

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures et 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 professionnel.

Présenté Par :

LAGSIER Mohammed, BERRABAH Mohamed Elhadi

-THEME-

Simulation des problèmes de colmatage et liquid loading par l'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale dans le champ ELRAR

Soutenue le : 24 / 05 / 2016 devant la commission d'examen.

Jury:

Président: Mr. DADA Saada Univ.Ouargla

Rapporteur: Mr. ARBAOUI Ali Univ.Ouargla

Examineur: Mme. TEKHA Mebarka Univ.Ouargla

Sommaire

Remerciement

Dédicace

Liste des figures

Liste des tableaux

Symboles –Notation- Abréviations

Introduction générale.....01

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP ALRAR

I.1 Introduction.....02

I.2 Développement du champ ALRAR..... 03

I. 2.1 ALRAR est.....03

I. 2.2 ALRAR ouest..... 04

I. 3 Caractéristiques pétrophysique.....04

I. 4 Comportement des fluides 05

CHAPITRE II : LES ESSAIS DE PUIITS ET LES INTERPRETATIONS

II.1 Les essais de puits.....06

II.1.1 Principe des essais de puits06

II.1.2 Principaux objectifs des essais de puits06

II.1.3 Des données nécessaires pour l'analyse des essais.....06

II.1.4 Types d'essais07

II.2 Les méthodes d'interprétation.....	10
II.2.1 Procédure d'interprétation	10
II.2.2 Présentation des méthodes d'interprétation	10

CHAPITRE III : ANALYSE NODAL

III.1. Introduction	11
III.2 Concept de l'analyse nodale	12
III.3 Objectifs de l'analyse nodale	13
III.4 Procédure d'application de l'analyse nodale	14

CHAPITRE IV : PHENOMENE DE LIQUID LOADING

IV.1 Introduction.....	16
IV.2 Phenomene "liquid loading"	16
IV.2.1 Source des liquides	16
IV.3 Formations de liquide loading	17
IV.4 L'écoulement polyphasique.....	18

CHAPITRE V : PARTIE CALCUL

V.1 Présentation du logiciel d'interprétation.....	20
V.1.1 Introduction.....	20
V.1.2 But de l'utilisation du logiciel SAPHIR.....	21
V.1.3 L'utilisation du logiciel d'interprétation	21

V.2 Déroulement de l'interprétation sur les puits a gaz.....	22
V.2.1 Interprétation des tests remontée de pression (buildup)	22
V.2.2 Le puits AL18	22
V.2.3 Analyse des réponses et résultats des tests.....	25
V.2.4 Explication du modèle réservoir d'ALRAR Est et Ouest	26
V.3 Effet du skin d'endommagement	26
V.4 L'évolution de la pression du champ ALRAR gaz.....	27
V. 5 Analyse des résultats de l'interprétation AL21.....	28
V.6 Etude sur puits AL21.....	29
V.6.1 Historique du puits « AL21 »	29
V.6.2 Prédiction de liquide loading d'AL21.....	29
V.6.3 Présentation de logiciel de PROSPER.....	31
V.6.6 L'effet de l'arrêt de la réinjection de gaz.....	36
V.6.7 L'effet de changement de tubing	37
V.6.8 L'effet de diminution de la pression de tête.....	38
V.6.9 L'effet du projet du boosting sur la pression tête AL21.....	38
Conclusion générale et recommandations	40

Bibliographie

Annexe

Résumé

Remerciement

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous remercions chaleureusement notre encadreur MR, ARBAOUI Ali pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.

Je tiens à remercier Mr. DADAA SAADA pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

Je présente également ma profonde reconnaissance à Mme. TEKHA Mebarqa qui a accepté d'examiner mon travail.

Nous remercions tout les encadrements de SONATRACH-DP-STAH; surtout monsieur :BUOBAKER, BENHAMZA et AZIZE BEROUTE. Et aussi tout les responsables EP sonatrach- DP – berkaoui surtout Mr. Benssaci.



Dédicace

C'est avec un très grand honneur que je dédie ce modeste travail à mes chers parents Djemaa et Mertil qui m'ont soutenu et contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

Je dédie également ce travail à mes chers frères Mansour et Sifeddine et Djamel et spécialement à mon cher frère Abdellatif et à tous les membres de ma famille.

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis ayoub, Ahmed ,samir, Kouidre, Nabil, Hako , Nasim , Nadir, Tarek, Ismail, Khalil , Lotfi , abdo,amin et mouad . Et mon binôme Mohamed El Hadi.

Sans oublier mes amis de filière de production avec qui j'ai partagé le meilleur et le pire.

Lagsier Mohammed

Dédicace

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

Je dédis ce mémoire de fin d'étude à :

A Mon très cher Père Abd el halim

A Ma très chère Mère : Fatiha boumaaza

A tous mes frères :Aziza, Bahia ,nedjoia, , Sami, Hanane ,alla elddine , souriya et mido, amine ,et biensur mostafa et linda et yamane

tous mes oncles :mahmoud ,mabroka, Saida

A tous mes cousins :Ahmed ,abd elmonaim,abd el Hafida, Fouad, Brahim, Miloud

A tous la famille Berrabah, boumaaza

A toute mes amis surtout : S. ayoub , Tarek , Ismail,Samir , Ahmed , Abd ellah ,kouider,Sifo, Younes , Abd el baste Amin ,Mouad , Lotfi, Abdo , Nadiret nasim , abds elkalek , Abd el hamid , el hadi , el kadri ,Yahia , Sawli . et mon binome Mohamed.

Berrabah Mohamed el hadi

Liste des figures

Figure I.1	Situation géographique du champ D'ALRAR	2
Figure I.2	Champ D'ALRAR est.....	3
Figure I.3	Champ D'ALRAR ouest.....	4
Figure I.4	Comportement des gaz entre le gisement et la surface.....	5
Figure II.1	Principe des essais de puits.....	6
Figure II.2	Drawdown test	8
Figure II.3	Build up test.....	9
Figure III.1	System de production simplifié.....	12
Figure III.2	Les différentes positions des nœuds.....	13
Figure III.3	Point de fonctionnement.....	15
Figure IV.1	Diagramme de phase PT.....	18
Figure IV.2	Profil de base d'écoulement polyphasique dans le puits.....	19
Figure V.1	Logiciel d'interprétation.....	20
Figure V.2	Les régimes d'écoulements dans le réservoir.....	21
Figure V.3	Plot log- log et résultat de test build-up en 2015 puits AL 18.....	24
Figure V.4	Plot log-log avec plusieurs valeurs du skin.....	26
Figure V.5	L'évolution de la pression du champ ALRAR Est /Ouest.....	27
Figure V.6	Plot log- log et résultat de test build-up en 2015 puits AL 21.....	28

Figure V.7	Calculer des pertes de charges dans le tubing par corrélations.....	33
Figure V.8	Corrélation de gray pour calculer les pertes de charges dans tubing.....	34
Figure V.9	Courbe IPR du puits AL21.....	34
Figure V.10	Le point de fonctionnement D'après matching entre IPR/VLP AL21.....	35
Figure V. 11	L'effet de la déplétion sur le débit de gaz	36
Figure V.12	Effet de diamètre de tubing sur la production.....	37
Figure V.13	Sensibilité Diamètre de tubing de par le débit de gaz.....	37
Figure V.14	Sensibilité la pression de tête par le débit de gaz.....	38
Figure V.15	L'effet du projet du boosting sur la pression tête.....	39

Liste des tableaux

Tableau I.1	Caractéristiques moyennes du F3 D'ALRAR.....	5
Tableau V.1	Les données de puits AL 18.....	23
Tableau V.1	Evolution facteur de colmatage de 2012 à 2015 de AL18.....	25
Tableau V. 2	Les résultats de l'interprétation des essais des puits.....	27
Tableau V.3	Résultat de test séparateur AL21.....	30

Liste des symboles

AL	ALRAR
API	Densité (American Petroleum Institu).
Bg	Facteur volumétrique de fond de gaz
c	Capacité du puits
ct	Compressibilité totale
d	La densité
FVF (Bo)	Facteur volumétrique de fond de l'huile
GL	Gaz Lift.
GLR	Gaz liquid ratio
H	La hauteur
h	Epaisseur de la couche
IP	Index de productivité
IPR	Inflow Performance Relationship.
K	Perméabilité
PG	Pression du gisement
P_R	Pression de rosé
Psi	Unité de pression = 6894.75 pascal
P_{Wf}	Pression au fond d'un puits en débit
P_{Ws}	Pression au fond d'un puits fermé
Q	Débit en surface

RST	Réservoir saturation tools
R_S	GOR de dissolution
S	Skin
t	Temps
T	Température
Tbg	Tubing
tp	Temps de production sans dimension ramené à l'aire de drainage
TVD	Total Vertical Depeth
VLP	Vertical Lift Performance
WGR	Water gaz ratio
Z	Facture de compressibilité du gaz
ΔP	Différence de pression

INTRODUCTION GÉNÉRAL

INTRODUCTION GÉNÉRAL

Avec l'augmentation des activités pétrolières et la révolution que ce secteur a connu dans les dernières années, l'interprétation du welltesting est une très bonne technique qui nous aidera à extraire beaucoup d'informations sur le comportement des réservoirs, afin d'assurer un mode de production stable et continu.

L'étude des régimes transitoires est très importante dans un test pour pouvoir tirer le maximum d'informations sur le puits et le réservoir. (L'indice de productivité, kh du réservoir, le facteur d'endommagement (skin), la pression statique et dynamique, la nature et les limites de réservoir...etc.), et l'état de potentiel de production du puits.

La présence de liquide dans le réservoir peut poser le problème d'accumulation de celui-ci dans le tubing, tout en réduisant la production jusqu'à ce que la pression de réservoir ne puisse vaincre la contre pression agissant par ces liquides.

Il y a un certain nombre de solutions pour ce genre des problèmes, par exemple l'optimisation de la complétion de telle sorte à empêcher le liquide accumulé (liquidloading). L'optimisation du diamètre et la pression en tête sont les deux méthodes les plus communes

Dans ce cadre beaucoup des logiciels ont été élaborés pour étudier avec précision la performance de notre système en traçant des différentes courbes (ex : L'IPR, VLP)

Dans notre étude on fait une simulation de problème de colmatage sur model des puits de champ ALRAR à partir l'interprétation des essais des puits par logiciel ECRIN SAPHIR et fait un étudespécialsur phénomène de liquide loading de AL21 par logiciel PROSPER.

Dans ce contexte nous venons présenter ce travail intitulé «simulation de problème de colmatage et liquide loading de AL21» pour ce faire, le manuscrit est organisé de la façon suivante :

- Dans le premier chapitre on donne une présentation bref sur le champ d' ALRAR;
- Le deuxième chapitre est consacré sur les essais de puits et les méthodes utilisé pour l'interprétations;
- Dans Le troisième chapitre on explique l'analyse nodal;
- Le quatrième chapitre donne le définition, les conséquences et les causes de phénomène "liquidloading";
- Le cinquième chapitre représente la partie calcul de ce problème;
- On termine notre travail par une conclusion et recommandation.

Chapitre I

Présentation du champ d'ELRAR

I.1 INTRODUCTION :

Champ ALRAR Située à 1700 km au Sud-Sud-Est d'Alger et à 400 km au Nord-Nord-Ouest d'Ilizi (chef lieu de wilaya) dont elle relève administrativement.

Limitée au nord et à l'est par la frontière Algéro-Lybienne (à 30 km), à l'ouest par la route nationale d'In-Amenas et Deb Deb et au sud par la région d'In- Amenas.

