est mis en production et laissé débiter jusqu'à ce que l'accumulation de liquide se produise de nouveau et réduit la vitesse d'écoulement de gaz.

Cette méthode est parfois utilisée si le puits vient juste de commencer à subir une charge de liquide et attend qu'un certain type de système artificiel soit installé pour l'élimination du liquide.

La mise en intermittence du puits peut présenter un sérieux inconvénient. Dans certaines formations, la présence d'eau peut endommager ou réduire la perméabilité du gaz. Ainsi, dans

ce cas, il peut endommager le puits en poussant ou en réinjectant de l'eau dans la formation. Néanmoins cette méthode est peu coûteuse et elle peut fonctionner avec un packer en place. Par conséquent, elle est couramment utilisée comme une méthode de production provisoire avant qu'un système artificiel de lifting sera mis en place.

3.2.2 Velocity String :

Le Velocity string est essentiellement un tubing avec un diamètre plus petit installé à l'intérieur de tubing original de production. Il est utilisé comme une mesure corrective, car la réduction de la surface d'écoulement du gaz va faire augmenter la vitesse d'écoulement à une valeur qui dépasse la vitesse critique nécessaire pour l'élimination continue des liquides produits dans le puits. L'application de cette méthode peut différer du fait que le Velocity string peut être installé jusqu'à la surface ou bien juste à un certain point dans le tubing original.

L'étude a montré que, surtout pour les puits à grand diamètre de tubing, l'installation des Velocity string peut être très bénéfique. Il est généralement moins coûteux que d'autres solutions puisqu'il peut être installé dans un puits avec le coiled tubing. Cependant, les applications de Velocity string sont critiques car à mesure que le diamètre du tubing diminue, la valeur de perte de pression due au frottement augmentera ce qui entraînerait une chute de pression élevée et des débits limités de gaz.

La solution à ce problème serait d'installer le Velocity string à partir de l'intervalle de perforation jusqu'à un certain point au lieu de l'installer jusqu'à la surface. Mais si le Velocity string est trop court, il pourrait être insuffisant pour soulever efficacement les liquides produits. En outre, il ne peut pas être une solution permanente puisque la pression du réservoir continue à épuiser d'où la nécessité de le remplacer par un tubing encore plus petit. Ces critères ne font que cette solution peut-être coûteuse avec des considérations critiques de conception.

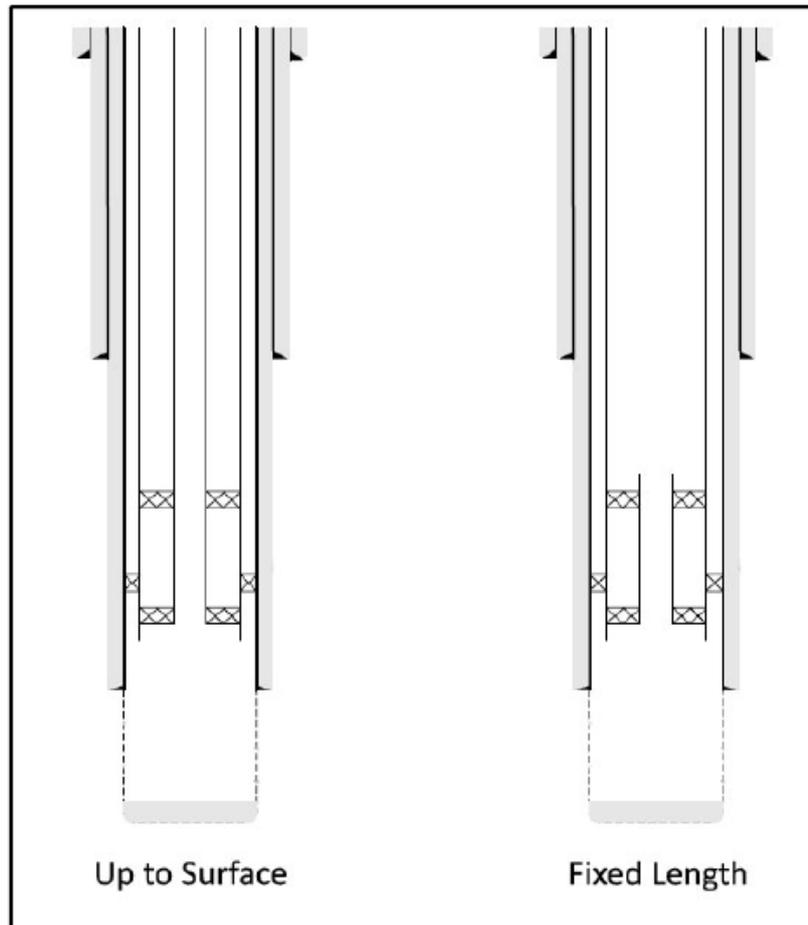


Figure 3.1: Schéma d'application de Velocity string

3.2.3 La compression :

La compression est souvent utilisée pour abaisser la pression de tête de puits. Ceci peut être réalisé par un seul compresseur au niveau de la tête de puits ou par un système de compression pour le champ installé juste avant le CPF, appelé Unité de boosting. Cette dernière permet d'abaisser la pression dans tout le réseau de collette.

L'abaissement de la pression de tête diminuera également la pression du fond provoquant ainsi une augmentation du débit de production. La compression peut aussi augmenter considérablement la récupération des réserves de gaz.

Comme il est mentionné, les compresseurs augmentent la vitesse d'écoulement de gaz. Cela signifie plus de liquide est maintenue à l'état vapeur, réduisant ainsi le volume de gouttelettes à produire, donc une meilleure élimination des liquides recueillis au fond du puits.

De plus, les applications de la compression pourraient être utilisées avec d'autres méthodes de traitements correctifs tels que des agents moussants, gaz lift, Jet lift ou Piston lift, sucker rod pump, des pompes submersibles électriques et velocity string. Il est essentiel que le type, la taille et les propriétés du compresseur soient sélectionnés correctement et optimisés pour une efficacité maximale.

L'énergie nécessaire pour le compresseur est directement liée au rapport de pression d'aspiration et de refoulement, également appelée taux de compression. Lorsque la pression d'aspiration du compresseur diminue ou la pression de refoulement augmente, la quantité d'énergie nécessaire augmente de façon considérable. Il a été montré aussi que l'énergie nécessaire augmente avec le diamètre de la pipe ou de tubing.

Cependant, cette méthode nécessite un investissement initial pour le compresseur et également des coûts de fonctionnement relativement coûteux pour l'entretien et l'alimentation électrique nécessaires pour maintenir le compresseur en marche.

3.2.4 : Gaz lift :

Le gaz lift est une autre méthode pour faire face au problème d'accumulation de liquide. Il comprend un système qui permet d'injecter du gaz provenant d'une source externe dans le puits à une certaine profondeur afin de réduire la pression hydrostatique et augmenter la vitesse d'écoulement, ce qui permet au puits d'éliminer facilement les liquides. Les composants d'un système d'injection de gaz lift sont : la source de gaz à injecter, le système

D'injection de surface ainsi que les équipements de fond tel que : les vannes du fond et les mandrins. On outre les points d'injection de gaz lift doit être soigneusement déterminés afin d'optimiser la production.

Fondamentalement, pour éliminer les liquides accumulés dans un puits de gaz, il existe deux types de techniques de gaz lift utilisés de façon excessive dans l'industrie qui sont gaz lift continu et de gaz intermittent. Dans le gaz lift continu, l'écoulement de gaz injecté est de la surface jusqu'au point d'injection est continu avec une pression plus élevée que celle du gaz provenant du puits. Cette application peut être utilisée soit avec un tubing plus petit, soit avec un mécanisme de soupape simple ou une application de coil tubing.

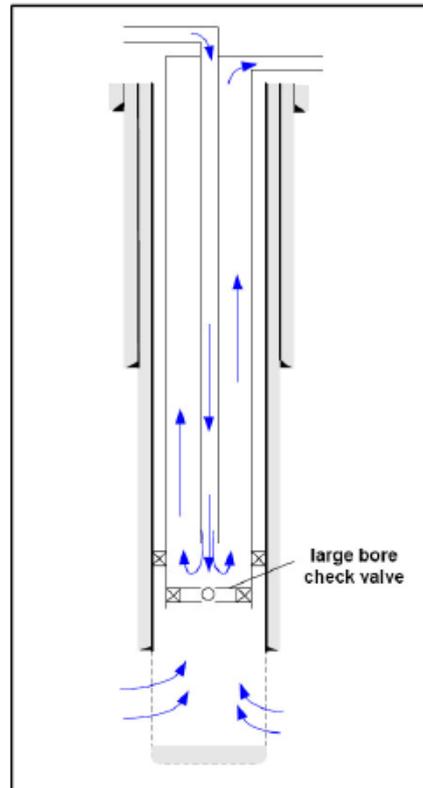


Figure 3.2: le schéma du Gaz lift continu.

Dans le cas d'un dispositif de gaz lift intermittent, on utilise un système logique automatisé et plusieurs clapets anti-retours. Le système injecte du gaz provenant d'une autre source dans le puits à partir d'une certaine profondeur jusqu'à ce que la pression au fond soit suffisante pour soulever le liquide à la surface, puis le puits débite, produisant le gaz injecté et le gaz du réservoir et soulevant les liquides à la surface. Lorsque la pression chute à une certaine valeur, le système ferme à nouveau le puits pour le pressuriser avec le gaz de la source extérieure et ce cycle se répète.

Généralement, les applications de gaz lift continu sont converties en gaz intermittent lorsque la pression de fond du puits diminue à un point où il ne peut plus soulever les liquides en continu, même à l'aide d'une source de gaz externe et la pression doit être en build up avant de le mettre en production. Le moment où il est temps de convertir le système de gaz lift continu en gaz lift intermittent est une décision basée sur l'énergie restante du réservoir, le débit de production et le tubing de production. L'utilisation de l'analyse nodale peut être bénéfique pour déterminer le point optimal pour effectuer la conversion, ainsi que la taille optimale du tubing à utiliser.

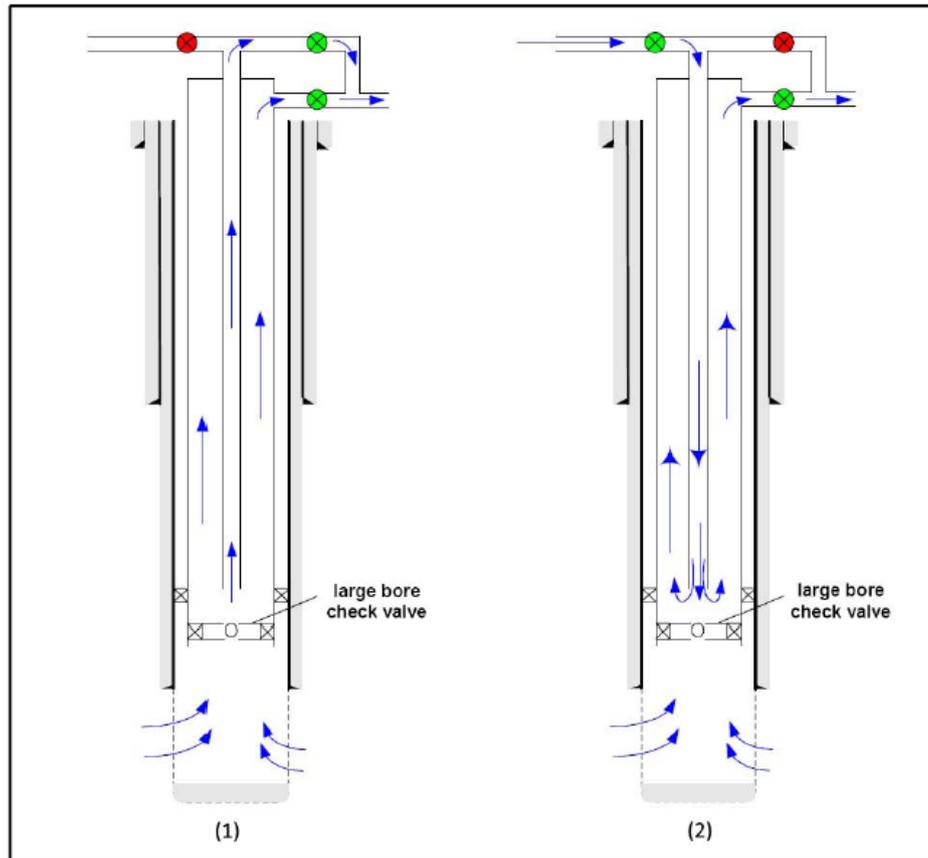
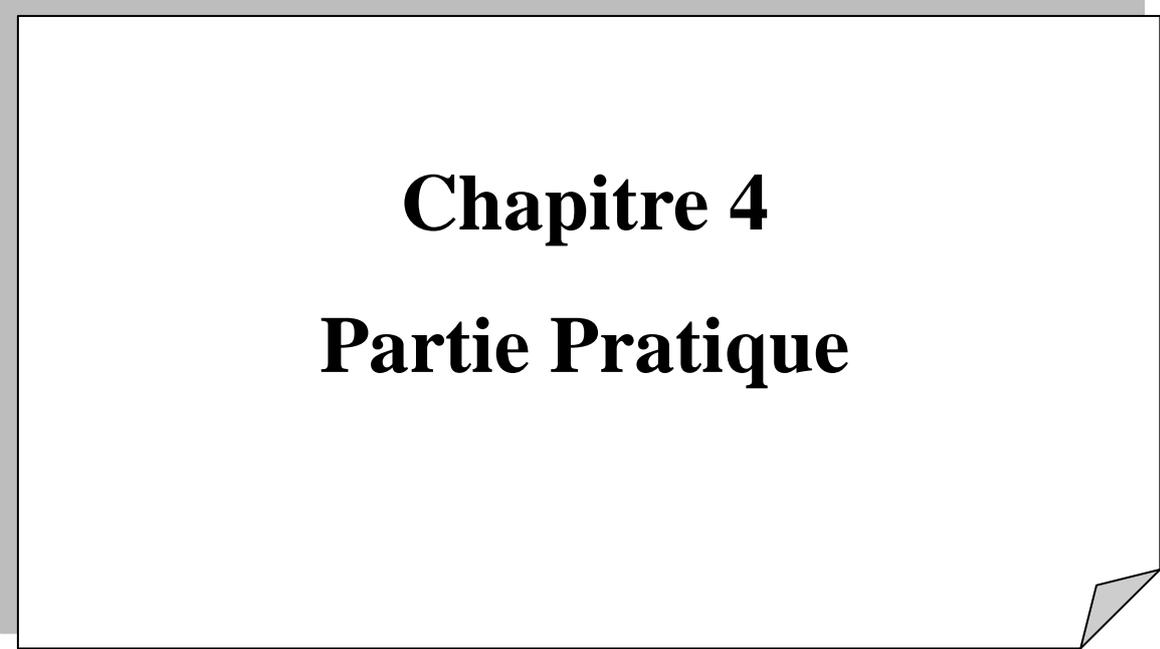


Figure 3.3 : le schéma du gaz lift intermittent.

3.2.5 Injection des mousses :

Les mousses sont utilisées avec une grande variété dans l'industrie pétrolière. Ils sont utilisés dans les opérations de forage, de complétion de puits et aussi comme fluides de circulations. Les mousses sont également utilisées dans la production de puits de gaz pour éliminer les liquides. La principale différence d'utilisation de la mousse pour éliminer le problème de liquide par rapport aux d'autres applications est la nécessité de générer de la mousse dans le fond du puits en injectant des tensioactifs et en mélangeant liquides en fond de puits.

La mousse est essentiellement une émulsion de liquide et de gaz. Les agents tensioactifs, sont utilisés dans l'eau pour permettre la dispersion de gaz. L'excès de gaz dispersé dans le liquide entraîne une diminution importante de la densité du liquide, ce qui rend la pression du réservoir capable de soulever la mousse jusqu'à la surface. Campbell et al décrivent l'effet de la mousse en utilisant l'équation de vitesse critique de Turner et al. Selon Campbell, la tension superficielle est réduite, ce qui réduit la vitesse critique requise pour éliminer les liquides accumulés au fond



Chapitre 4
Partie Pratique

4.1 Introduction :

La production du champ de Tiguentourine a commencé en 2006 par la mise en service de 10 puits seulement. Avec le développement du champ, d'autres puits en étaient forés et connectés au fil des années pour atteindre 42 puits producteurs. Le potentiel maximum était d'environ 30 MMsm³/ jour, Ces puits étaient connectés au CPF via six manifolds, avec la déplétion du réservoir la production du champ a considérablement diminué. En début de l'année 2017, l'unité de compression installée à l'entrée du CPF a été mis en service. Cette unité a permis de faire descendre la pression dans les manifolds et augmenter le taux de production.

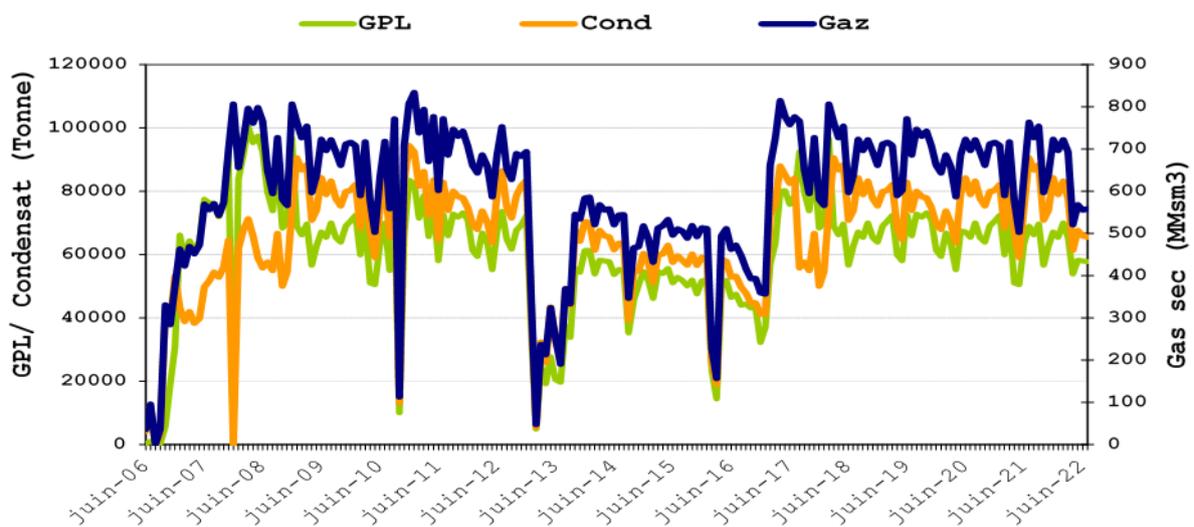


Figure 4.1 : la production de GPL, condensat et de Gaz sec.

Tableau 4.1 : les paramètres avant et après le démarrage de la compression

Années	P tête (Bar)	P collectes (Bar)	Q débit (MMsm ³ /jour)	Manifold (type)	Tubing (Type)	Compression
2006	75	70	30	1.2.3.4	7.' 5"	Avant
2017	45	40	15-----30	1.2.3.4.5.6	7.' 5"	Après

Tableau 4.2 : Les données PVT du fluide de production.

Proprieties	PVT		
	Nord	Sud	Ouest
Pression initial (bar)	233	230	233
CGR initial (STB/MMscf)	29.2	35.3	42.4
GOR initial (scf/STB)	98541.1	78246.6	58400.6
Condensate density (API)	48.4939	49.8406	50.552
Gaz density (g/cm3)	0.730129	0.732797	0.760692

En outre aussi que chaque manifold doit être en service au-dessus d'un certain débit afin d'éviter l'accumulation des liquides dans les pipes qui peut causer l'arrêt du CPF. Donc il est très important d'assurer un minimum de production dans chaque trunkline.

Le minimum débit pour chaque trunkline est comme suit :

Tableau 4.3 : Les débits minimum de chaque Manifold.

Trunkline	Minimum débit (MMsm3/jour)
1	1.7
2	1.4
3	1.7
4	1.4
5	1.0
6	3.0

4.2 Historique de production des puits avec problème de liquide :

Les puits qui sont sévèrement affectés par le problème de chargement de liquide et qui ont subi des arrêts fréquents sont : TG331, TG327, TG352, TG306bis, TG2bis, TG4bis.

L'historique de production de ces puits jusqu'au fin 2016 avant le démarrage de l'unité de compression est montré dans les figures qui suivent :

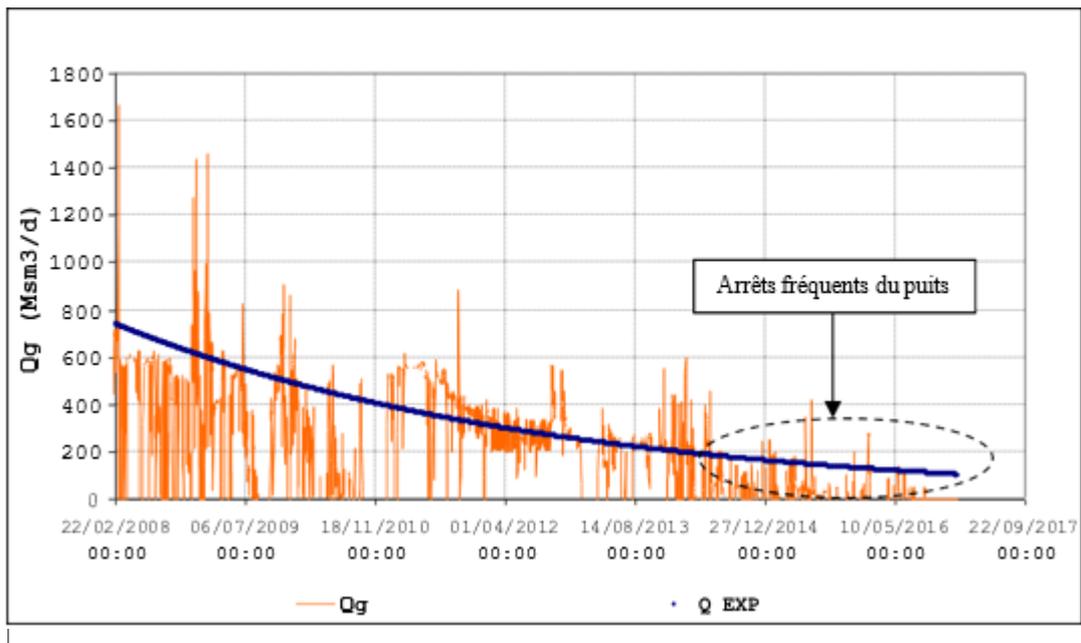


Figure 4.2 : Le déclin de production de TG 327.

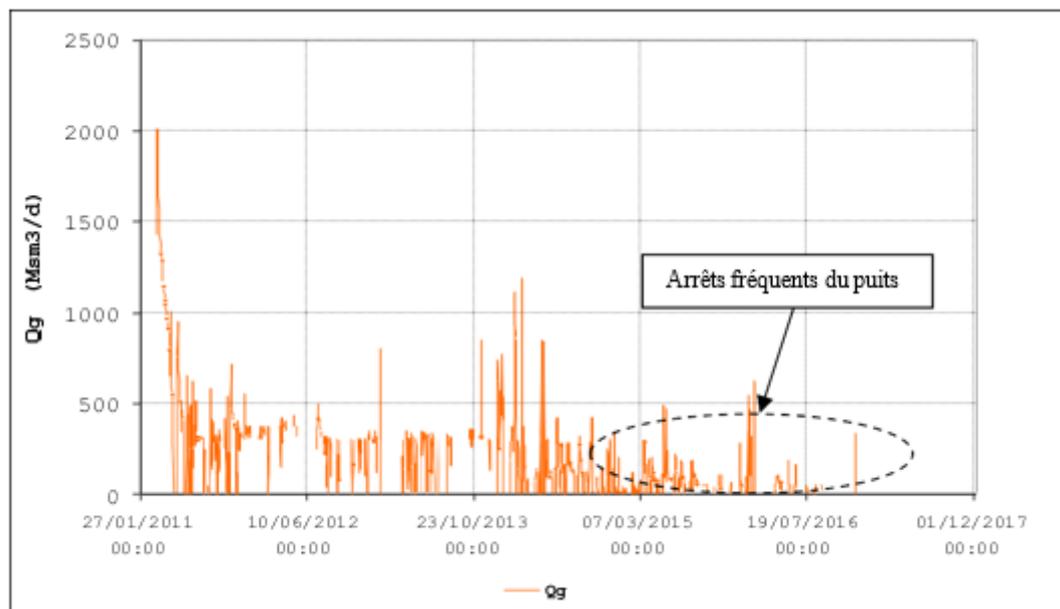


Figure 4.3 : Le déclin de la production de TG 352.

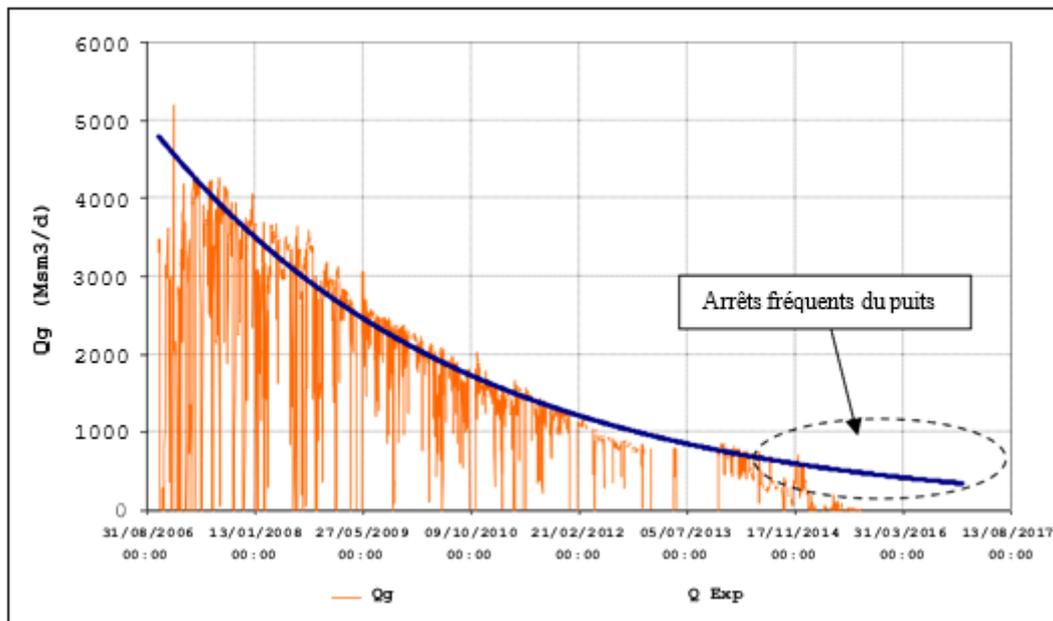


Figure 4.4 : Le déclin de la production de TG 02 Bis.

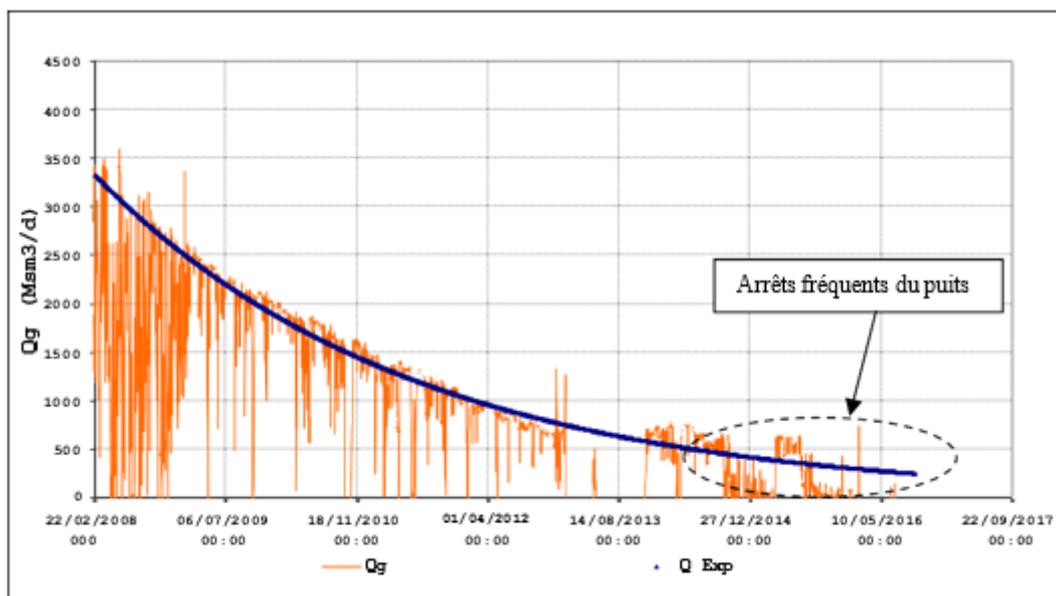


Figure 4.5 : Le déclin de la production de TG 04 Bis.