Le champ D'ALRAR est situé dans le bassin d'Ilizi à la frontière Algéro-Libyenne, à 100Km environ au Nord d'In-amenas. Il a été découvert en août 1961 par le forage du puits AL525.[06]

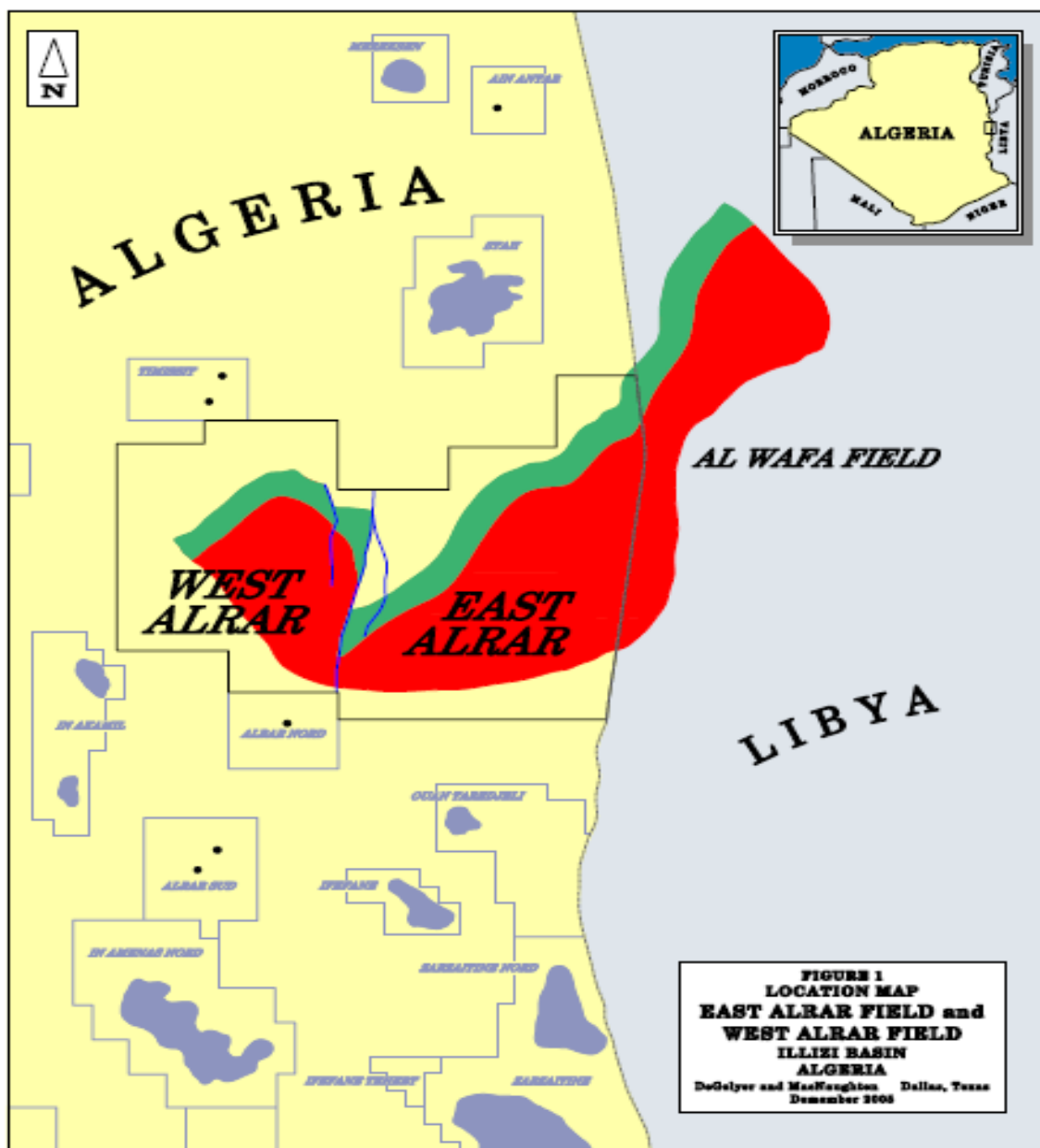


Figure I.1 : Situation géographique du champ d'ALRAR

I. 2 DEVELOPPEMENT DU CHAMP :

I. 2.1 ALRAR EST :

Le champ d'ALRAR Est a été exploité d'Août 1965 jusqu'à Décembre 1984, par cinq (05) puits AL03, AL05, AL06, AL07, AL08, le gaz produit était utilisé pour le maintien de pression de l'aquifère (MPZR) et l'alimentation en Gas-lift des puits de ZARZAITINE. Depuis Décembre 1984, la production de gaz est assurée par 22 puits producteurs. L'opération de cyclage partiel a commencé en Décembre 1984. Le cyclage est périphérique et est assuré par 26 puits injecteurs de gaz formant ainsi 3 dorsales nord-est, Nord-Ouest et Sud. En 1994, deux puits producteurs de gaz (AL50, 51) ont été forés. Dans la même année, 3 puits injecteurs situés à proximité de la frontière Algéro-Libyenne (AL-523, 530,533) ont été reconvertis en producteur de gaz.[06]

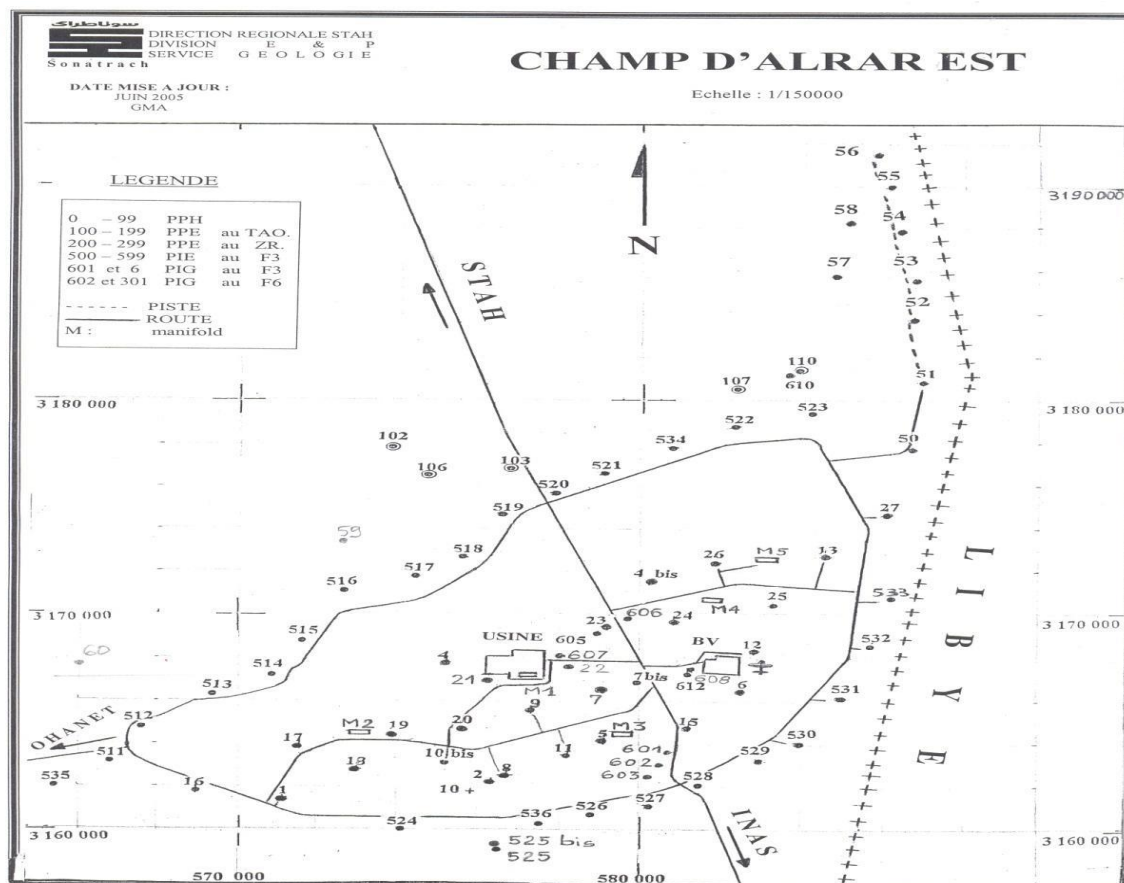


Figure I.2 : Champ D'ALRAR Est

I. 2.2 ALRAR OUEST :

ALRAR Ouest a été mis en exploitation en juillet 1997 avec 13 puits et une production moyenne journalière de 11×10^6 m³. En trois ans d'exploitation le réservoir a perdu 19 bars ce qui a poussé à réfléchir sur la stratégie d'exploitation.

En 2005 les puits AL30, 48 et DZSE1 ont été mis en production.

AL29, 31, 36 et 37 sont abandonnés définitivement

Actuellement l'exploitation du champ se fait par 13 puits : 28-30-32-33-34-35-38-40-41-44-48-DZS1-DZSE1, la pression moyenne du réservoir D'ALRAR Ouest en 2015 est de 108.5 bars.[06]

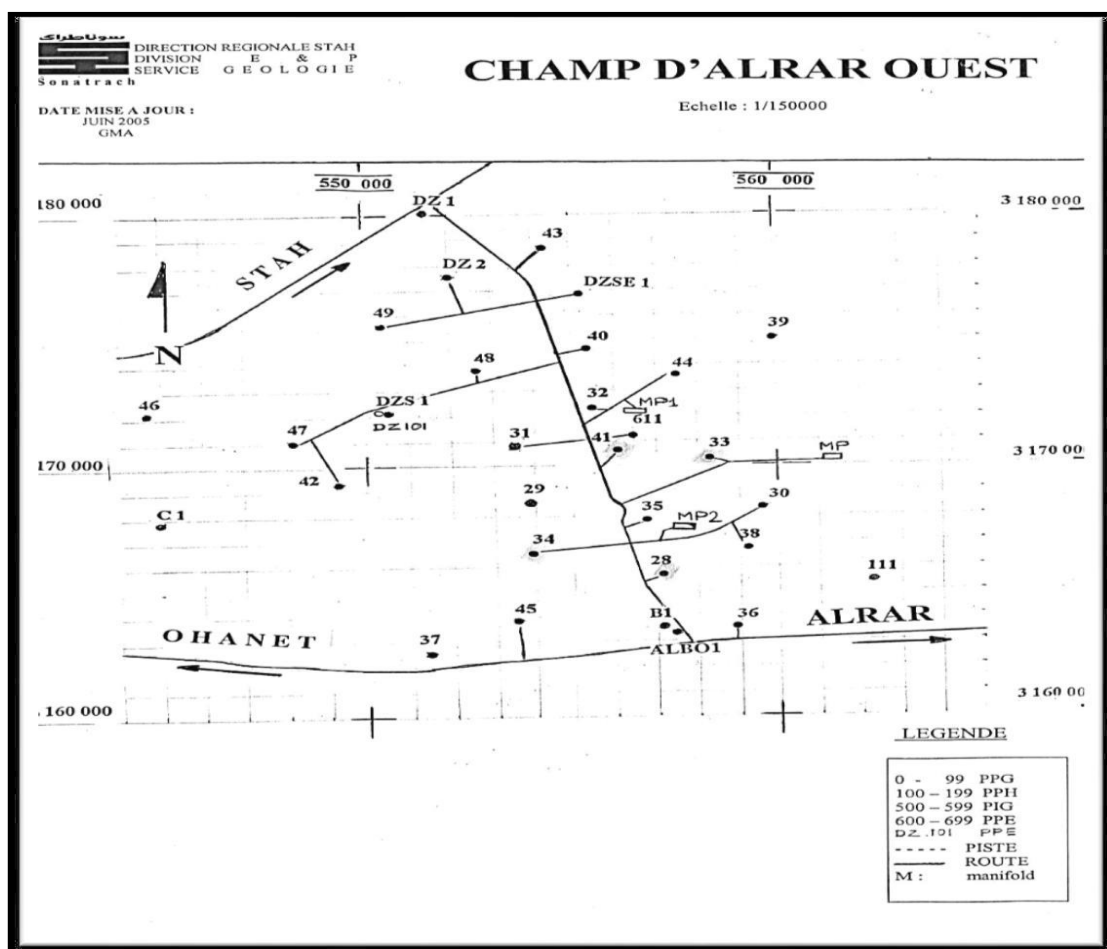


Figure I.3 : Champ D'ALRAR Ouest

I. 3 CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES :

Caractéristiques pétrophysique moyennes pour le champ D'ALRAR :

Une partie supérieure représentant le sommet et une partie inférieure pour la base.