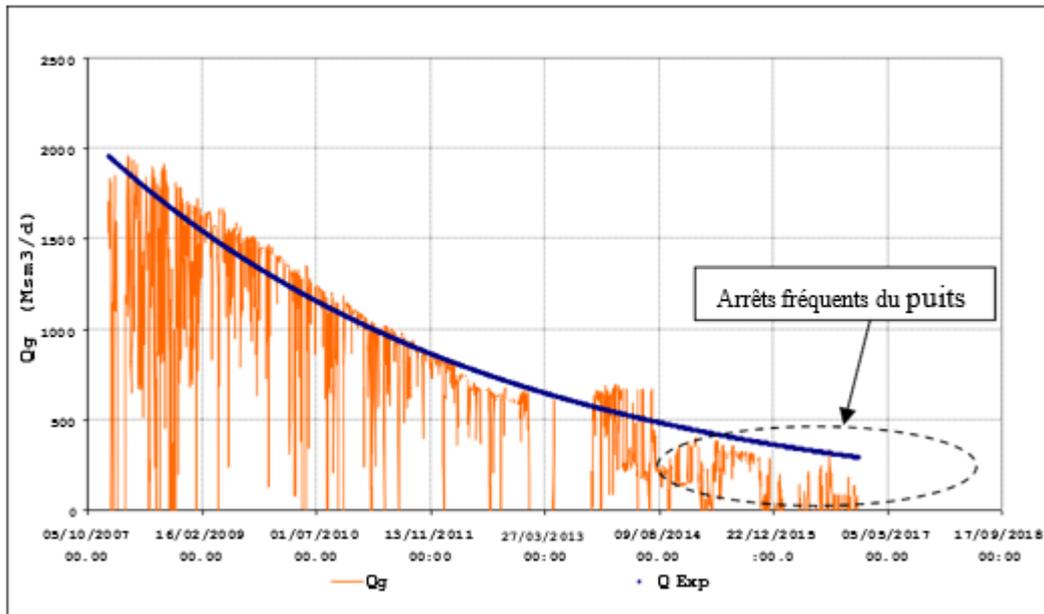


Figure 4.6 : Le déclin de la production de TG 306 bis.

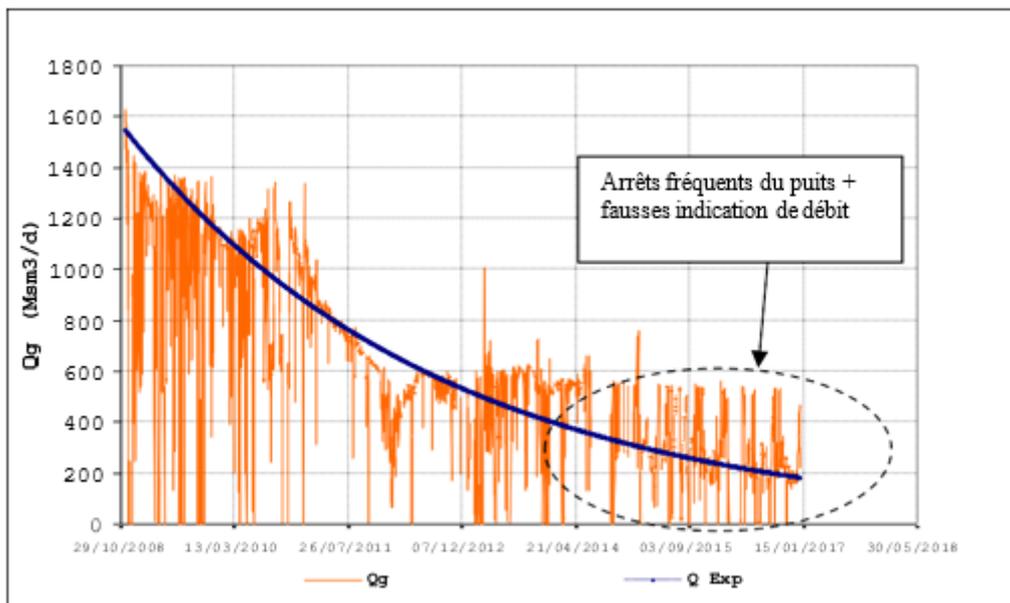


Figure 4.7 : Le déclin de la production de TG 331.

Lorsque ces puits ont commencé à montrer des arrêts qui sont due aux problèmes de liquide, le problème est résolu en arrêtant ces puits pour permettre à la pression du fond de remonter puis en les relançant en production.

Ces puits sont en service jusqu'à ce que l'accumulation de liquide se produise de nouveau et réduit la vitesse d'écoulement de gaz. Mais avec le temps, il s'est avéré que la durée de mise en production est devenue très courte, donc ces puits sont torchés pour quelques heures après chaque fermeture pour éliminer le maximum de liquide vers torche. Cette méthode a amélioré un peu la production jusqu'à ce que la pression de réservoir est devenue incapable de soulever le liquide même après torchage d'où la fermeture de quelques puits tel que TG2bis, TG4bis en attente de démarrage de l'unité de compression.

4.3 Mesure du gradient de pression dans les puits :

La mesure du gradient de pression a été faite avec le slick line par la descente des gauges à des stations bien précises après l'arrêt de chaque puits, pour déterminer l'existence ou non du liquide. Les graphes des pressions en fonction des profondeurs de chaque puits affecter le problème est présentés dans l'annexe

4.4 Les causes principales des arrêts des puits par l'accumulation de liquide :

Les facteurs les plus importants causant des chargements de liquides dans les puits ainsi que leurs arrêts fréquents sont principalement :

- **La dimension du tubing de production :** Tous les puits cités précédemment sont complétés avec un tubing de production de diamètre 7". Cela augmente considérablement de débit de production par conséquent la déplétion du réservoir et un déclin rapide du débit pour atteindre une valeur critique ou le liquide se condense et s'accumule au fond du puits.
- **Ouverture des chokes valves des puits :** L'optimisation des chokes valve de production durant la vie d'un puits est un facteur très important pour préserver le puits et la pression de réservoir. La plupart du temps, les choke valves des puits cités avant sont ouvertes à leur maximum ce qui a contribué à une déplétion accélérée et une chute rapide de la pression de réservoir et de débit de production.

4.5 L'impact du chargement de liquide et des arrêts des puits :

L'écoulement de gaz avec une très faible vitesse ou l'arrêt d'un puits pose un problème d'intégrité sur le réseau de collecte du fait que l'inhibiteur de corrosion n'est pas transporté de longue de pipe pour assurer le filming et la protection contre la corrosion. Cela est observé dans les puits cités avant et spécialement dans le TG2bis qui a montré une augmentation considérable de la vitesse de corrosion comme il montré ci-dessous :

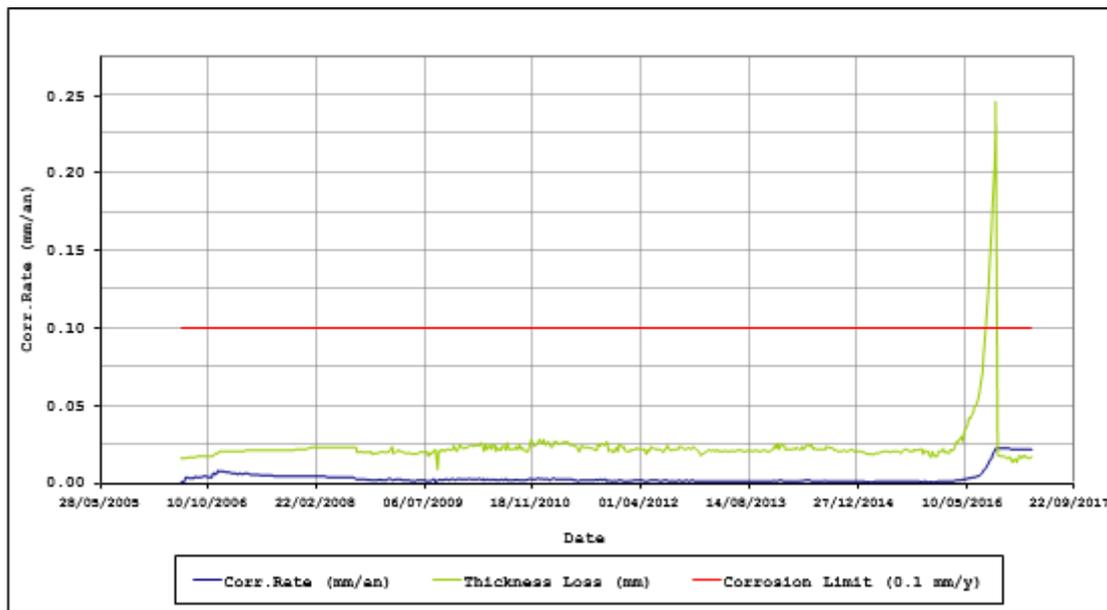


Figure 4.8 : L'impact des arrêts de TG2 bis sur la corrosion de la flowline

4.6 Etude de la performance des puits :

La performance des puits et le problème de chargement de liquide au fond des puits peuvent être étudiés en utilisant le critère de Turner avant et après le démarrage de l'unité de compression. De l'autre part, en se basant sur l'analyse nodale. Pour cela on a utilisé le logiciel PROSPER (**PRO**duction and **SYS**tems **PER**formance) pour étudier la performance des puits en analysant des courbes Inflow - Outflow non seulement pour optimiser la production mais aussi pour savoir ou prévenir un problème de liquide dans le puits. On outre, le critère de Turner est intégré dans le logiciel Prosper.

4.6.1 L'Effet du diamètre de tubing sur le débit critique :

En utilisant le critère de Turner cité dans le chapitre 3, et en considérant que la phase liquide est de condensat, l'effet de variation de diamètre de tubing avec différente pression sur le débit est représenté comme suit :

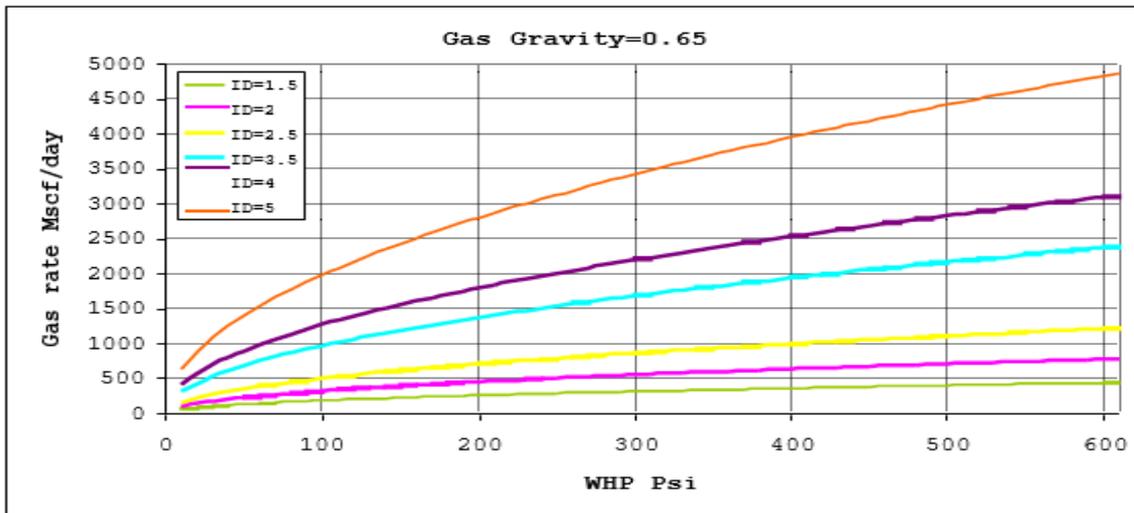


Figure 4.9 : L'effet du diamètre et de la pression sur le débit critique.

- Le débit critique augmente avec l'augmentation de diamètre de tubing de production du fait qu'il nécessite plus de gaz pour soulever le liquide.
- Le débit critique est proportionnel à la pression de tête de puits, quand le gaz brut est plus comprimé, le débit critique est plus élevé.
- Pour des diamètres très petits (ID=1.5" à 2"), la variation de la pression n'affecte pas beaucoup le débit critique comparant aux tubings de diamètres relativement important.

4.6.2 L'Effet de densité sur le débit critique :

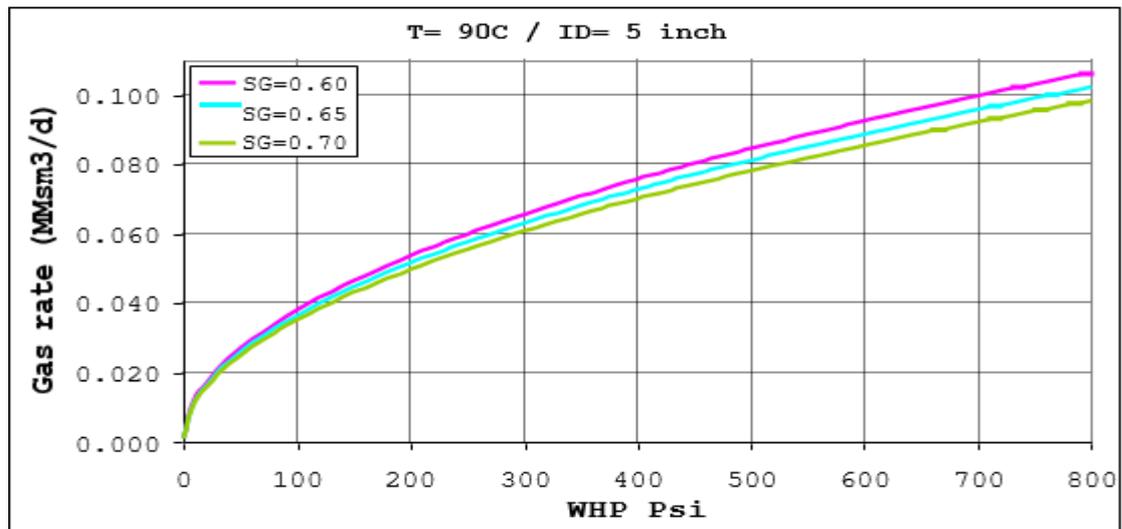
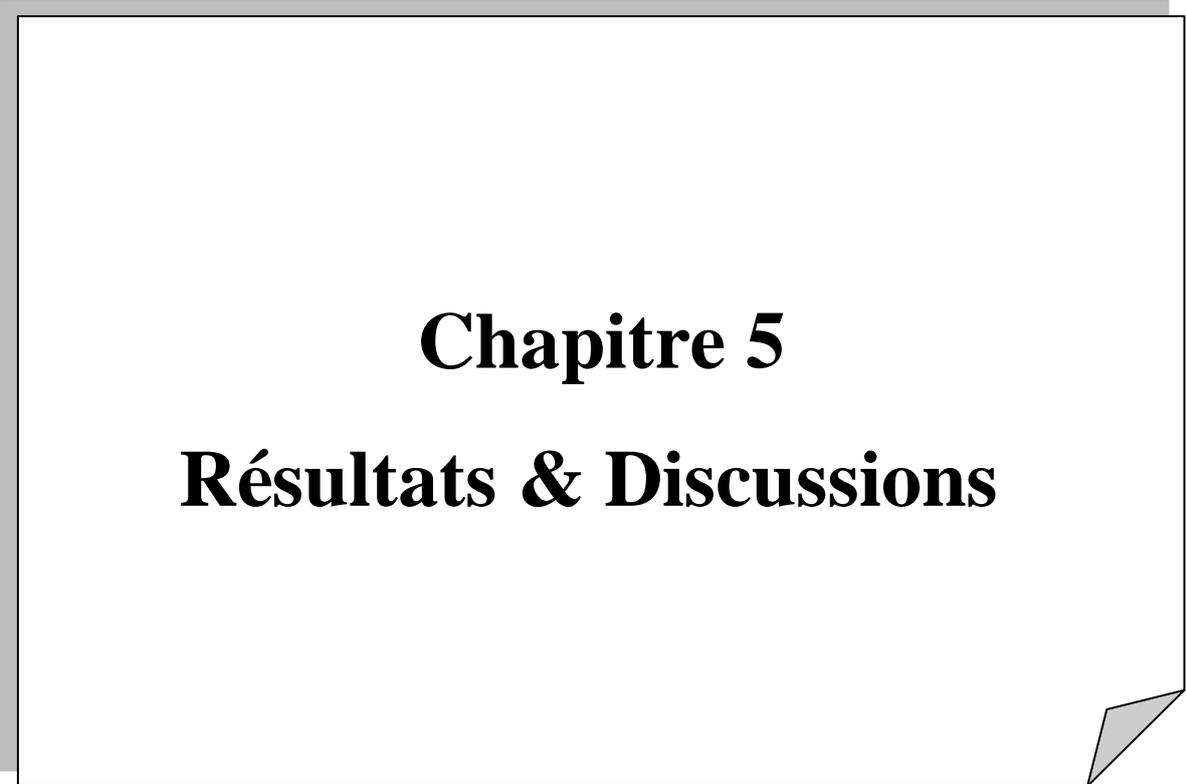