Tableau I.1 : Caractéristiques moyennes du F3 D'ALRAR

Caractéristique	Est		Ouest	
	Supérieure	Inférieure	Supérieure	Inférieure
<i>Porosité %</i>	13.1	5.6	10.7	6.4
<i>Swi %</i>	11.2	26.2	13.4	27.2
<i>Hauteur utile (m)</i>	15.6	7.9	12.1	5.9

I. 4 COMPORTEMENT DES FLUIDES ENTRE LE GISEMENT ET LA SURFACE :

Les huiles et les gaz contenus dans les réservoirs vont donner des fluides qui, en volume et en quantité, seront assez différents lorsqu'ils arriveront en surface. Ainsi, les huiles légères (plus riches en éléments légers et intermédiaires C1 à C4) vont donner beaucoup de gaz en surface. À l'inverse, les huiles lourdes ne produisent que très peu de gaz ou pas du tout (huiles mortes).

Les gaz secs ne donnent que des gaz en surface et à l'inverse, les gaz à condensat pourront donner beaucoup de condensat (ou gazoline) ceci est résumé dans le schéma ci-dessous :

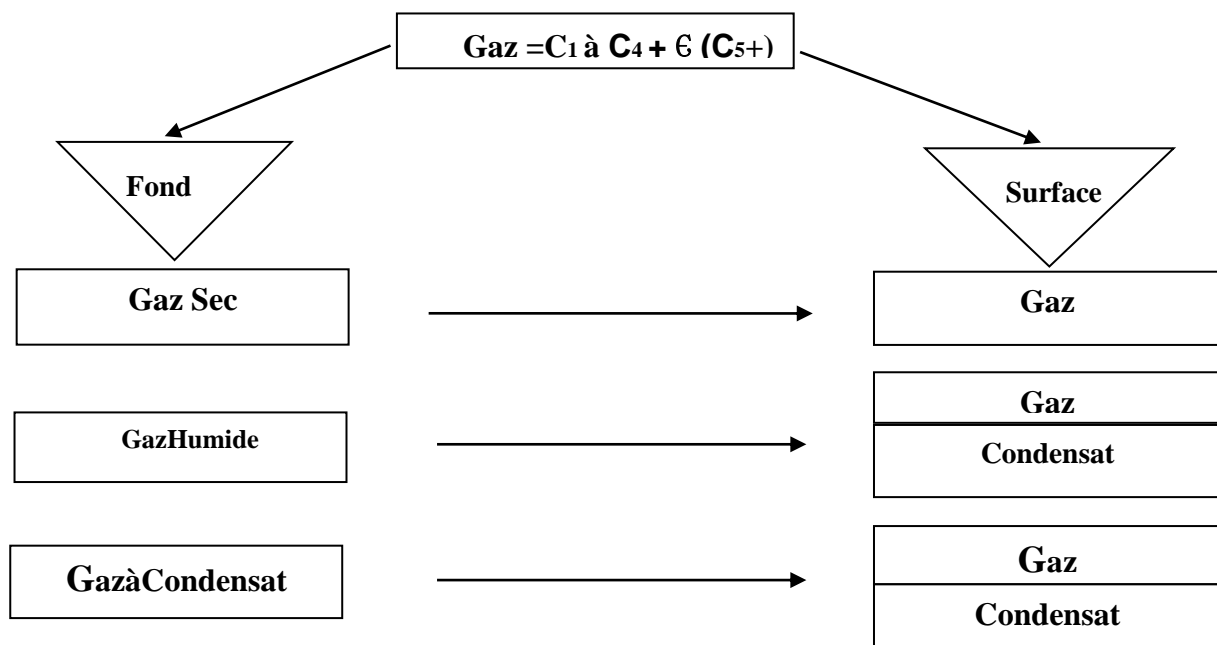


Figure I.4 : Comportement des gaz entre le gisement et la surface. [01]

Chapitre II

*Les essais de puits et les
interprétations*

II.1 LES ESSAIS DE PUIITS:

II.1.1 PRINCIPE DES ESSAIS DE PUIITS :

On crée une perturbation (fermeture ; ouverture ; changement du débit) dans le système (réservoir + fluide) et enregistre la réponse transitoire de pression. C'est l'interprétation qui fait l'identification du système de la manière suivante:[07]

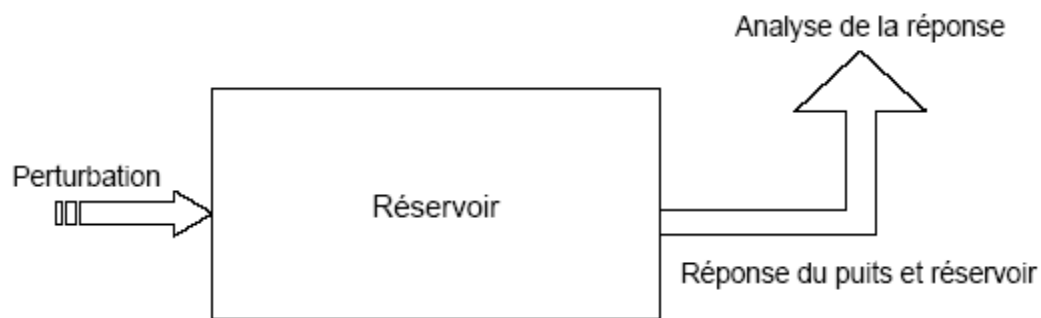


Figure II.1: principe des essais de puits

II.1.2 PRINCIPAUX OBJECTIFS DES ESSAIS DE PUIITS :

Parmi Les principaux objectifs d'un essai de puits sont :

- Déterminer la nature et/ou les caractéristiques des fluides produits,
- Déterminer l'état du puits et son potentiel de production,
- Evaluer les caractéristiques du réservoir,
- Contrôler l'efficacité d'une complétion ou d'un traitement sur le réservoir (Stimulation....).
- Suivre l'évolution du paramètre relatif au puits ou au réservoir.[07]

II.1.3 DES DONNEES NECESSAIRES POUR L'ANALYSE DES ESSAIS:

- **Données de l'essai:** la variation des débits (séquence des événements complètes avec tous les éventuels problèmes opérationnels) et la pression de fond en fonction du temps.
- **Données de puits:** rayon du puits, géométrie (vertical ou dévié), profondeur.

- **Paramètres réservoir et fluide :** épaisseur de la formation (utile), porosité, compressibilité de l'huile, de l'eau et de la formation, saturation en eau, viscosité de l'huile et le facteur de volume.

Des données additionnelles peuvent être parfois nécessaires (diagraphie de production, mesure de gradients, pression de bulle etc.). Des informations géologiques et géophysiques sont également nécessaires pour valider les résultats d'interprétation. [02]

II.1.4 TYPES D'ESSAIS:

II.1.4.1 Essai de Drill Stem Test (DST):

Le test d'une formation, c'est la mise en production provisionnelle d'un réservoir, ou bien c'est une éruption contrôlée.

Le test d'une formation c'est l'essai direct de la couche traversée ; on met en production temporaire après isolation de la pression hydrostatique de la boue de forage par un élément appelé packer.

II.1.4.1.1 Principe de DST :

C'est la mise en production d'un puits juste après son forage par une complétion provisoire, à travers un train de test, dont le but est de déterminer les paramètres de la couche productrice et de décider sur le type de complétion définitif à descendre dans le puits. [10]

II.1.4.2 Essai en débit (DrawDown) :

Il consiste à l'ouverture d'un puits initialement fermé à un débit constant et l'enregistrement de l'évolution de pression correspondant à cette variation de débit.

Les premières informations acquises de test DRAW-DOWN sont:

- La perméabilité effective moyenne des fluides mobiles dans le réservoir.
- Facteur de skin total.
- Efficacité d'écoulement.

*Les avantages :

- L'avantage principal d'un Draw down est qu'on ne perd pas de production durant le test.

*Les inconvénients:

- Impossibles de maintenir le débit constant.

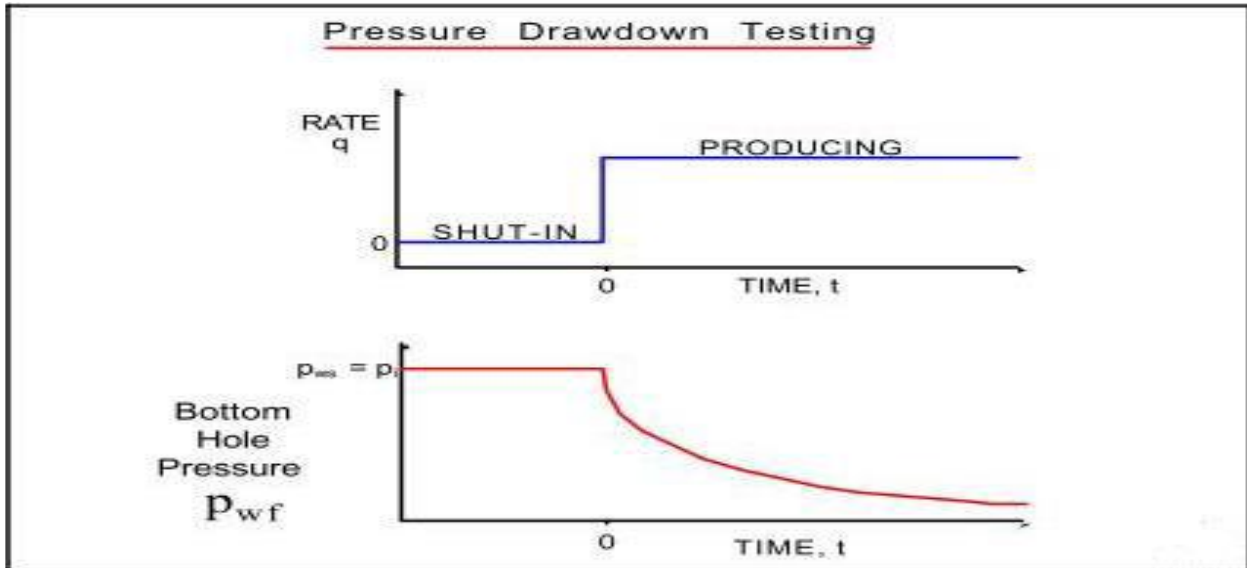


Figure II.2 : drawdown test[02]

II.1.4.3 Essai de remontée de pression (BUILD UP):

Un test de remontée de pression consiste à fermer un puits initialement ouvert. C'est le type de test le plus utilisé dans le domaine des essais de puits.

Les objectifs de ce test sont d'évaluer et analyser :

- La perméabilité effective de réservoir.
- Le taux d'endommagement de la formation.
- La pression moyenne de réservoir.

✓ Les avantages de test BUILD UP :

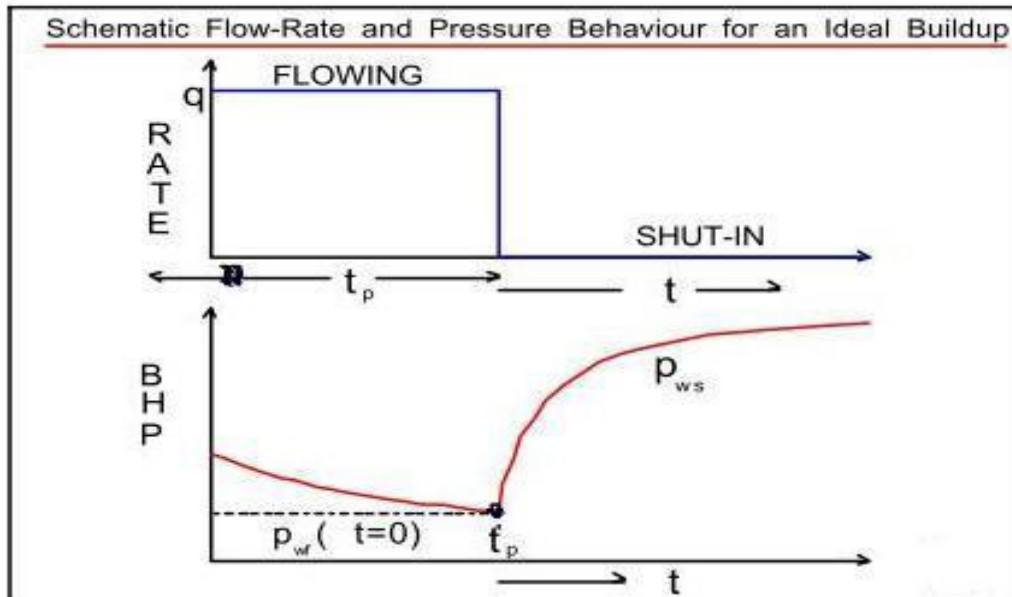
Ce test est préférable par rapport à d'autres tests pour les raisons suivantes:

- Le contrôle de débit (puits fermé $Q = 0$)
- La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond.

✓ Les inconvénients de test BUILD UP:

- Perte de la production durant le test.

Redistribution des fluides dans le puits durant le test rend l'analyse des données difficile lorsque la vanne de fermeture de fond n'existe pas.



FigureII.3: build up test[02]

II.1.4.4 Essai d'interférence :

La pression de fond est enregistrée dans un puits d'observation fermé et situé à une certaine distance du puits producteur émetteur de perturbation de pression. Des essais d'interférence sont conçus pour évaluer la communication entre les puits. Avec l'essai d'interférence, le puits actif est produit en alternant les périodes d'ouverture et de fermeture et l'oscillation de pression qui résulte au puits d'observation et interprétée.[02]

II.1.4.5 Essai d'injection (fall off test):

Lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir la pression de fond augmente et après la fermeture diminue. Les propriétés des fluides injectés sont différentes de celles du fluide en place.

L'objectif de fall off test réalisé sur un puits injecteur est de déterminer les

Paramètres suivants :

- La capacité du puits.
- la perméabilité dans la zone d'injection k_w .
- La perméabilité dans la zone à huile k_0 .
- Le skin du puits S .
- Le rayon de puits R_i . [07]

II.2 LES METHODES D'INTERPRETATION:

II.2.1 PROCEDURE D'INTERPRETATION :

- Diagnostic (Comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression): Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation
- L'interprétation (Choix du modèle d'interprétation et justification): C'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes-types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles.
- Validation (Discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses etc...):
L'interprétation est validée en générant une courbe-type simulant au mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits.

Un dernier ajustement des paramètres est la plus part du temps nécessaire pour simuler au mieux les données, surtout au niveau des transitions entre les différent écoulements. [11]

II.2.2 PRESENTATION DES METHODES D'INTERPRETATION :

Plusieurs méthodes permettent d'interpréter un essai de puits. Ces méthodes peuvent être classées en deux types:

- Les méthodes conventionnelles.
- Les méthodes utilisant les courbes types :
 - * Méthode de la dérivée.
 - * Utilisation de l'outil informatique Saphir.
 - * Méthode de tiab's direct synthesis.[11]

Chapitre III

Analyse nodale

III.1. INTRODUCTION:

Tout puits de production est foré et complété pour extraire l'huile, le gaz, ou l'eau du réservoir. Pour vaincre les pertes de charge dans les installations du fond ainsi que les installations de surface pendant l'extraction de ces fluides, l'énergie est exigée. Les fluides doivent déplacer à travers le réservoir, la colonne de production et l'équipement de surface pour atteindre enfin le(s) séparateur(s).

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent.

Ce système consiste en trois phases:

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Ecoulement à travers la colonne de production.
3. Ecoulement à travers l'équipement de surface.

(Figure III.1) représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur.

En commençant par le réservoir ces pertes de charge sont notées comme suit:

$$\Delta P_1 = P_r - P_{wfs} = \text{Perte dans la formation.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} = \text{Perte le long de la complétion.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} = \text{Perte dans les restrictions.}$$

$$\Delta P_4 = P_{UVS} - P_{DSV} = \text{Perte dans la vanne de sécurité.}$$

$$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC} = \text{Perte dans la duse de surface.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep} = \text{Perte dans les conduites horizontales de surface.}$$

$$\Delta P_7 = P_{WF} - P_{wh} = \text{Perte totale dans le tubing.}$$

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep} = \text{Perte totale dans les collectes.}[08]$$

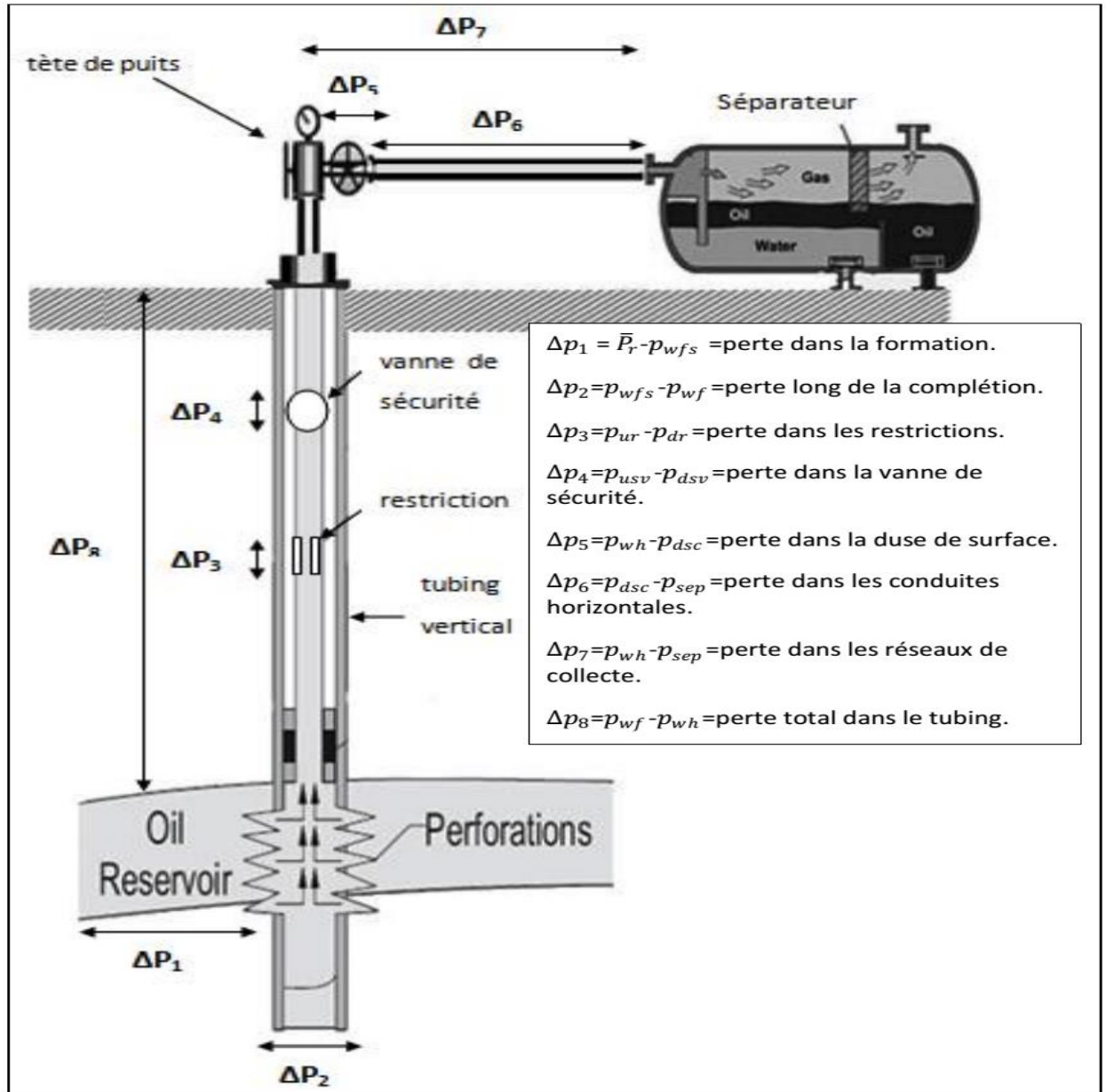


Figure III.1 : System de production simplifié[08]

III.2 CONCEPT DE L'ANALYSE NODALE :

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, les nœuds sont placés dans des différentes parties de notre système ; ces parties sont définies par des équations ou corrélations.

Les nœuds sont placés et classés comme nœuds utilitaires (ou fonctionnels) quand la pression différentielle existant à travers lui peut être représentée par quelques fonctions mathématiques ou physiques.

Afin de simplifier le système, des nœuds (Nodal Points) y sont placés au niveau des points sensibles (Comme dans la figure ci-dessous). Le système devient donc subdivisé des deux parties.

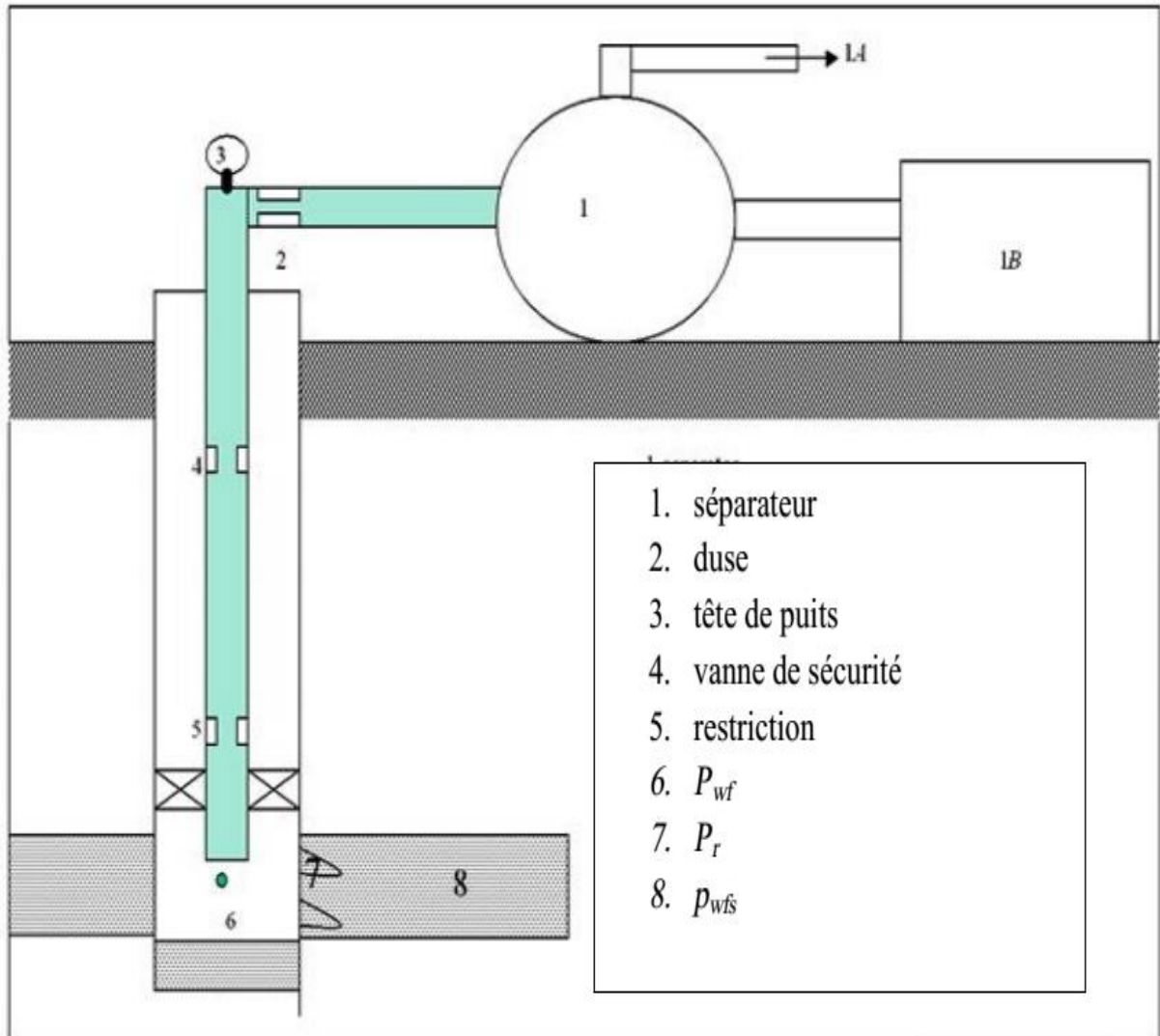


Figure III.2 : Les différentes positions des nœuds [08]

III.3 OBJECTIFS DE L'ANALYSE NODALE:

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits existant d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (D'abord par écoulement naturel).