Figure 4.10 L'effet de la densité de gaz sur le débit critique.

A partir de la figure 4.10 on remarque que le débit critique est inversement proportionnel à la densité de gaz. Cela est expliqué par le fait que quand le gaz est plus léger, et pour la même quantité de liquide, le volume de gaz nécessaire pour faire soulever le liquide augmente.



Chapitre 5
Résultats & Discussions

5.1 Calcul des débits critique des puits :

5.1.1 Calcul des débits critiques avant la compression :

Dans ce qui suit, on va calculer les débits critiques avec le critère de Turner pour tous les puits de champs de Tiguentourine en utilisant les données avant le démarrage de l'unité de compresseur. On va utiliser une densité moyenne de 0.72 g/cm^3 ce qui est équivalent à 45 pound/scf. La tension superficielle est de 20 dyne/cm.

La pression moyenne en tête des puits du le champ de Tiguentourine est d'environ 75 bars.

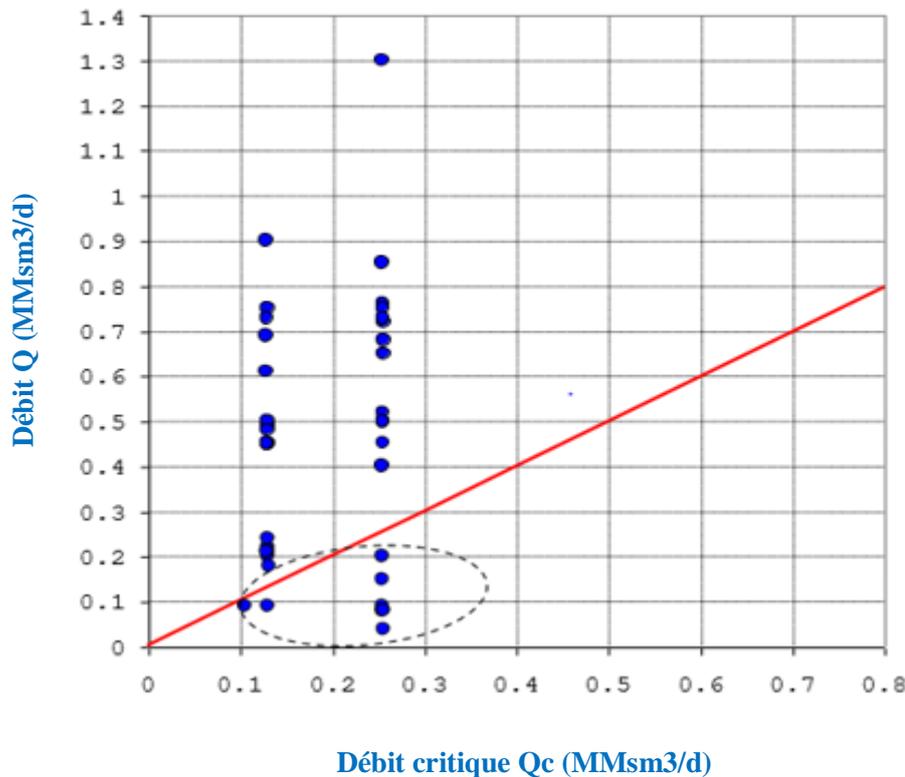


Figure 5.1 : les débits critiques des puits selon le critère de Turner.

L'application du critère de Turner va nous permettre de sélectionner les puits qui ont un problème de chargement de liquide. Selon les calculs, ces puits sont : TG2bis, TG4bis, TG306bis, TG331, TG352 et TG327. Tout comme ces derniers puits, on ajoute aussi le TG314bis, TG351, TG333 et le TG7bis qui ont commencé à avoir des problèmes de production de gaz. Ces puits ont aussi montré un comportement de débit irrégulier à mesure que la pression du réservoir continue de diminuer. En comparant les données des puits sur terrain avec les calculs de débits critique, on remarque que le model de Turner est applicable pour ce champ.

5.1.2 Calcul des débits critiques des puits après la compression :

Le calcul des débits critiques des puits après le démarrage de compression est fait en utilisant le même model « Turner » et en supposant une pression moyenne de 45 bars en tête de puits

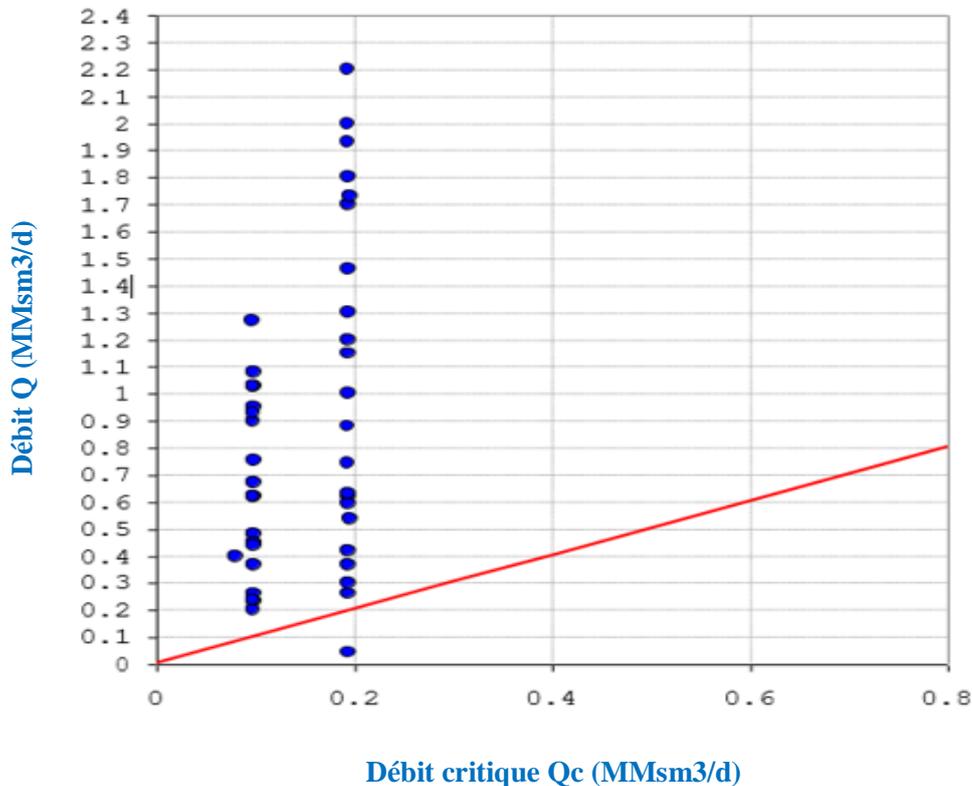


Figure 5.2 : les débits critiques après la compression selon le critère de Turner.

En analysant les plots des débits critiques avant et après le démarrage de compression, le débit de la plupart des puits est augmenté et dépassé le débit critique. On constate que l'unité de compression a permis d'éliminer le problème de chargement de liquide dans la majorité des puits. L'abaissement de la pression des têtes de puits a permis de d'augmenter la vitesse d'écoulement de gaz d'où l'élimination du problème.

5.2 Utilisation de l'analyse nodale pour le calcul de la performance des puits

Le problème de la charge de liquide peut également être déterminé par analyse nodale, pour notre étude les corrélations utilisées pour les calculs sont :

- Modèle C et n pour l'inflow
- Petroleum Expert 2 pour le calcul de l'outflow.

5.2.1 Résultats de l'installation de compression au niveau de l'entrée du CPF :

La courbe IPR en couleur vert décrit l'écoulement du fluide entre la formation et le fond de puits et la courbe en couleur rouge décrit l'écoulement du fluide entre le fond de puits et la surface traverse la complétion de puits.

Les courbes VLP-IPR des puits avant et après le démarrage de compression : TG331, TG352, TG327, TG306bis, TG 04bis et le TG 02bis sont montrées dans les figures suivantes :

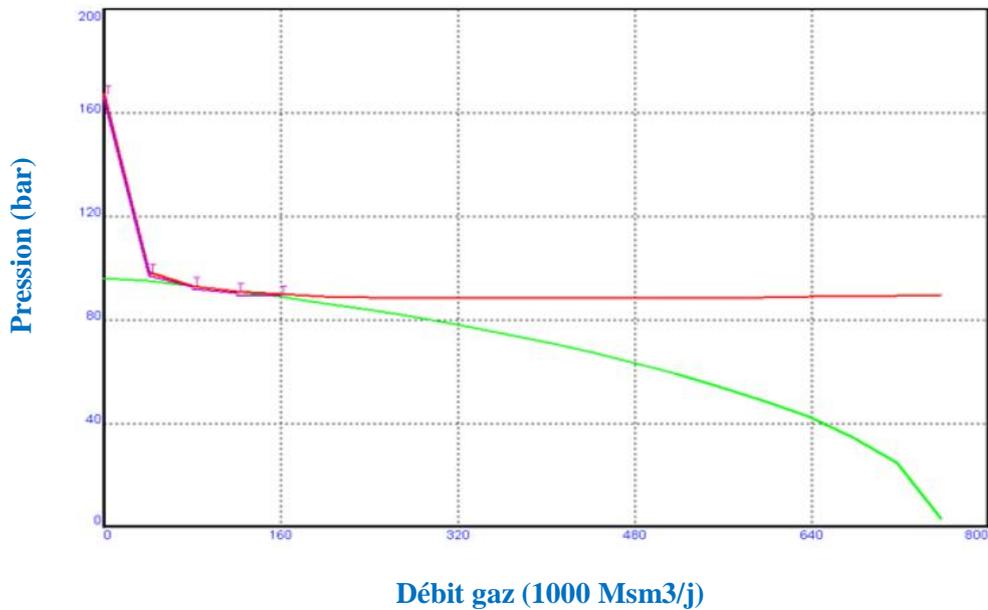


Figure 5.3 : les courbes VLP-IPR de **TG331** avant la compression.

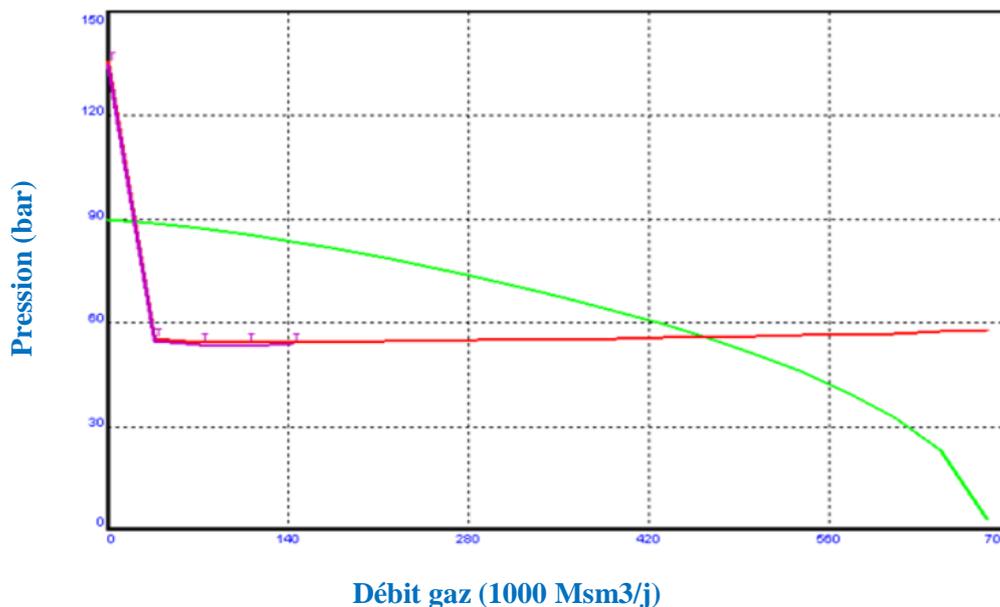


Figure 5.4 : les courbes VLP-IPR de **TG331** après la compression.

En analysant les courbes VLP-IPR de TG331, on remarque dans le courbe VLB-IPR avant la compression le point de fonctionnement existe dans des conditions critiques selon le modèle de Turner, les courbes VLP-IPR après la compression il y a un 'amélioration de débit dans lequel le débit de puits est augmenté et dépassé le débit critique 0.08 Msm3/jour jusqu'à 0.46 Msm3/jour. C'est un résultat de l'abaissement de la pression de tête par effet de la compression et conséquence de la diminution de la pression de fond 90.6 Bar jusqu'à 55.77 Bar.