- Déterminer sous quel condition d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits débitera ou mourra.
- Définir le moment le plus économique pour l'installation du lifting artificiel et aide dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affect beaucoup le taux de production).
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut augmenter le taux de production.
- Déterminer les analyser et les effets de "liquid loading" pour trouver les solutions possible. [08]

III.4 PROCÉDURE D'APPLICATION DE L'ANALYSE NODALE:

L'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissants l'un sur l'autre. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud, les nœuds utilisés sont montrés sur la figure III.2.

Tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose tous les éléments en aval du nœud. Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

- Inflow : $P_{node} = P_r - \Delta p$
- Outflow : $P_{node} = P_{sep} + \Delta p$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus; c'est le point de fonctionnement du système. L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en

utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été changée. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas. Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement de même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation.

La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi,
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.

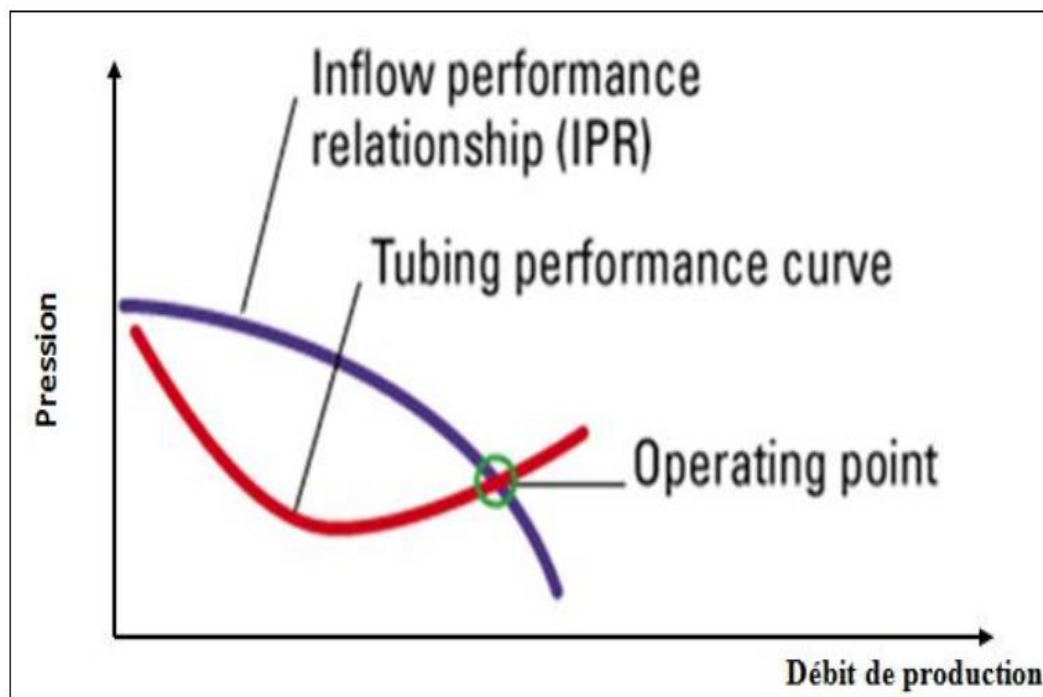


Figure III.3 : Point de fonctionnement[03]

Chapitre IV

Phénomène de liquid loading

IV.1 INTRODUCTION :

La présence de liquide dans le réservoir peut poser le problème d'accumulation de celui-ci dans le tubing, tout en réduisant la production jusqu'à ce que la pression de réservoir ne puisse vaincre la contre pression agissant par ces liquides.

Il y a un certain nombre de solutions pour ce genre des problèmes, par exemple l'optimisation de la complétion de telle sorte à empêcher le liquide accumulé (liquidloading). L'optimisation de la pression en tête est les deux méthodes les plus communes.

IV.2 PHENOMENE "LIQUID LOADING" :

Par définition "Liquid-Loading" est l'incapacité d'un puits de gaz à produire, car la pression hydrostatique de la colonne de production est supérieure à la pression du réservoir, et cela due à la nature de fluide circulé du fond de puits jusqu'aux installations de surface.

IV.2.1 SOURCE DES LIQUIDES :

Les sources principales de ces liquides sont:

- Présence d'une couche aquifère au-dessous de la zone de gaz qui peut favoriser "water conning".
- L'eau libre actuelle dans la formation.
- La vapeur de l'eau et/ou d'hydrocarbure se condense le long du tubing vers la surface, tout dépend de la pression du réservoir, et de tête du puits.

IV.2.1.1 Water conning :

Si le taux de production de gaz est assez élevé, le cône de l'eau va se propager dans le fond de puits, donc notre effluent (gaz) sera mélangé avec de l'eau produite simultanément. Dans la récupération du pétrole ceci est indésirable.

IV.2.1.2 L'eau de l'aquifère :

Si le réservoir possède le mécanisme de l'eau de l'aquifère la pression supporte le gaz produisez et éventuellement atteindre les perforations du puits, ce qui augmente la gravité du problème du liquide accumulé, après nous aurons une variation de la pression du réservoir d'une façon décroissante.

IV.2.1.3 Condensation du l'eau :

Juste au voisinage des puits qui contient des formations a eau libre, le gaz naturel qui présent au niveau de réservoir peut être saturer si les conditions souhaitable sont présent pour que l'eau se dissoudre dans le gaz, dans ce cas l'eau va pénétrer dans le puits d'une façon vapeur.

IV.2.1.4 Condensation des hydrocarbures :

Comme l'eau, Les hydrocarbures qui prennent la phase liquide en surface ou bien les conditions atmosphériques peut écouler dans le fond de puits sous forme vapeur comme l'écoulement du gaz en surface. L'état vapeur des hydrocarbures transforme en liquide quand les conditions chutent au-dessous du point de condensation à ce moment la transformation des hydrocarbures est minime, on l'appelle la condensation juste comme d'eau.

IV.2.1.5 Production de l'eau a partir d'une autre zone :

Particulièrement, dans les puits complété avec un trou ouvert et la présence de plusieurs perforations, il est possible de produire des liquides à partir d'une autre zone, et cela se fait intentionnellement.

IV.2.1.6 L'eau libre dans la formation :

L'eau peut être produite avec le gaz à partir des mêmes perforations, bien sur si le réservoir contient du l'eau libre.

Comme il est mentionné, il existe différentes sources qui favorisent le phénomène du liquide accumulé, et il existe divers méthodes de solution pour éliminer les liquides ou l'élimination de ce problème dans les puits de gaz. Cependant, il existe une incertitude en ce qui donnera méthodologie le meilleur résultat notamment puits de gaz. Cette étude vise à répondre à cette question. [04]

IV.3 FORMATIONS DE LIQUIDE LOADING :

Plusieurs puits ne produisent pas que le gaz mais aussi le condensat et l'eau si la pression de réservoir a abaisse dessous le point de rose.

Dans le liquide, si la pression de réservoir dessus le point de rose crée un écoulement polyphasique de gaz et condensat et l'eau.

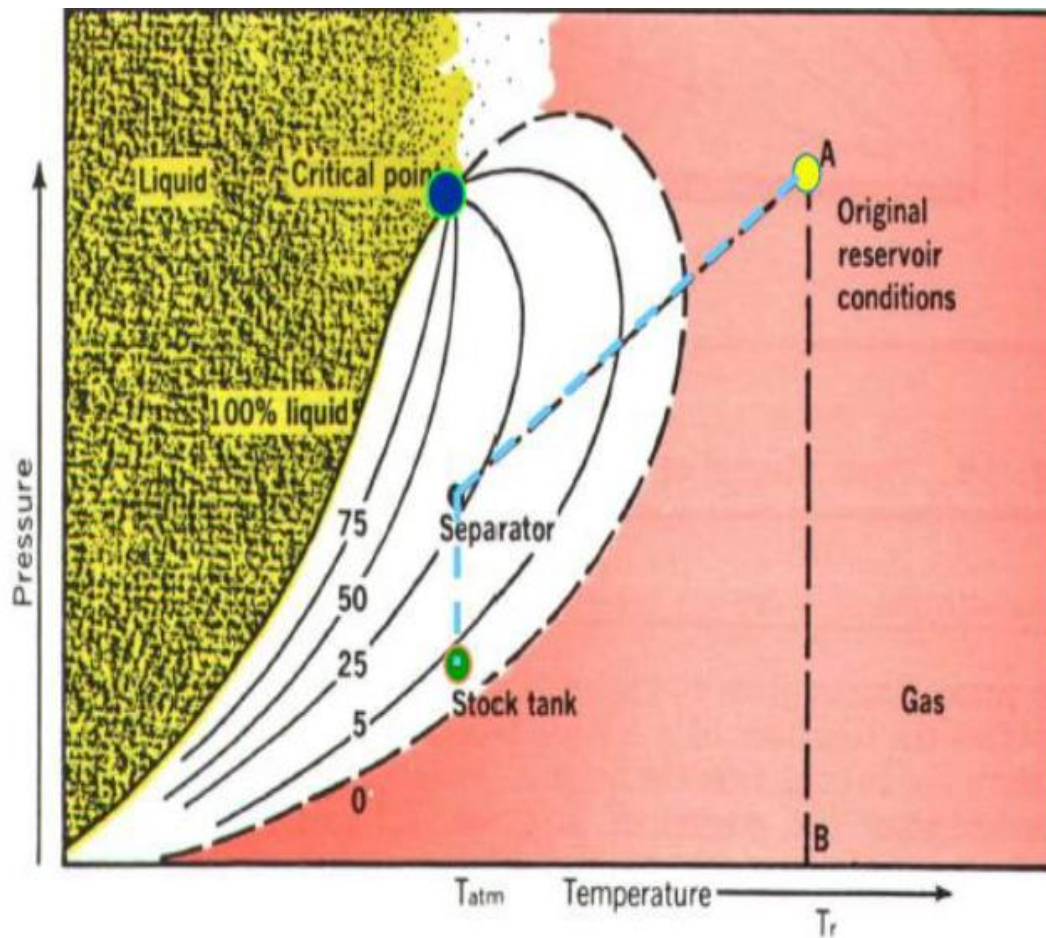


Figure IV.1 : diagramme de phase PT. [05]

IV.4 L'ÉCOULEMENT POLYPHASIQUE:

Afin de comprendre les phénomènes de liquide de chargement correctement et traiter avec elle de manière efficace, il faut comprendre comment liquide et de gaz se comportent lors de l'écoulement ensemble vers le haut dans la chaîne de production du puits. Ce concept est appelé "écoulement polyphasique".

Écoulement polyphasique est fondamentalement un phénomène d'écoulement qui représente il y a plus d'un fluide la phase qui coule à travers un média; dans ce cas, les médias étant la chaîne de la production de puits a gaz. écoulement polyphasique est généralement représenté par quatre régimes d'écoulement principaux qui sont écoulement à bulles, écoulement biphasique, écoulement de transition, écoulement annulaire brouillard. Ces régimes d'écoulement se produisent lorsque certaine vitesse d'écoulement des phases liquide et gazeuse et la quantité de ces phases, par rapport à l'autre dans les médias, encore une fois dans ce cas, le gaz et la production.

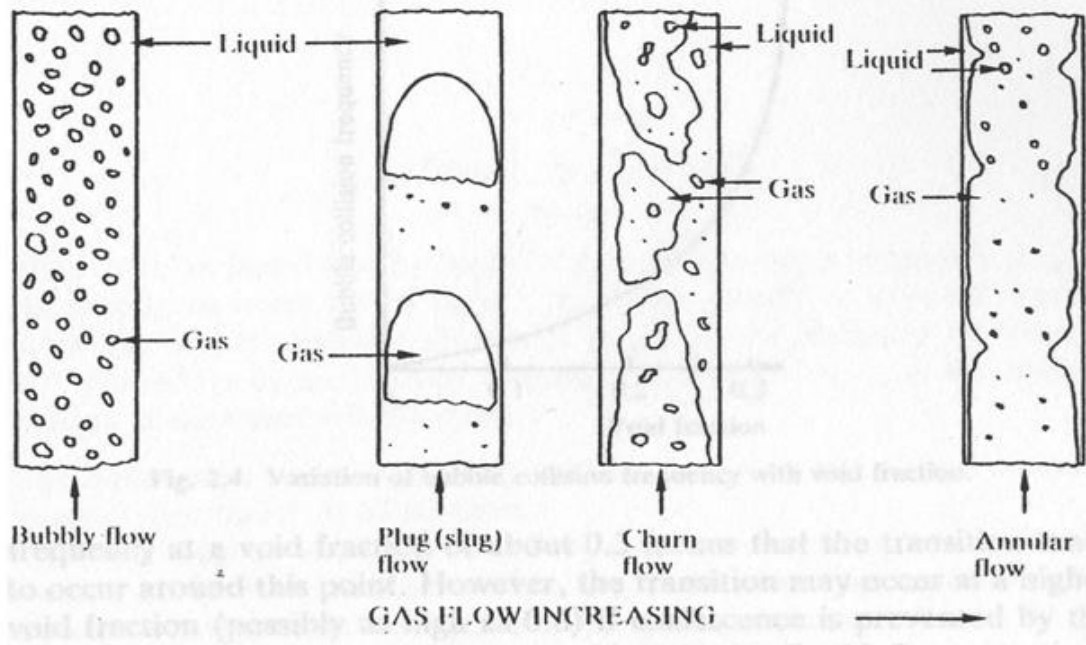


Figure IV.2 : Profil de base d'écoulement polyphasique dans le puits. [04]

***Écoulement en brouillard (Annular flow)**: La phase gazeuse est la phase dominante dans le puits et continue un liquide, le liquide est présent parmi le gaz sous forme de brouillard. À l'intérieur de l'élément tubulaire est recouvert d'une mince couche de liquide remontant le tuyau. Dans ce flux, le gradient de pression est déterminé à partir de gaz.

* **Écoulement transitoire (Churn flow)**: Bien que le flux commence à changer de brume pour slug donc la les changements de phase continue à partir de gaz à l'état liquide ou vice versa. Particules liquides peuvent encore être en gaz sous forme de brouillard, mais la présence de liquide détermine le gradient de pression.

* **Écoulement avec bouchons(Plug flow)**: Le gaz se trouve que les grandes limaces dans un liquide, mais la phase dominante et continue est liquide. Limaces de gaz peuvent provoquer des baisses de gradient de pression donc liquide et de gaz à la fois déterminer un gradient de pression.

* **Écoulement de bulles(Bubbly flow)**: L'élément tubulaire dans le puits est presque complètement rempli de liquide. Le gaz est présent sous forme de petites bulles dans le liquide par conséquent, il peut provoquer des chutes de pression dans le liquide, ce qui diminue gradient de pression le long du puits. Cependant, le liquide est la phase continue le long de la tubulaire et détermine complètement le gradient de pression, bien que la présence de bulles de gaz puisse entraîner des baisses de pression.[04]

Chapitre V

Partie calculé

V.1 PRESENTATION DU LOGICIEL D'INTERPRETATION:

V.1.1 INTRODUCTION :

Pour tous les modèles de réservoir et quel que soit le type de test et la situation, on réalise une interprétation de tous les essais à la pression transitoire.

Il y'a plusieurs méthodes d'interprétation des essais des puits telle que semi-log, courbe type (abaque), log-log (méthode dérivative)...etc.

On utilise pour notre cas la méthode dérivative (plot log-log), en se basant sur le logiciel Ecrin saphir.

Actuellement, l'utilisation du logiciel "Saphir" (Ecrin) pour l'interprétation des tests à plus de signification. Ce dernier combine entre les méthodes conventionnelles, courbes types et la dérivée donnant ainsi des meilleurs résultats. [12]

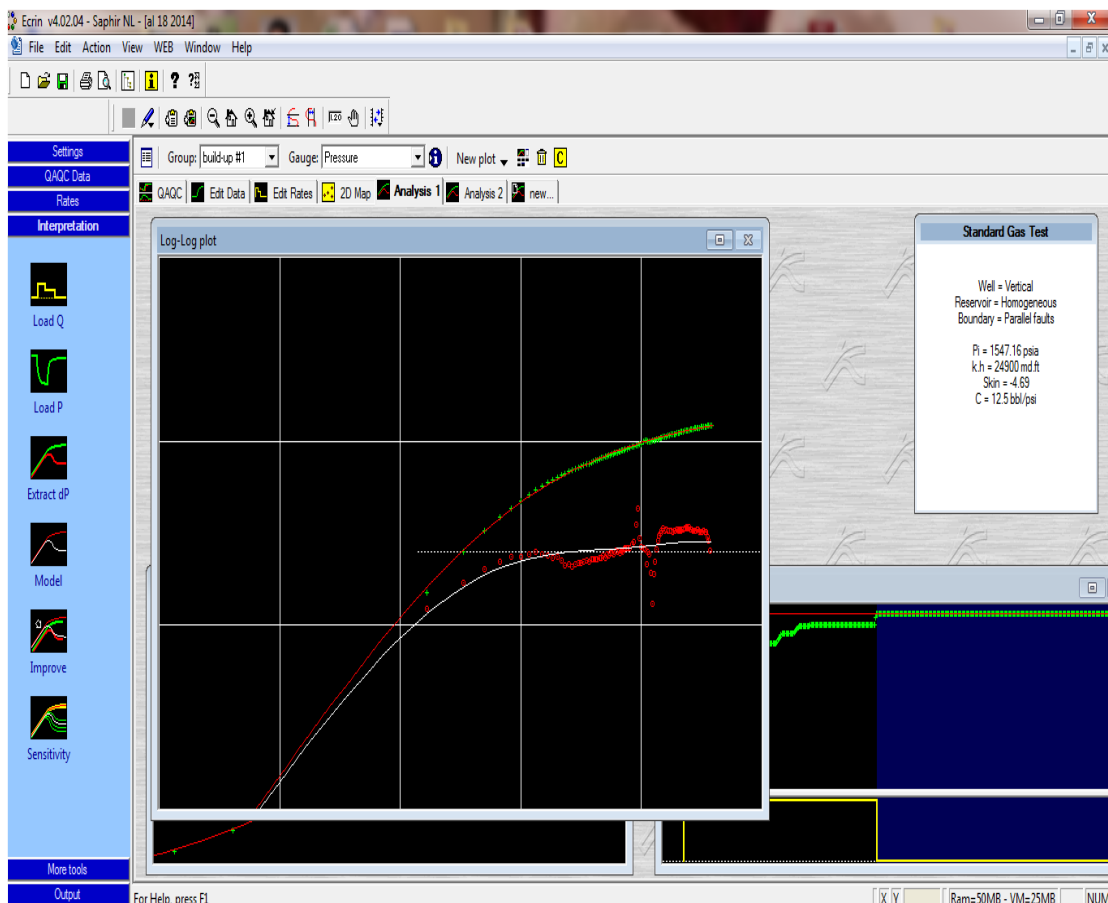


Figure V.1: logiciel d'interprétation [12]

Ecrin est un programme informatique qui nous aide à analyser les essais de la pression transitoire, fait aussi un match de la courbe type automatique, en permettant de choisir

plusieurs paramètres de réservoir ; tels que le rayon de drainage et épaisseur de la couche ...etc.

V.1.2 But de l'utilisation du logiciel SAPHIR :

But de déterminer les paramètres de réservoir le régime d'écoulement dans le réservoir et le model de réservoir. Pour nos puits étudiés il a étérecommandé de déterminer les paramètres suivantes par le logiciel SAPHIR ;

- ✓ Déterminer le potentiel du puits.
- ✓ Déterminer la pression de réservoir initiale exacte.
- ✓ Enregistrement du gradient de pression statique.
- ✓ Déterminer les propriétés du réservoir : K, C, S et le model de réservoir

et les limite de réservoir.

- ✓ Prise d'échantillon.

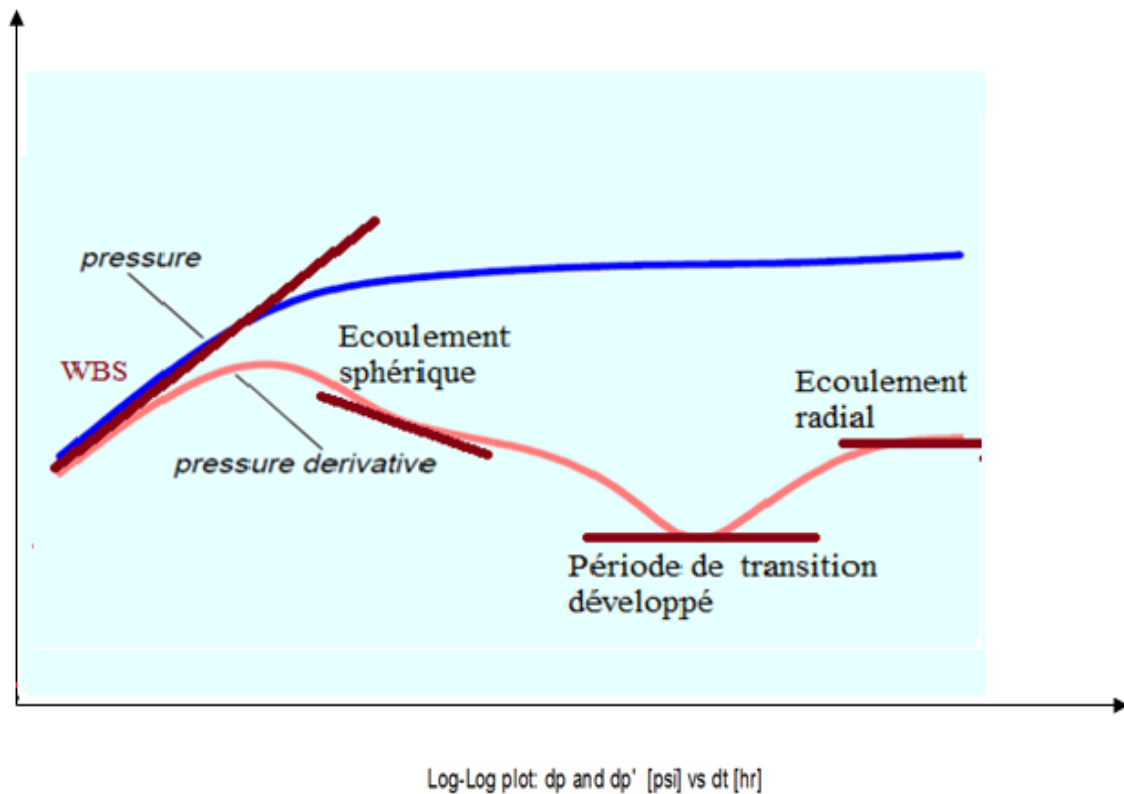


Figure V.2 : Les régimes d'écoulements dans le réservoir [12]

V.1.3 L'utilisation du logiciel d'interprétation :

- ✓ Les tests du build-up de la pression.

- ✓ Les tests du draw-down de la pression.
- ✓ Les tests du fall-off de la pression.
- ✓ Les tests injection.
- ✓ Test DST.

V.2 DEROULEMENT DE L'INTERPRETATION SUR LES PUIITS A GAZ:

V.2.1 INTERPRETATION DES TESTS REMONTEE DE PRESSION (BUILDUP) :

Les puits choisis pour l'interprétation appartiennent à la région de STAH champ d'ALRAR Est et sont respectivement AL 18– AL 15 – AL 07Bis– AL 16– AL 21.

Les puits ont été choisis selon la disponibilité des données d'enregistrement de pression de fond récentes. Pour mieux caractériser notre réservoir et sa performance actuelle, notre interprétation est basée sur les données des campagnes d'enregistrement de pression de fond, pour les Années 2012 à 2015.

V.2.2 LE PUIITS AL18 :

Le Puits AL18 a été foré en 1979, dans le réservoir F3 sur le flanc sud de la partie Est du gisement d'ALRAR, complété avec un Casing (7") et un tubing (5").