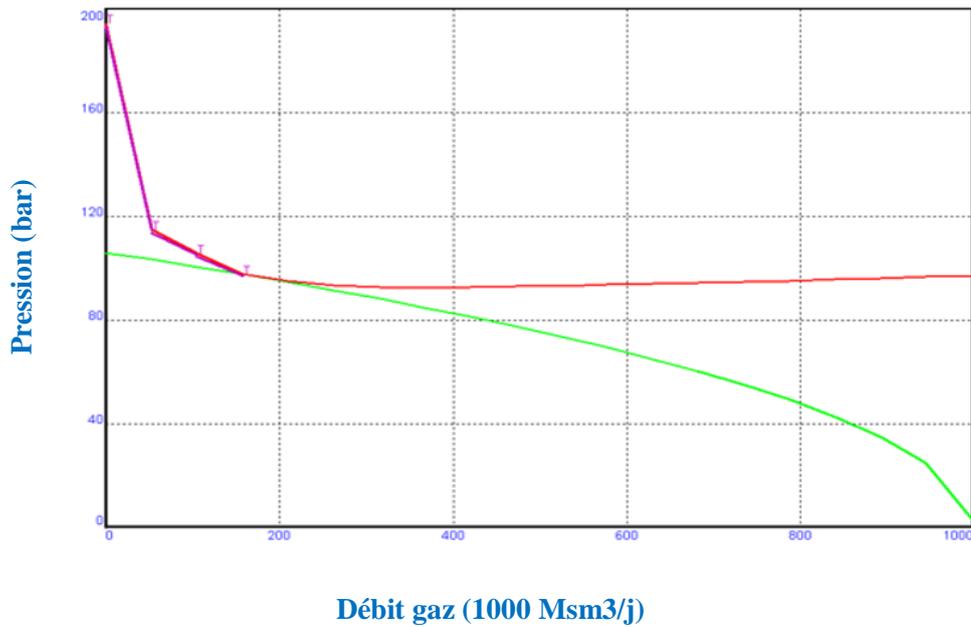


Figure 5.5 : les courbes VLP-IPR de **TG352** avant la compression.

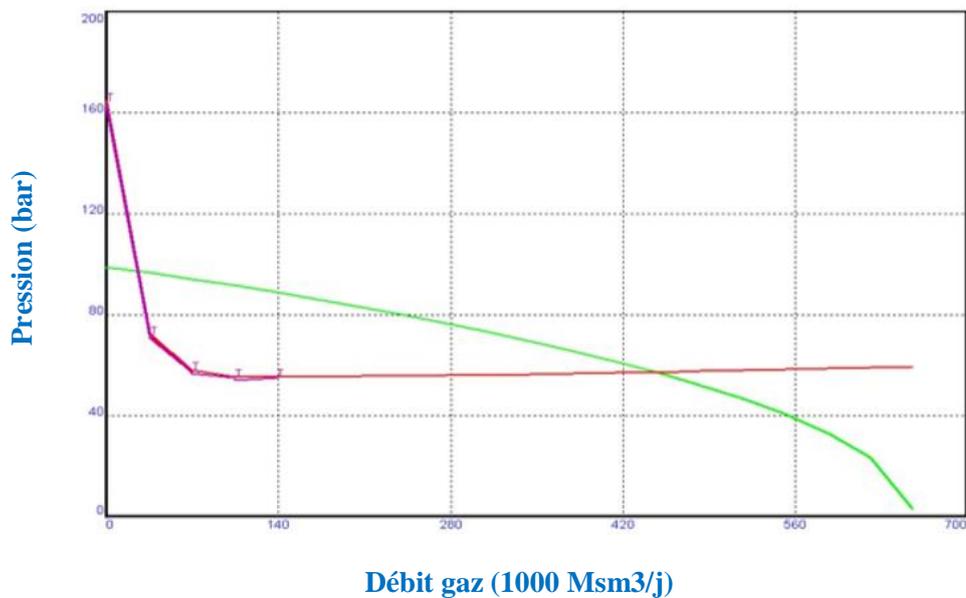


Figure 5.6 : les courbes VLP-IPR de **TG352** après la compression.

En analysant les courbes VLP-IPR de TG352, on remarque dans le courbe VLB-IPR avant la compression le point de fonctionnement existe dans des conditions critiques selon le modèle de Turner, les courbes VLP-IPR après la compression il y a un 'amélioration de débit dans lequel le débit de puits est augmenté et dépassé le débit critique 0.2 Msm3/jour jusqu'à 0.45 Msm3/jour. C'est un résultat de l'abaissement de la pression de tête par effet de la compression et conséquence de la diminution de la pression de fond 108 Bar jusqu'à 57.2 Bar.

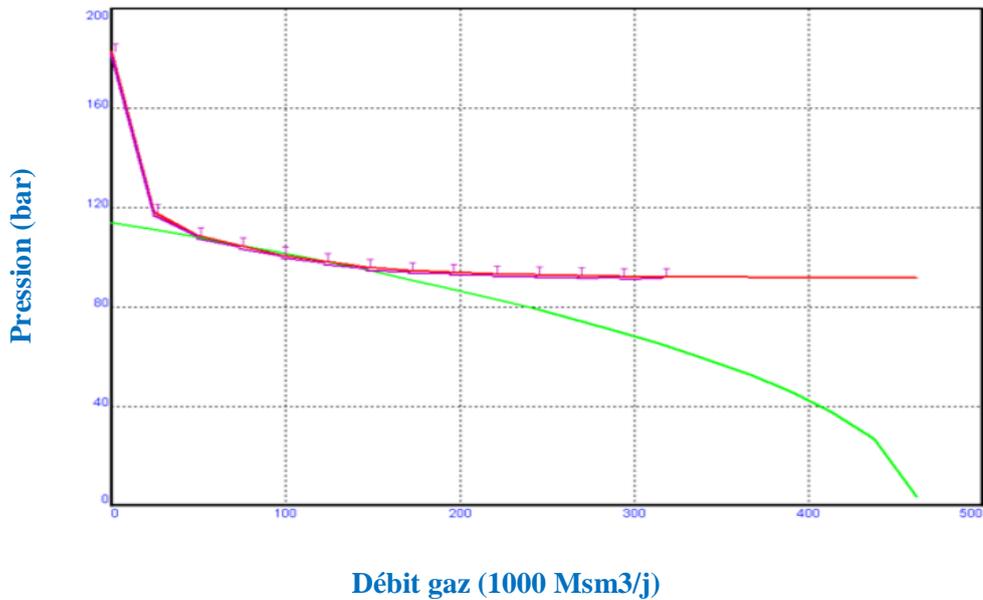


Figure 5.7 : les courbes VLP-IPR de **TG327** avant la compression.

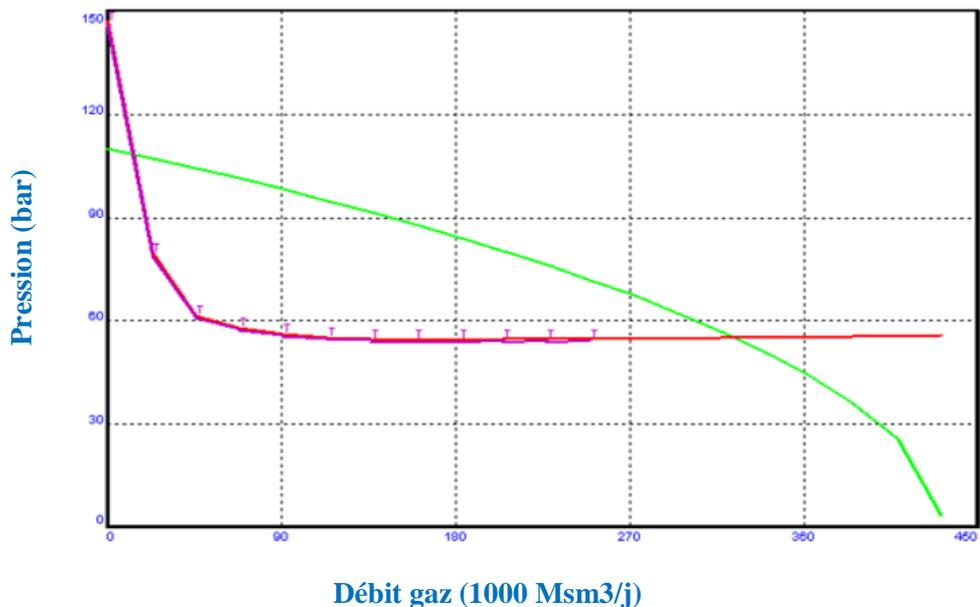


Figure 5.8 : les courbes VLP-IPR de **TG327** après la compression.

En analysant les courbes VLP-IPR de TG327, on remarque dans le courbe VLB-IPR avant la compression le point de fonctionnement existe dans des conditions critiques selon le modèle de Turner, les courbes VLP-IPR après la compression il y a un 'amélioration de débit dans lequel le débit de puits est augmenté et dépassé le débit critique 0.1 Msm3/jour jusqu'à 0.33 Msm3/jour. C'est un résultat de l'abaissement de la pression de tête par effet de la compression et conséquence de la diminution de la pression de fond 98.45 Bar jusqu'à 55.7 Bar.

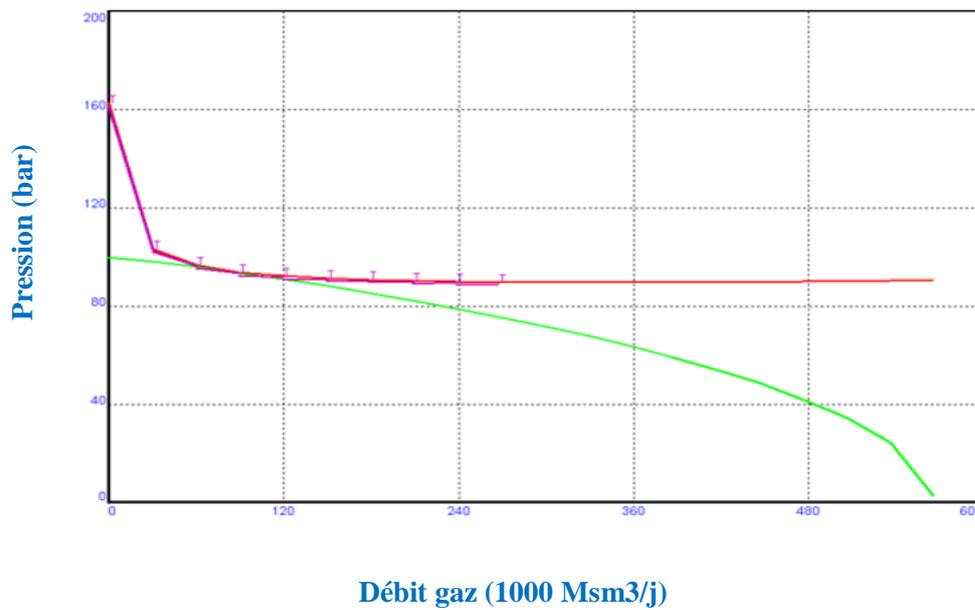


Figure 5.9 : les courbes VLP-IPR de **TG306 bis** avant la compression.

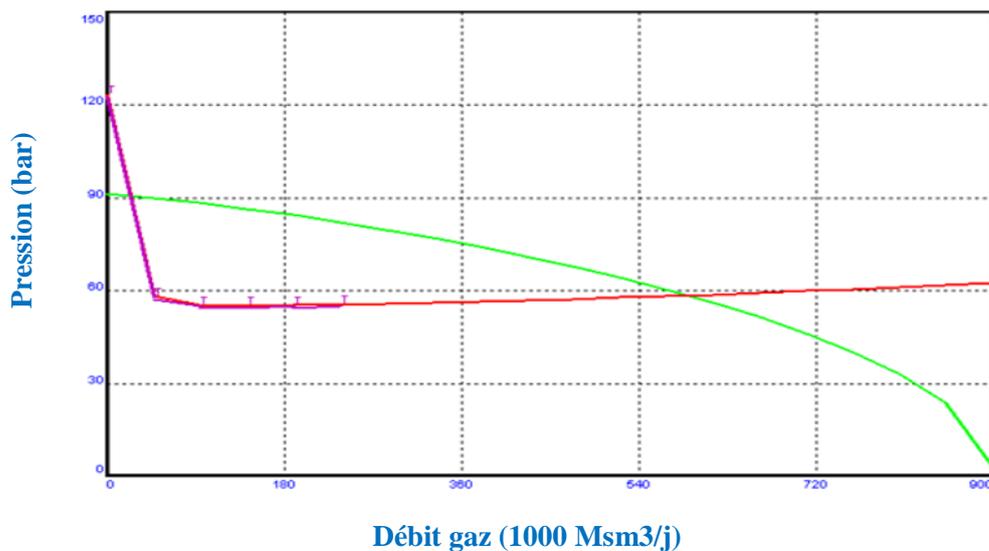


Figure 5.10 : les courbes VLP-IPR de **TG306 bis** après la compression.

En analysant les courbes VLP-IPR de TG306, on remarque dans le courbe VLB-IPR avant la compression le point de fonctionnement existe dans des conditions critiques selon le modèle de Turner, les courbes VLP-IPR après la compression il y a un 'amélioration de débit dans lequel le débit de puits est augmenté et dépassé le débit critique 0.096 Msm3/jour jusqu'à 0.58 Msm3/jour. C'est un résultat de l'abaissement de la pression de tête par effet de la compression et conséquence de la diminution de la pression de fond 89.5 Bar jusqu'à 54 Bar.

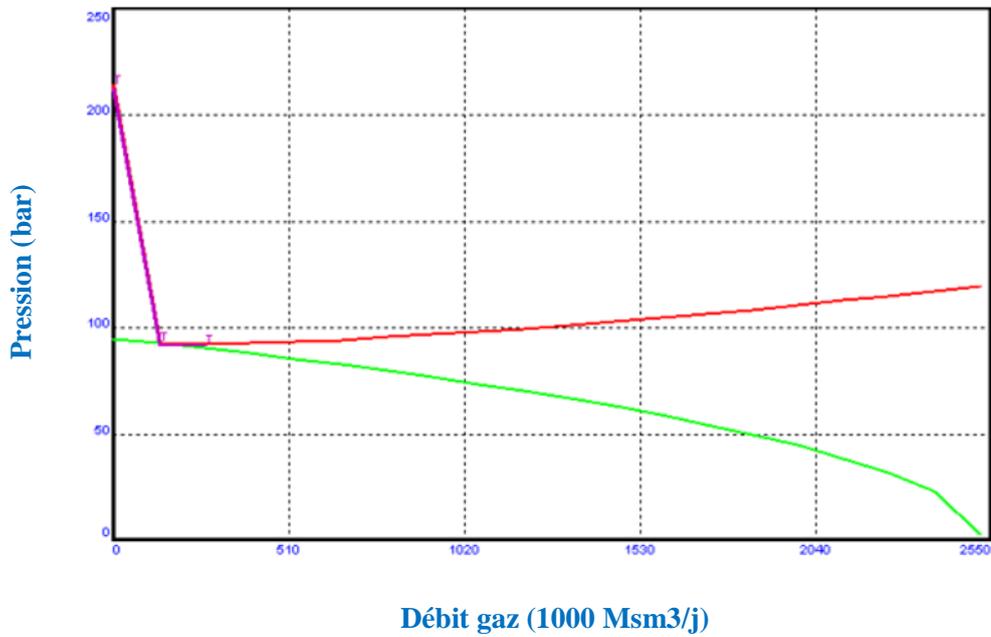


Figure 5.11 : les courbes VLP-IPR de TG 04bis avant la compression.

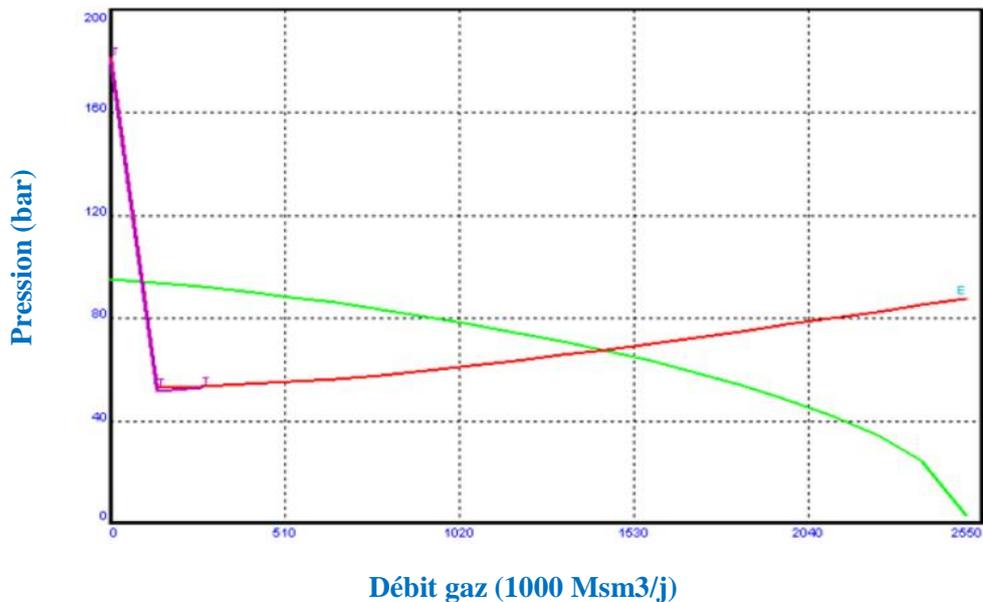


Figure 5.12 : les courbes VLP-IPR de TG 04bis après la compression.

En analysant les courbes VLP-IPR de TG 04bis, on remarque dans le courbe VLB-IPR avant la compression le point de fonctionnement existe dans des conditions critiques selon le modèle de Turner, les courbes VLP-IPR après la compression il y a un 'amélioration de débit dans lequel le débit de puits est augmenté et dépassé le débit critique 0.12 Msm3/jour jusqu'à 1.43 Msm3/jour. C'est un résultat de l'abaissement de la pression de tête par effet de la compression et conséquence de la diminution de la pression de fond 92 Bar jusqu'à 55 Bar.

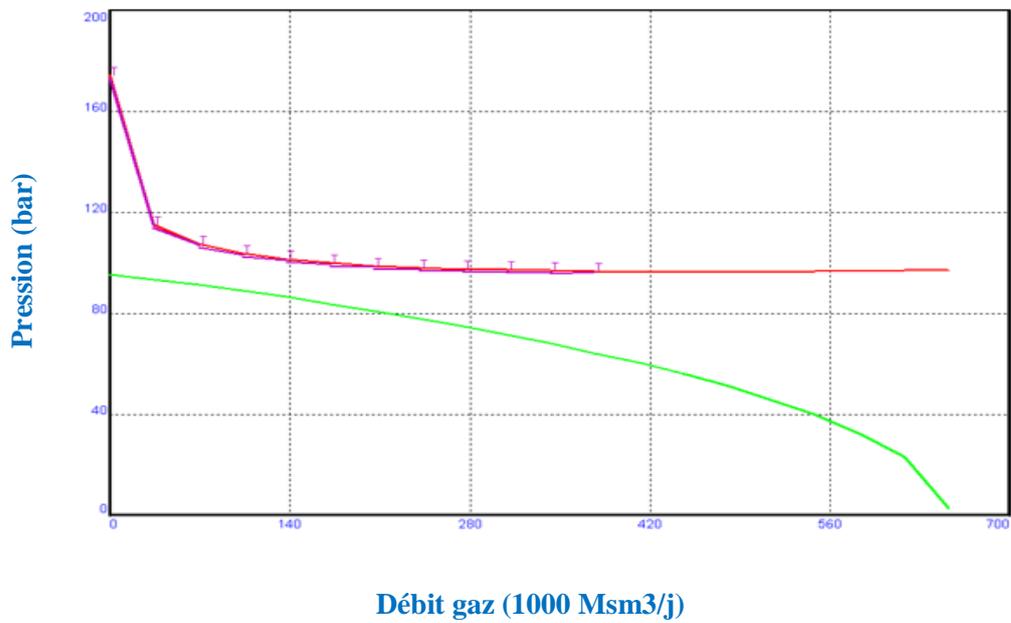


Figure 5.13 : les courbes VLP-IPR de TG 02bis avant la compression.

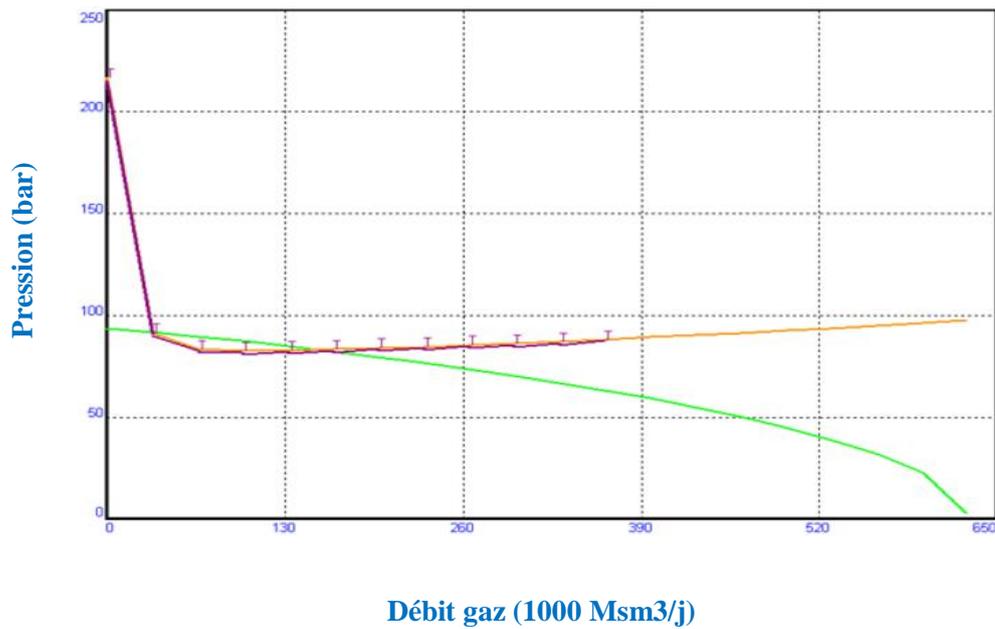


Figure 5.14 : les courbes VLP-IPR de TG 02bis après la compression.

En analysant les courbes VLP-IPR de TG 02bis, on remarque dans le courbe VLB-IPR avant la compression il n'y a pas de point de fonctionnement, les courbes VLP-IPR après la compression il n'y aucune amélioration de débit, la réduction de la pression de tête n'a pas

donné aucun effet sur le puits puisqu'il reste toujours dans des conditions instables avec un très faible débit.

5.2.2 Résulta de changement du diamètre de tubing :

Nous allons dans cette partie faire une variation de diamètre de tubing pour voir son effet sur la production ainsi que sur le phénomène d'accumulation de liquide sur le puits TG352, le résultat montré dans les figures suivantes :

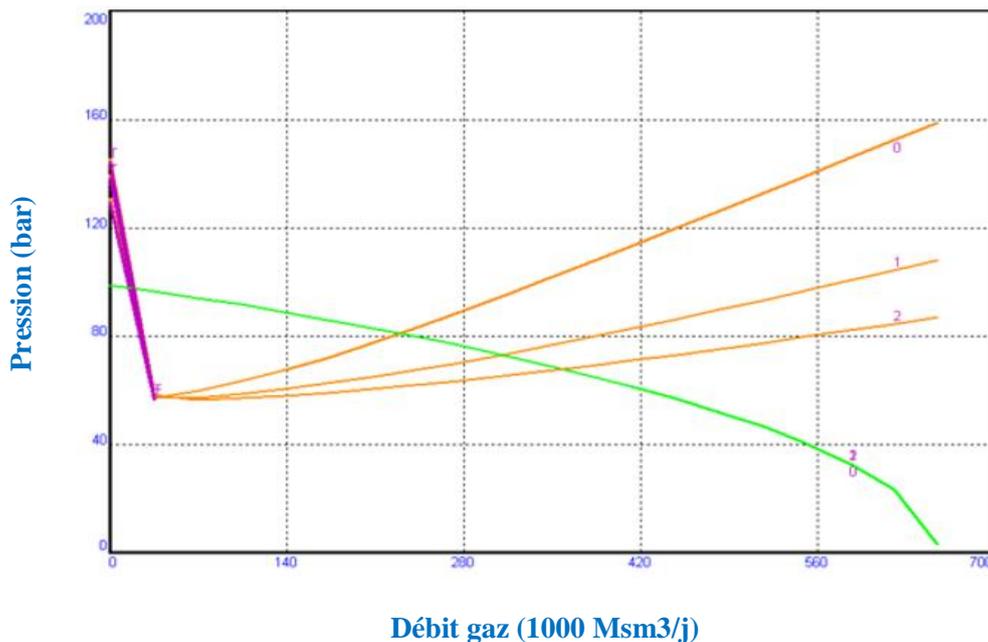


Figure 5.15 : Effet de changement de diamètre de tubing sur TG352.

Dans ce cas où le tube a été changé pour un diamètre faible, comme il est simulé ci-dessus, nous remarquons que nous pouvons facilement atteindre la vitesse d'écoulement critique en utilisant le potentiel du puits (Courbe 2) $D = 4$ ", par rapport $d = 3 \frac{1}{2}$ " et $D = 2 \frac{7}{8}$ ".

Le changement de diamètre augmente la vitesse et permet un écoulement stable, en évitant l'accumulation de liquide qui provoque la fermeture cyclique du puits et causer a des opérations d'intervention pour enlever les liquides, aussi la perte de production due à la fermeture du puits. Un diamètre faible peut diminuera l'écoulement et créera une friction élevée, mais parce que le puits restera ouvert avec un débit stable, le cumule de production sera élevée par rapport avant
Exemple : Un puits avec un grand diamètre et avec le problème d'accumulation des liquides peut couler pendant trois jours ou une semaine avec un débit élevé, puis se fermera dès que le liquide s'accumulera dans le puits, ce qui arrêtera le débit pendant quelques jours jusqu'à ce que l'opération de levage des liquides soit effectuée.

Le puits avec un diamètre plus petit, le puits coulera à faible débit mais avec un débit continu et stable, le phénomène d'accumulation de liquide ne sera pas existé qu'avant une grande diminution de pression de réservoir, par conséquent, la production cumulée pour une période d'un mois sera supérieure à celle du puits avec un grand diamètre.

5.2.3 Résulta de l'installation de compresseur au niveau TG 02bis :

Dans cette partie on va voir l'effet d'installation d'un compresseur au niveau de la tête de puits de TG-02bis avec une pression de pression d'aspiration minimale de 18 bars et une pression de refoulement est d'environ 45 bars. Voir la figure ci-dessous :

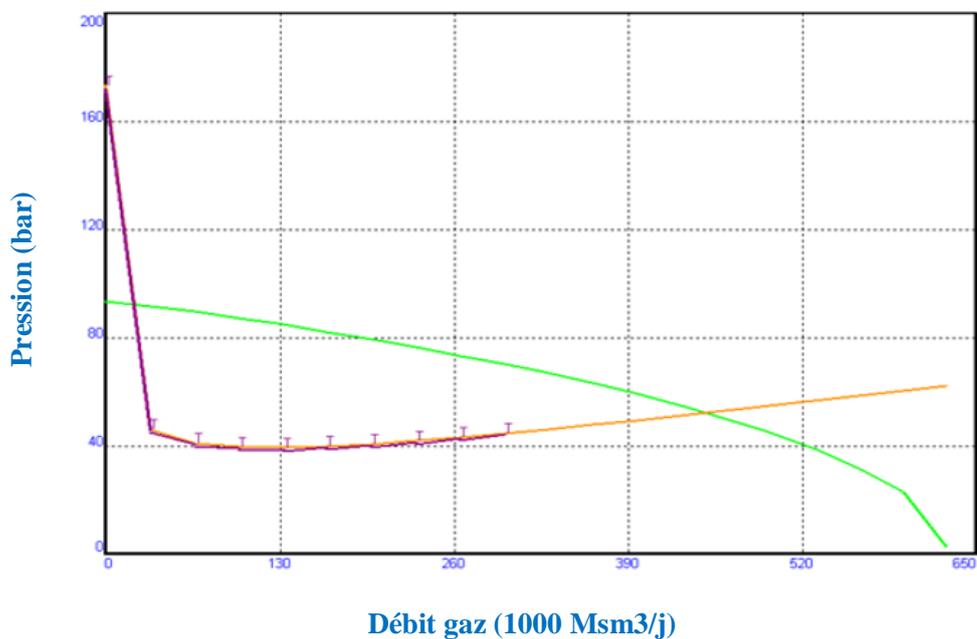


Figure 5.16 : Effet d'installation d'un compresseur au niveau de **TG02-bis**

Comme le montre l'analyse nodale dans la figure, l'abaissement de la pression jusqu'à 18 bars a permis au puits de débiter dans des conditions stables, il y a une amélioration de débit dans laquelle le débit de puits est augmenté et dépassé le débit critique 0.15 Msm3/jour jusqu'à 0.45 Msm3/jour.