L'interprétation des tests faits dans les derniers quatre années 2012, 2013, 2014, 2015 nous permet d'étudier les évolutions de la pression et la température du réservoir Est du champ d'ALRAR. Nous avons sélectionné le puits AL18 parce qu'il a une position géologique très bonne dans le réservoir Selon la carte géologique (carte isobathes) au toit du F3 (voir l'annexe figure1) du réservoir ceci nous permet de déterminer le Modèle de réservoir.

Le puits AL18 est limité par deux failles presque parallèle (boundrayParallelfaults) d'une part et d'autre part tous les résultats de mesure en build-up (mesure des changements de la pression et la température en fonction du temps et le débit =0) étaient bons et disponibles et suffisant pour avoir un bon modèle pour les quatre dernières années ,une façon pour obtenir des résultats précis pour l'interprétation des essais des puits. [10]

V.2.2.1 Les données de puits AL 18 :

Les données de puits AL 18 sont présentées dans le tableau suivant:

Tableau V.1 : Les données de puits AL 18 :

Paramètres de test		Les unités
Type de test	standard	..
Puits	vertical	..
Type de fluide	gaz	..
Rate type	Surface rate	..
Rw	0.583333	ft
h	50.853	ft
porosité	0.13	%
T min	0	hr
T max	6.9373	hr
N: points	257	..
P	1490	psia
Paramètres PVT		
Gaz Gravity	0.7	..
H ₂ S	2	ppm
CO ₂	4	%
T réservoir	262.4	°F
P réservoir	1546	psia
Facteur de compressibilité	0.928261	..
B _g	0.0122528	cf/Scf
Salinité d'eau	10000	ppm
Form, comp,	3.00E-06	Psi ⁻¹
WGR	0.009429599	m ³ /Mm ³

V.2.2.3 L'interprétation Test 2015:

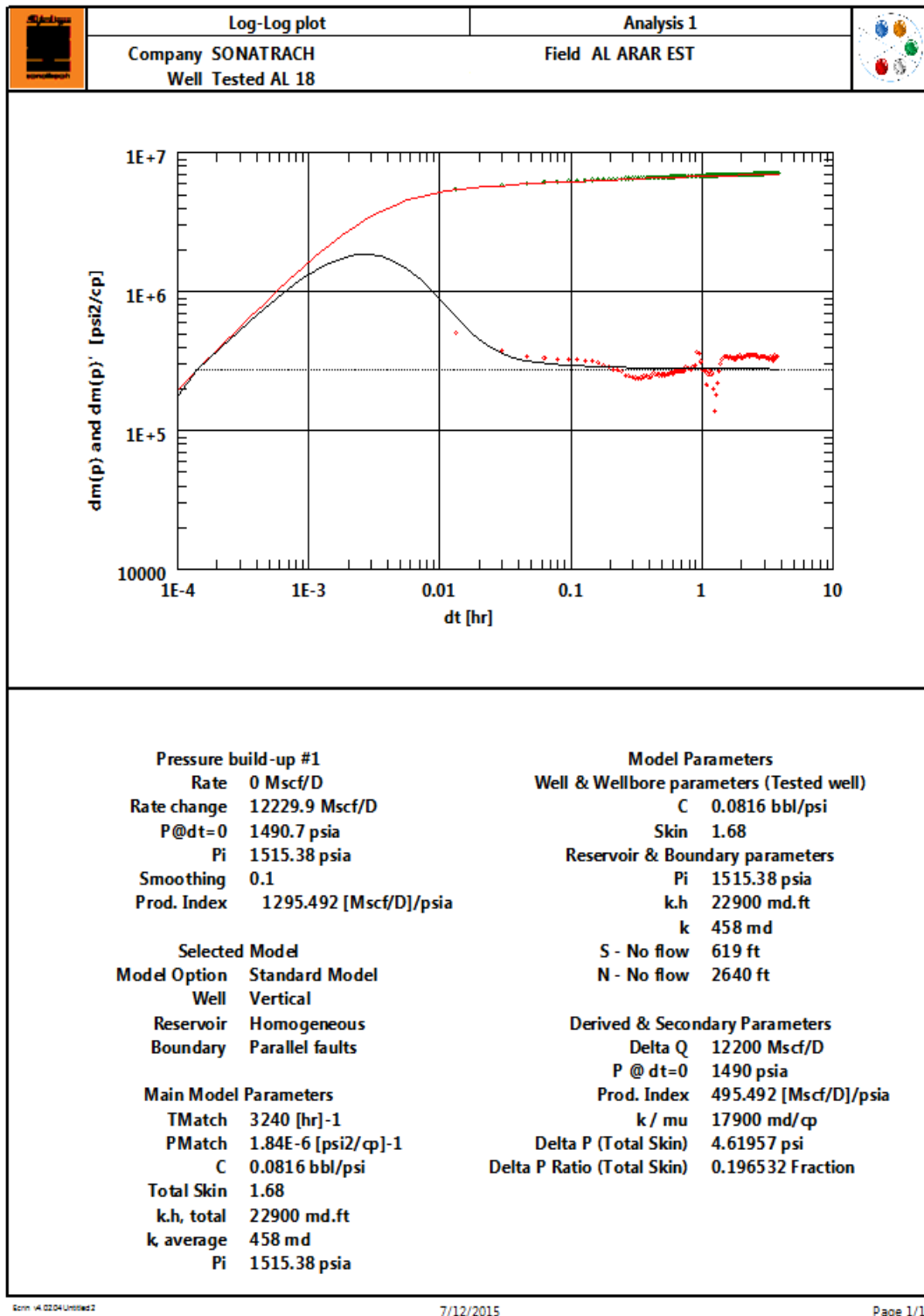


Figure V.3: Plot log- log et résultat de test build-up en 2015 puits AL 18[09]

V.2.3 ANALYSE DES REPONSES ET RESULTATS DES TESTS:

V.2.3.1 Modèle de réservoir du puits AL18:

Selon les résultats des tests de 2015 (Figure V.3) et résultats 2012 à 2014 (voire l'annexe figure 2, 3,4) et les plots log- log, on remarque que le puits AL18 est caractérisé par un modèle homogène limité par deux failles parallèles.

Le puits AL18 possède des caractéristiques très bonnes, la perméabilité est entre 400 et 450 md, le skin d'endommagement dans la plupart des cas est négatif, donc le contact réservoir puits est suffisant, mais au cours du temps la pression de réservoir a chuté progressivement, donc influe sur l'index de productivité.

Au début de l'année 2013, il y a une perturbation sur la production, cette perturbation est causée peut-être par les changements des paramètres de production sur les puits voisins (AL 17, AL 19.....etc.) d'où influe sur la pression de fond et les régimes d'écoulements au niveau du puits AL 18 ou le Colmatage au niveau de la liaison couche- trou. Par exemple: bouchage nombre des perfos par les sables.

L'acidification est recommandée pour ce puits car elle peut donner de bons résultats et économiquement plus rentable.

Tableau V.2: Evolution facteur de colmatage de 2012 à 2015 d'AL18

Année	skin	C(WBS) bbl/psi	K (md)	IP (Mscf/J)/psi	observation
Test 2012	- 4.53	11.3	406	1789.49	stimulé
Test 2013	-1.59	12	418	1682.36	stimulé
Test 2014	-3.93	2.85	469	1413.61	stimulé
Test 2015	1.68	0.0816	458	1295.49	colmate

V.2.3.2 Comparaison entre les tests d'AL18 :

* Test en 2015 : trois régimes d'écoulements observés dans cette courbe de dérivée :

1. L'effet de wellbore Storage.
2. Période Ecoulement sphérique.
3. Ecoulement radial.

* Test 2012, 2013, 2014: deux régimes d'écoulements observés sur la même courbe:

1. L'effet de wellbore Storage.
2. Ecoulement radial (écoulement ne pas continu) à cause du nombre de points enregistrés au cours de test qui est insuffisant.

* Les quatre build up présentent clairement :

- Un puits limité par deux failles parallèle
- Un réservoir homogène.

V.2.4 Explication du modèle réservoir d'ALRAR Est et Ouest :

Le modèle de réservoir Régine STAH /ALRAR gaz (Est et ouest) et suite l'interprétation des différents tests, est un réservoir homogène et parfois un réservoir composite par exemple : cas des puits AL 15, AL07Bis et AL16, la perméabilité(k) est entre 50 et 300 md et le réservoir est radial composite infinie ou à pression circulaire (voir l'annexe figure 5,6).

V.3 EFFET DU SKIN D'ENDOMMAGEMENT :

L'effet du skin sur la réponse de plot log-log de la pression transitoire dans un puits, la valeur importante de skin change la réponse de ce plot, dans ce cas l'interprétation ou l'analyse ne donne pas des résultats propres qui traduisent l'écoulement sur le puits dans un tel cas on dit que le skin retarde le temps du premier régime d'écoulement (écoulement sphérique).

On remarque que suivant plusieurs valeurs de skin si le skin augmente, l'écoulement sphérique est masqué, et peut regarder les autres régimes d'écoulement en temps retard.

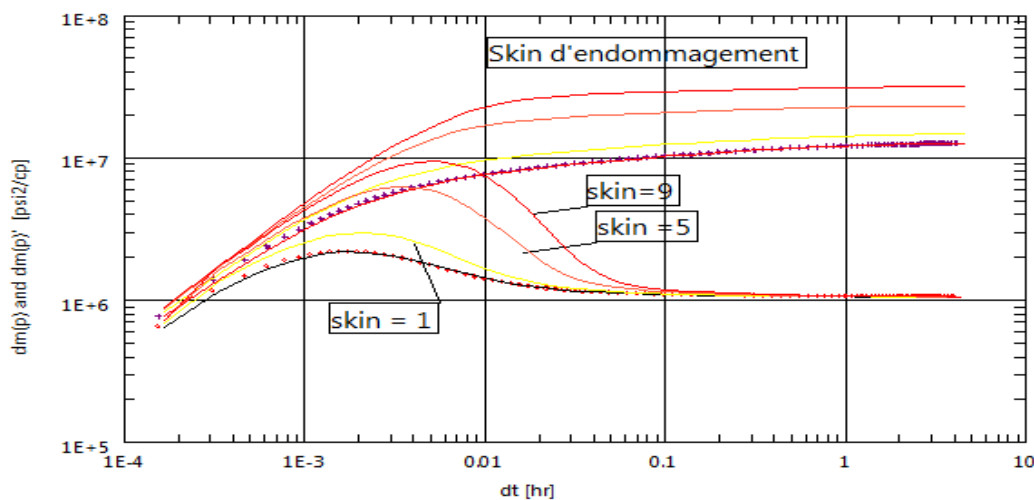


Figure V.4: Plot log-log avec plusieurs valeurs du skin

Après l'utilisation des interprétations des Wells tests des puits du champ d'ALRAR, le tableau suivant résume l'interprétation sur le champ:

Tableau V.3: Les résultats de l'interprétation des essais des puits du champ ALRAR

	K (md)	skin	h (m)	Porosité moyenne	model	limite
AL18	523	-3.5	15.5	13	Homogeneous	Parallelfaults
AL7bis	71.9	2.9	34	20	Radial composite	Circle
AL13	33.3	0	24.5	12.9	Homogeneous	Infinite
AL15	328	2.4	33.7	16	Radial composite	Circle
AL16	79.7	0	31.3	16	Radial composite	Infinite
AL12	630	-2.3	5.3	11.3	Radial composite	Infinite
AL25	195	-4.1	25.5	14.2	Twoporosity	Infinite
AL48	452	-2.1	21	11.2	Radial composite	One fault
DZ SE 1	412	36.1	24	8	Radial composite	Infinite
AL40	471	2.3	25	10.7	Radial composite	Infinite
AL21	59.7	9.5	15	11	Radial composite	Infinite

V.4 L'EVOLUTION DE LA PRESSION DU CHAMP ALRAR GAZ :