Gain de production = $0.45 - 0.15 = 0.3$ Msm3/ jour.

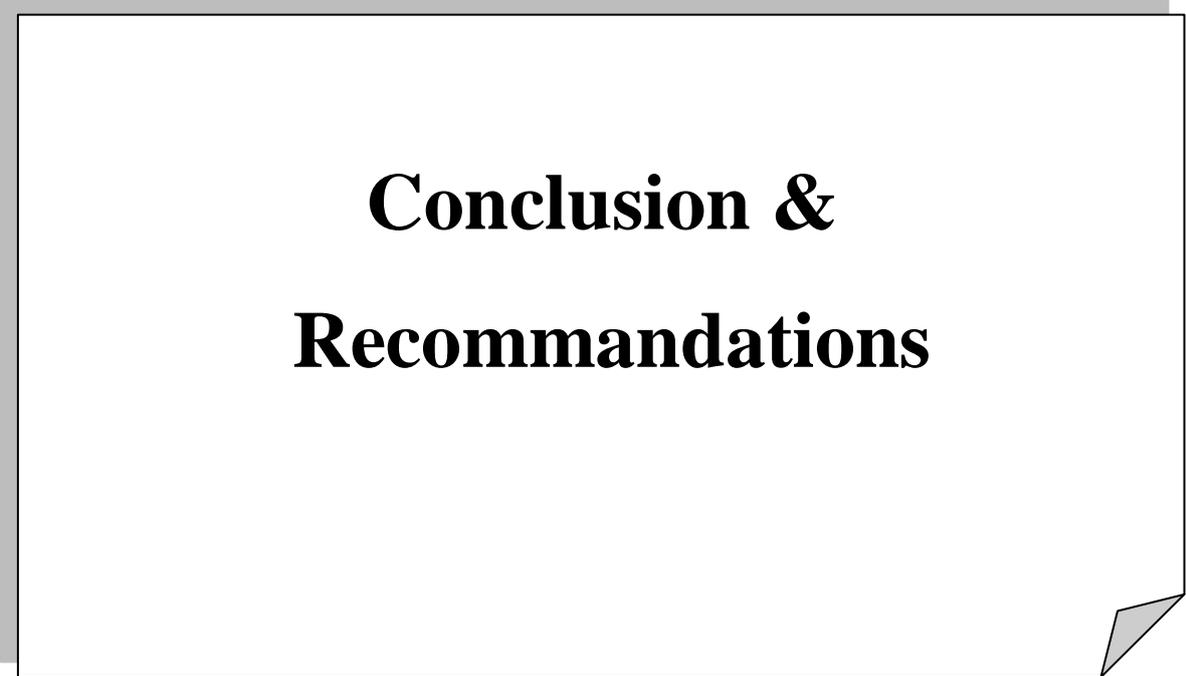
5.3 Conclusion :

L'abaissement de la pression de tête jusqu' à 45 bars par l'effet de l'installation de la compression c'est la solution efficace pour l'élimination de liquide au fonde des puits parce que les vitesses d'écoulements des puits sont dépassées la vitesse critique. Aussi une augmentation de production de 2.65 Msm³/ jours.

La réduction du diamètre de tubing pour le TG 352 a permis le puits de produire dans des conditions stables et d'éviter le phénomène d'accumulation de liquide.

Les tubings de 4" et le 3 ½" ont pratiquement la même limite de Turner alors que le tubing de 2 7/8" permis le puits de débiter largement loin de débit critique de Turner.

La réduction de la pression de tête puits de TG 02 bis jusqu'à 18 bars a permis la vitesse de gaz est dépassé la vitesse critique et évité le phénomène d'accumulation de liquide au fonde du puits.



**Conclusion &
Recommendations**

Conclusion & Recommandations

Conclusion :

Nous concluons de ce qui précède et comme on peut le voir dans l'analyse des courbes illustrées dans les figures précédentes quand il n'y a pas de point de fonctionnement entre les courbes IPR et VLP ou bien le point de fonctionnement existe dans des conditions critiques selon le modèle de Turner. Les valeurs de pression du fond des puits donnent des indications de chargement de liquide et les puits produisent dans des conditions instables.

Dans ce cas, la perte de pression totale est dominée par la colonne hydrostatique et le régime d'écoulement est typiquement bubble. Cela explique les arrêts fréquents de ces puits.

L'unité de compression a permis d'éliminer le problème de chargement de liquide dans la majorité des puits. L'abaissement de la pression des têtes de puits a permis d'augmenter la vitesse d'écoulement de gaz d'où l'élimination du problème.

Les courbes VLP-IPR de TG 04bis montrent que le puits débite dans des conditions stable ou l'écoulement est dominé par la perte de charge par frottement d'où on a une forme de la courbe qui se dirige vers le haut.

Pour le cas de TG331, TG327 et TG352, les courbes VLP-IPR montrent qu'il y a une amélioration de la production mais les puits produisent dans des conditions proches de l'instabilité. La compression est une solution relativement temporaire en fonction de l'énergie restante de la formation.

Pour le cas de TG 02bis, la réduction de la pression de tête n'a pas donné aucun effet sur le puits puisqu'il reste toujours dans des conditions instables avec un très faible débit. Le puits est toujours mis en production en alternance et avec dégorgeement sur torche. La dernière mesure de gradient de pression nous a révélé une grande quantité de liquide qui s'est accumulée au fond du puits. Le drain dévié ainsi que la partie horizontale du puits sont remplis d'eau ce qui rend le puits incapable de débiter même avec l'abaissement de la pression de tête jusqu'à 45 bar.

A partir de notre étude d'analyse du problème de la charge de liquide dans les puits avant et après le démarrage de l'unité de compression ainsi que des résultats de l'analyse nodale :

- Le phénomène d'accumulation de liquide est réellement lié à la vitesse d'écoulement de gaz.
- Le débit critique est proportionnel à la pression de tête et le diamètre de tubing et contrairement à la densité de gaz.
- La mesure de gradient de la pression au fond du puits est l'une des premières

Conclusion & Recommandations

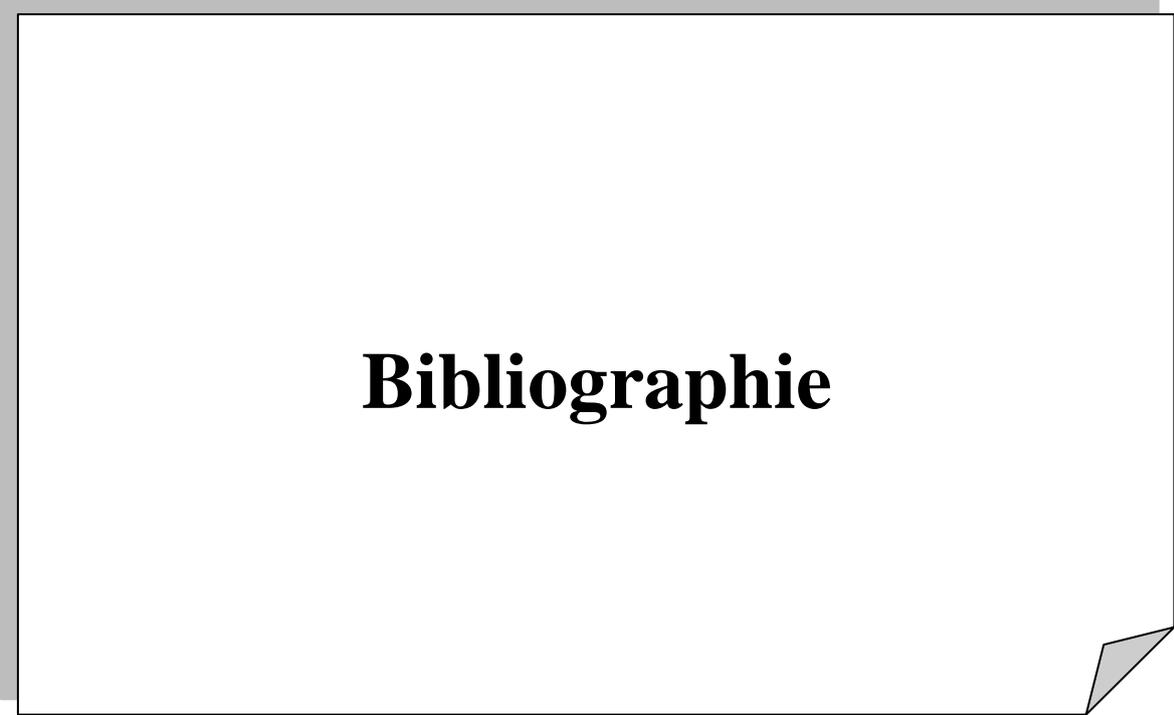
mesures à prendre dès l'apparition des premiers signes de chargement de liquide pour confirmer l'accumulation de liquide au fond du puits. Il est très essentiel de voir si les liquides des accumulés ont inondé l'intervalle de production.

- Dans notre étude, le modèle de Turner pour la détermination des débits nous a permis de bien expliquer le comportement des puits à Tiguentourine.
- L'analyse nodale est un outil important pour l'analyse de phénomène d'accumulation de liquide.
- Le démarrage de la compression a permis non seulement d'augmenter la production, mais d'éviter les arrêts fréquents des puits causés par le problème de chargement de liquide sauf pour le TG 02bis où on a la partie horizontale du drain inondée d'eau. La meilleure solution l'installation de compresseur au niveau de la tête de puits.

Conclusion & Recommandations

Recommandations :

- Il est important de faire une bonne analyse du problème afin de choisir la méthode la plus convenable pour la prévention du chargement de liquide dans les puits.
- Il faut voir la possibilité d'installer un compresseur au niveau de TG-2bis pour restaurer la production et éliminer le problème de liquide. On note aussi que cette méthode est la meilleure alternative pour augmenter le taux de récupération de gaz.
- L'installation de velocity string de 2 7/8" par le coiled tubing juste au-dessous de la TRSSCV dans les puits suivants : TG331, TG327, TG352 et le TG306bis présente une solution pour éviter le problème d'accumulation de liquide.
- Pour faire une étude approfondie sur ce phénomène, il est important d'avoir les données nécessaires du réservoir pour savoir l'impact d'accumulation de liquide sur la perméabilité relative de gaz.



Bibliographie

Bibliographie

- [1] – "An alternative to Turner for modelling liquid unloading ". *Matt Dunning-BP Southern North Sea. September 2008*
- [2] –" Critical Velocity/ Nodal Stability/Gas Well Predictions". *F Lea, Lynn Rowlan, Charlie Reed. 25-26 September 2007.*
- [3] –"Resolving discrepancies in predicting critical rates in low pressure Stripper Gas Wells". *TEDDY Oetama. October 2006.*
- [4] –"Evaluating the Effects of Flow Conditions on Liquid Loading in a GasWell Of a Maturing Gas Field". *Izawa, N.C, Udie, A.I C.1 and Orimakidike C.C.1*
- [5] – **Petroleum Engineering Department, Federal University of Technology, Nigeria.**
- [6] – "Selection of Artificial Lift Systems for Deliquefying Gas Wells Prepared by Artificial Lift ". *Guidelines & Recommended Practices.*
- [7] – "Decision Matrix for liquid loading in gas wells for OST/Benefit Analysis Of lifting options". *A Thesis by HAN-YOUNG PARK. Article September 2009.*
- [8] – "Designing Coiled Tubing Velocity Strings". *Subject Matter Authority: Bharath Rao. April 9, 1999.*
- [9] – "Overview of solutions to prevent liquid loading problems in gas wells". *A Thesis by ÖZMEN BİNLİ. December 2009.*
- [10] – "Oil and Natural Gas Sector - Liquids Unloading Processes". *U.S. EPA Office Of Air Quality Planning and Standards (OAQPS) 23 September 2015.*
- [11] – **In Amenas Weak wells flow lines integrity report 09-2022.**
- [12] – **In Amenas Static Pressure Survey Results –March 2022.**
- [13] – **Overview of the In Amenas Field-2023**
- [14] – **Base des données JVGAS In Amenas Mars 2023**

Annexes

Annexes

Annexe A :

A.1 Mesure du gradient de pression :

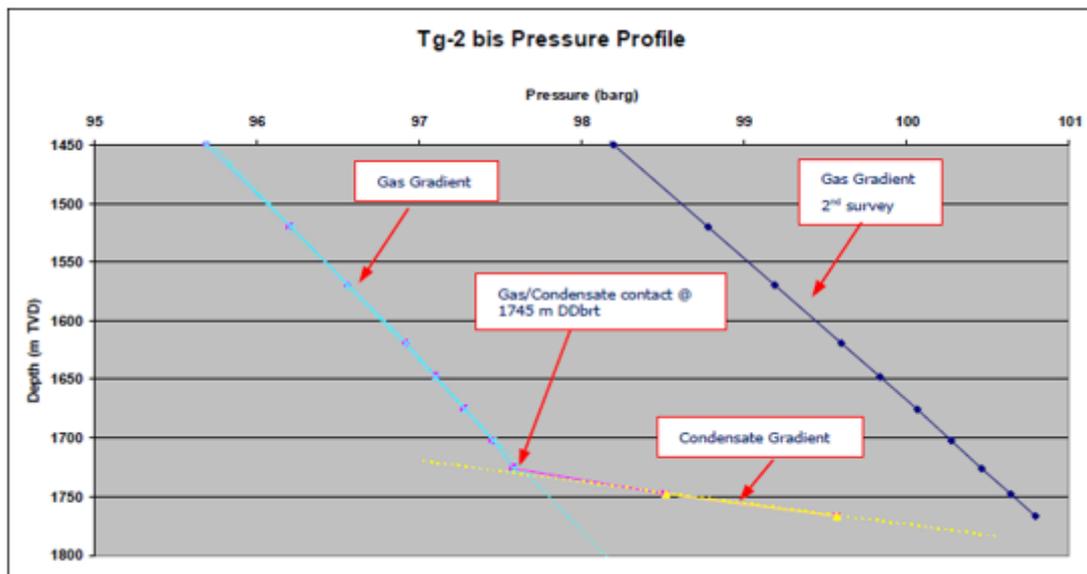


Figure A.1 : Mesure du gradient de pression dans TG 02bis avant Boosting

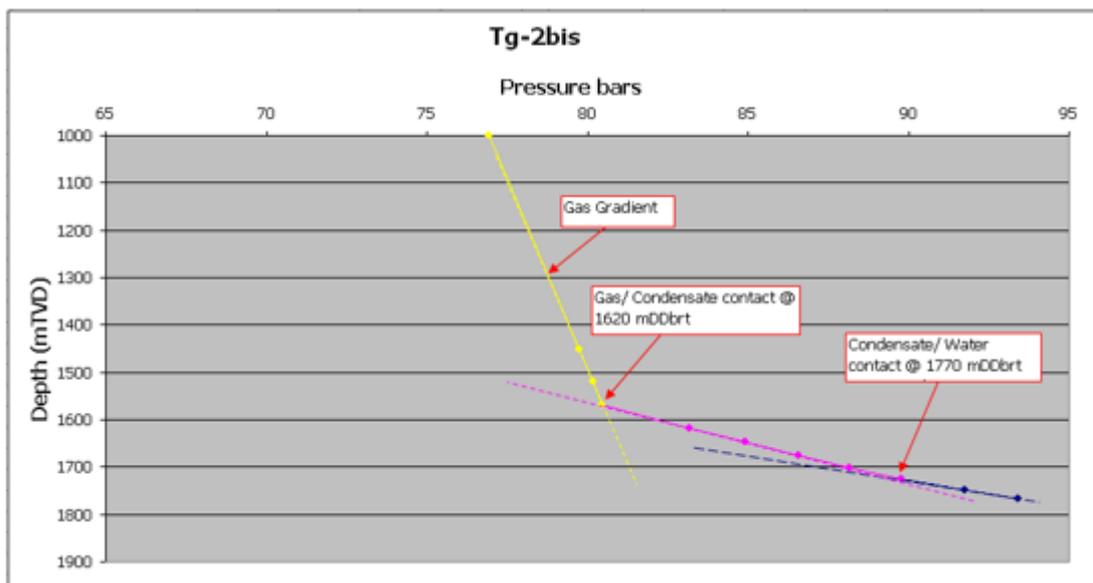


Figure A.2 : Mesure du gradient de pression dans TG 02bis après Boosting

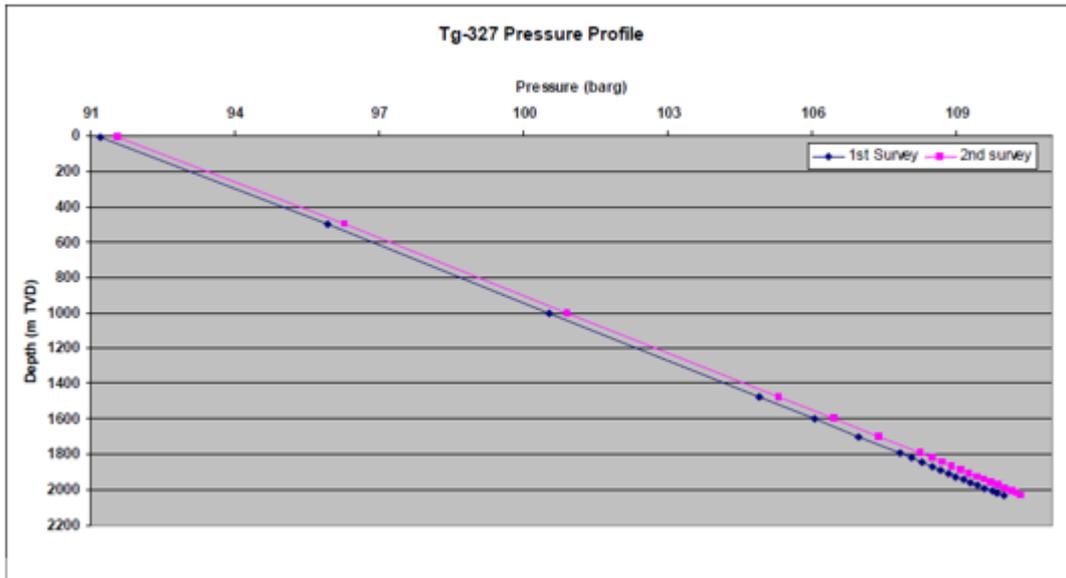


Figure A.3 : Mesure du gradient de pression dans TG327.

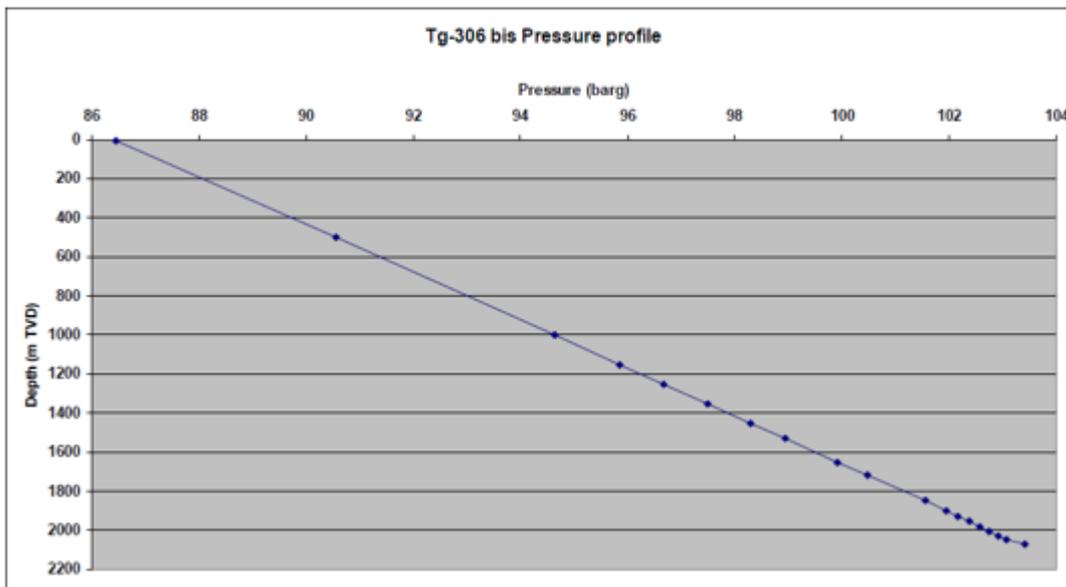


Figure A.4 : Mesure du gradient de pression dans TG306bis.

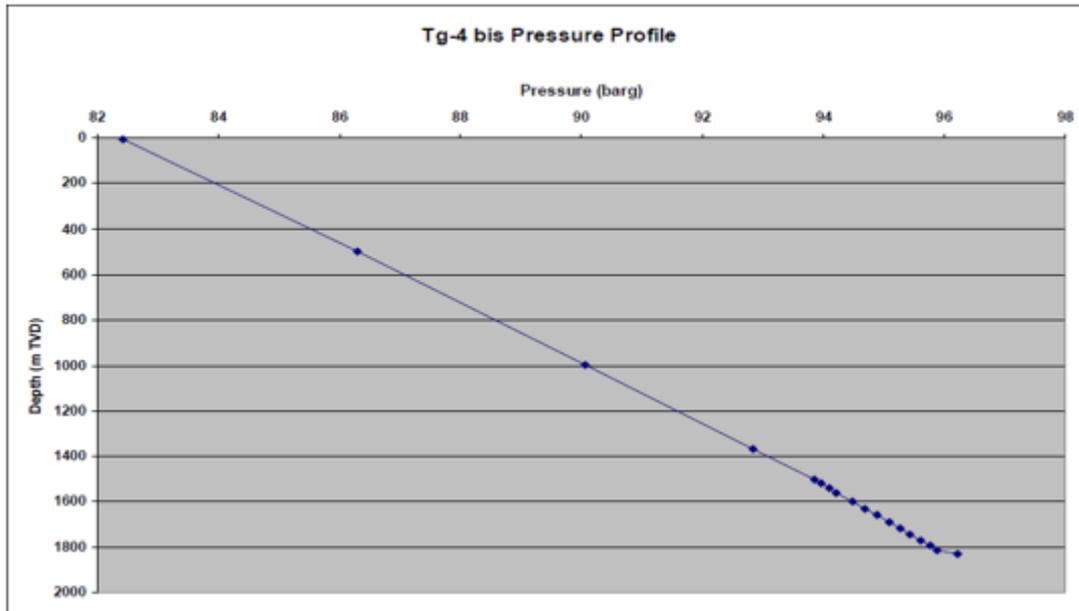


Figure A.5 : Mesure du gradient de pression dans **TG4bis**.

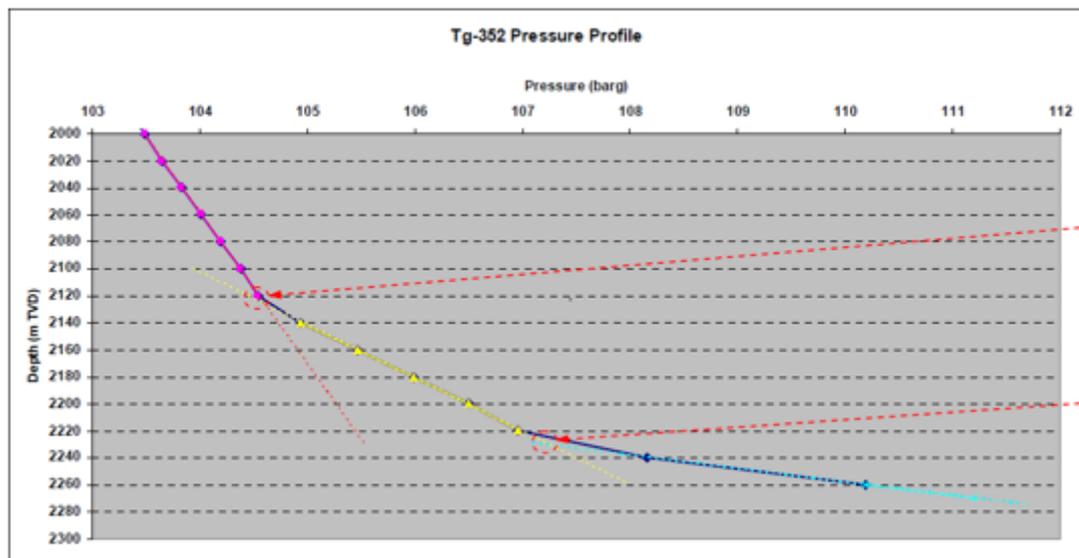


Figure A.6 : Mesure du gradient de pression dans **TG352**

Annexe B :

B.1 Calcul des débits critiques des puits avant la compression :

MF	Puits	Diamètre de tubing (inch)	Débit (MMsm ³ /day)	Débit critique selon Turner (MMsm ³ /jour)
1	Tg-315bis	7	0.760	0.2550
	Tg- 326bis z	7	0.750	0.2550
	Tg-308	5	0.450	0.1301
	Tg-07 bis	7	0.150	0.2550
	Tg-331	5	0.100	0.1301
	Tg-333	7	0.200	0.2550
	Tg-353	7	0.850	0.2550
	Tg-373	5	0.220	0.1301
2	Tg-317 bis	5	0.490	0.1301
	Tg-305 bis z	7	0.500	0.2550
	Tg-327	7	0.080	0.2550
	Tg-328bis z	5	0.200	0.1301
	Tg-352	7	0.080	0.2550
	Tg-351	7	0.090	0.2550
	Tg-314bis	4-1/2"	0.090	0.1054
	Tg-374	5	0.240	0.1301
3	Tg-312 bis	7	0.720	0.2562
	Tg-303 bis	5	0.180	0.1307
	Tg-306 bis	7	0.080	0.2562
	Tg-03 bis	7	0.650	0.2562
4	Tg-02bis	7	0.040	0.2562
	Tg-307ter	7	0.680	0.2562
	Tg-340	7	0.450	0.2562
	Tg-04bis	7	0.080	0.2562
5	Tg-332	7	0.520	0.2550
	Tg-329	7	1.300	0.2550
	Tg-335	5	0.500	0.1301
	Tg-323	5	0.750	0.1301
	Tg-343 y	7	0.400	0.2550
	Tg-347 z	7	0.500	0.2550
	Tg-358	7	0.730	0.2550
	Tg-338y	5	0.210	0.1301

Annexes

	Tg-357	7	0.200	0.2550
	Tg-329bis	5	0.480	0.1301
	Tg379	5	0.450	0.1301
6	Tg-319 bis y	5	0.900	0.1292
	Tg-336	5	0.210	0.1292
	Tg-368	5	0.690	0.1292
	Tg-365	5	0.730	0.1292
	Tg-342	5	0.610	0.1292
	Tg-376 z	5	0.450	0.1292

B.2 Calcul des débits critiques après la compression :

MF	Puits	Diamètre de Tubing (inch)	Débit (MMsm ³ /jour)	Débit critique selon Turner (MMsm ³ /jour)
1	Tg-315bis	7	2.00	0.1938
	Tg- 326bis z	7	1.70	0.1938
	Tg-308	5	1.08	0.0989
	Tg-07 bis	7	0.37	0.1938
	Tg-331	5	0.35	0.0989
	Tg-333	7	0.88	0.1938
	Tg-353	7	2.20	0.1938
	Tg-373	5	0.23	0.0989
2	Tg-317 bis	5	0.75	0.0989
	Tg-305 bis z	7	1.15	0.1938
	Tg-327	7	0.25	0.1938
	Tg-328bis z	5	0.62	0.0989
	Tg-352	7	0.32	0.1938
	Tg-351	7	0.62	0.1938
	Tg-314bis	4-1/2"	0.40	0.0801
	Tg-374	5	0.37	0.0989
3	Tg-312 bis	7	1.80	0.195
	Tg-303 bis	5	0.45	0.0995
	Tg-306 bis	7	0.46	0.195
	Tg-03 bis	7	0.57	0.195
4	Tg-02bis	7	0.04	0.195
	Tg-307ter	7	1.46	0.195
	Tg-340	7	1.30	0.195
	Tg-04bis	7	1.73	0.195
5	Tg-332	7	0.74	0.1938
	Tg-329	7	1.93	0.1938
	Tg-335	5	0.44	0.0989
	Tg-323	5	1.03	0.0989
	Tg-343 y	7	0.59	0.1938

Annexes

	Tg-347 z	7	0.63	0.1938
	Tg-358	7	1.20	0.1938
	Tg-338y	5	0.26	0.0989
	Tg-357	7	0.26	0.1938
	Tg-329bis	5	0.95	0.0989
	Tg379	5	0.67	0.0989
6	Tg-319 bis y	5	1.27	0.0983
	Tg-336	5	0.20	0.0983
	Tg-368	5	0.90	0.0983
	Tg-365	5	1.03	0.0983
	Tg-342	5	0.93	0.0983
	Tg-376 z	5	0.62	0.0983