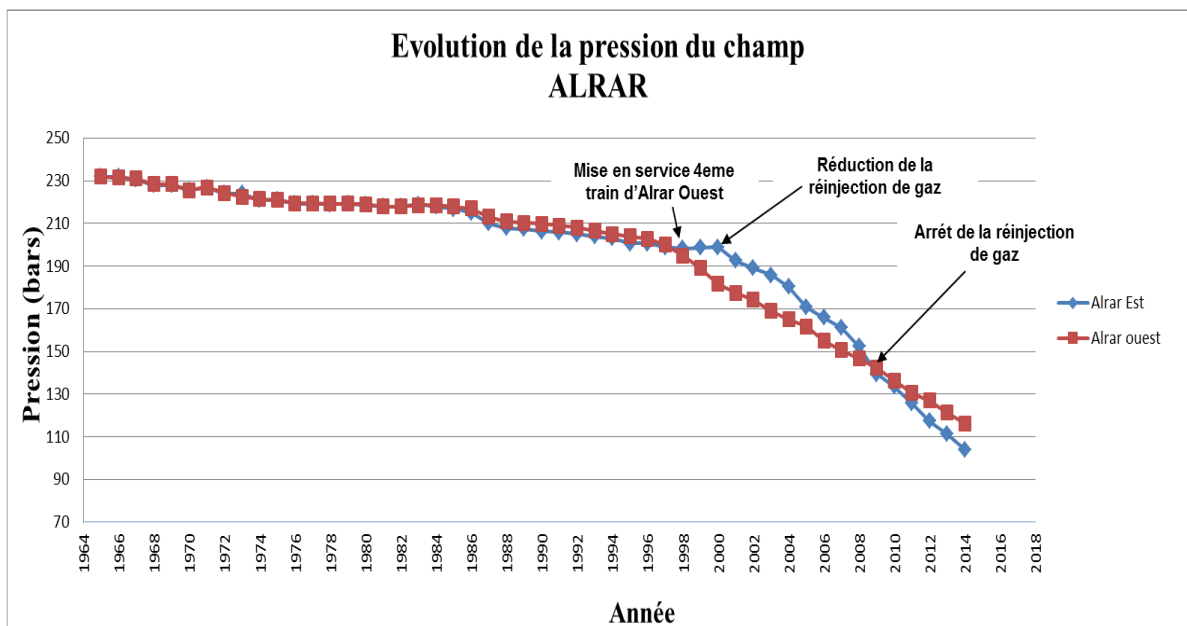


Figure V.5: L'évolution de la pression du champ ALRAR Est /Ouest [09]

L'arrêt de la réinjection de gaz provoque une influence négatif sur la production D'ALRAR Est au début, et après de l'arrêt de la réinjection de gaz aucun système de maintien de la pression n'a été mis en place, actuellement, on constate une chute progressive pour l'Est et l'Ouest D'ALRAR cela crée plusieurs problèmes d'exploitation.

L'interprétation des essais des puits, montre l'importance pour la connaissance et la compréhension des puits et du réservoir, Ainsi que pour déterminer les propriétés pétrophysique du réservoir du champ ALRAR gaz. Cependant, confirmer de nombreux problèmes dans la région STAH, qui nécessitent l'étude, afin de trouver les solutions efficaces, précises et économiques.

Parmi ces problèmes qui viennent entraver le processus de production le liquide loading dans des puits à gaz, le cas des puits AL21, 54, 79. et AL 80 engorgement de tubing de production dans notre étude en prend AL21.

V. 5 ANALYSE DES RESULTATS DE L'INTERPRETATION AL21 :

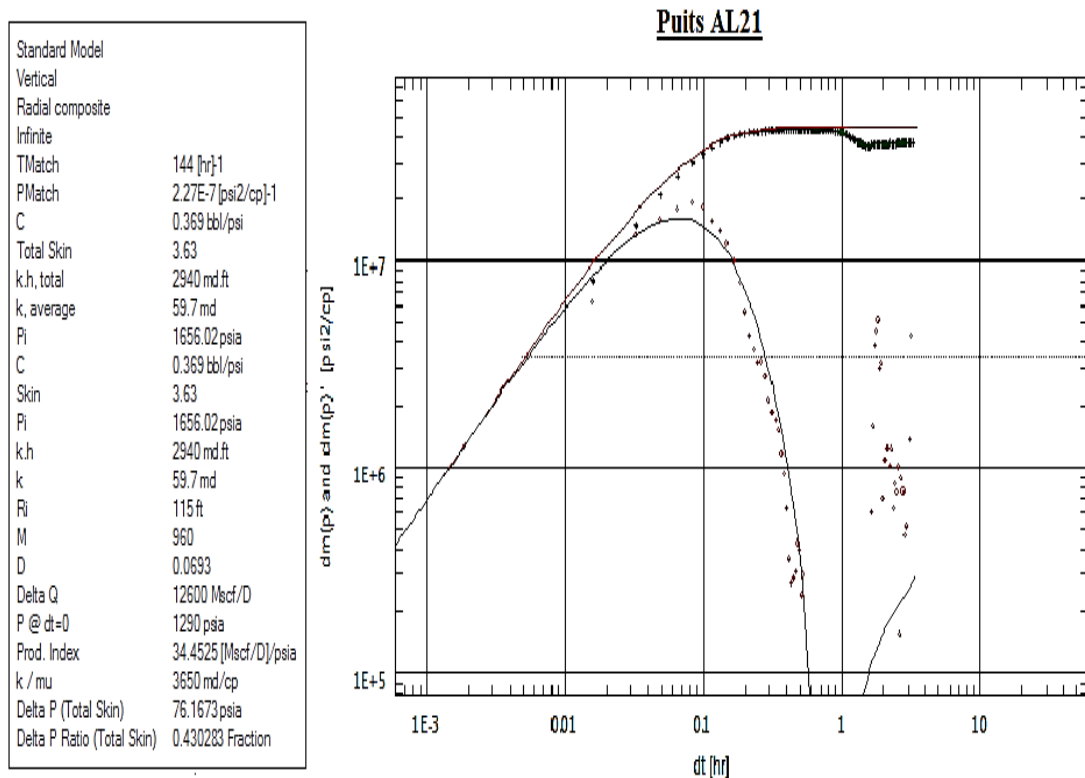


Figure V.6: Plot log- log et résultat de test build-up en 2015 puits AL 21

AL21 c'est un puits caractérisé par un modèle du réservoir radial composite à limite infinie et perméabilité moyenne.

En 2015, après la campagne d'enregistrement de la pression de fond, intervenir avec des opérations d'acidification pour la stimulation du réservoir et essayer de résoudre ce problème et pour réduire le skin d'endommagement, aucun résultat après l'opération n'a été obtenu. Selon le résultat de l'interprétation le comportement pour chaque type d'écoulement vers le puits, est bon, et la perméabilité est suffisante. Donc le problème n'est lié à la condition de réservoir. Le puits possède une énergie suffisante mais n'est pas efficace. [12]

V.6 ETUDE DE PUIITS AL21:

V.6.1 HISTORIQUE DU PUIITS « AL21 » :

AL 21 puits producteur de gaz (dévonien F3) foré le 4/06/ 1976, Il a été repris en Mars 1980 pour complétion En 23/12/1981 il a été perforé, Le 23/12/1984 mis en service.

En Avril 1992 un WO pour changement de complétion suite pression anormale dans les annulaires 7'' et 9''5/8 a été réalisé.

En 2013 WO de sécurité : Pression anormalement élevée dans l'annulaire 7'' (Voir Annexe fiche technique PUIT AL21figure14). [09]

V.6.2 PREDICTION DE LIQUIDE LOADING D'AL21:

V.6.2.1 L'état actuelle d'AL21:

Actuellement ce puits est ennoyé chaque jour et le dégorgement de 2 à 3 heures sur torche, c'est une solution provisoire pour diminuer ou alléger le poids de la colonne de production et après 8 à 9 heures de production le puits a été trouver noyée.

Pendant les premières 30 min, l'opération de dégorgement dégage une quantité estimée à 1.5/ 2 m³d'eau et ensuite le gaz à condensat, à la pression de tête fixée à la même pression avec test de débit en séparateur à 56barset même période de palier avec la mise en place vanne sécurité fond (S/choke), observation sur champ (flamme de torche) pour test dégorgement(voir l'annexe figure 7)

V.6.2.2 Test de potentiel:

Le puits AL 21 puits à gaz désigné pour la production du gaz humide, le débit actuel aux conditions de production selon le test de débit en séparateur dans le tableau suivant :

Tableau V.4 : Résultat de test séparateur AL21

Etat	Date	P tête (bars)	Q gaz (10 ³ Sm ³ /j)	Q cond. (Sm ³ /j)	Q Eau (Sm ³ /j)
Production n'est Pas valable aux conditions actuelles (arrivée Usine 64 bars)	28-01-2016	56	219	219	1.143
Production	28-01-2016	67	118.809	4.83	0 Eau Sur Puits
Ennoyé(perteéruptivité)	28-01-2016	70	108.363	0 Cond. Sur Puits	0 Eau Sur Puits
Ennoyé(perteéruptivité)	28-01-2016	74	77.498	0 Cond.Sur Puits	0 Eau Sur Puits
Puitsfermé	28-01-2016	77	0	0	0

V.6.2.2.1 ANALYSE DES RESULTAT :

On exprime la production de gaz avec condensat et l'eau par une transformation de gaz humide à gaz condensat parce que la pression de fond est inférieure à la pression de rose.

L'augmentation de pression de tête dans le test fait une accumulation de liquide (condensat + eau) dans le tubing parce que $\Delta P = P_{\text{fond}} - P_{\text{tete}}$ qui pousse la colonne hydrostatique est diminuée.

Pour stimuler ce phénomène et trouver quelque solution on utilise le logiciel PROSPER.

V.6.3 PRESENTATION DE LOGICIEL DE PROSPER :

Le logiciel **PROSPER**, permet de modéliser et d'analyser la performance des puits producteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement triphasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

Un tel processus est subdivisé en quatre phases à savoir :

- L'écoulement à travers le réservoir.
- L'écoulement à travers la complétion.
- L'écoulement à travers le tubing.
- L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur.

La simplicité et la rapidité de traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering et la production. Il permet :

- L'analyse de la performance des puits.
- L'optimisation des complétions. [13]

V.6.3.1 Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper :

- Rapports géologiques.
- Rapports de complétion du puits.
- Données de tests.
- Données de jaugeages.
- Historique de production du puits.

V.6.3.2 Application du Prosper dans le domaine d'activation des puits :

- Simulation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent Build Up ou DST et rapport de complétion en date de l'essai.
- Trouver le point de fonctionnement du puits considéré par itération sur des données susceptible d'être changes.
- Représenter sur le même graphe, la situation actuelle du puits en calant le dernier jaugeage effectué sur le puits considéré.
- Une simulation du puits avec le changement de complétion.

V.6.3.3 Les informations nécessaires de logiciel Prosper :

Dans ce tableau on met tous les informations nécessaires (description du fluide, le type de complétion, la méthode artificielle, le type de puits, les informations d'utilisateur (l'entreprise, le nom de puits, le champ.....) qui vont être utilisées ultérieurement par le logiciel dans les calculs ou pour les mettre dans le rapport final.

Les informations nécessaires de system qu'il faut mettre dans le logiciel sont indiquées dans la figure (voir l'annexeFigure 8)

V.6.3.4Modèle PVT:

Le modèle PVT que nous avons utilisé pour la modélisation du comportement du fluide est un modèle Black Oil.

La modélisation est principalement basée sur les mesures de jaugeage effectuée par le société de service EXPRO du 10/06/2015.

On étudie la variation des paramètres PVT (Z factor, Bg, la densité et la viscosité de gaz) avec la déplétion de pression de réservoir pour une température donnée qui est la température du réservoir (128°C) et la pression de rosé (200 bars) . (voir l'annexe figure 9,10)

Dans ce cas, la corrélation de "Lee" et "Al" a été choisie pour calculer la viscosité de gaz.[13]

V.6.3.5Définition des équipements de puits :

Les équipements de puits à définir concernent la complétion. Il faut avoir une description géométrique détaillée de tous les équipements qui se trouvent entre le fond et la

tête du puits. (Voir l'annexe Figure 11) résume les données nécessaires pour décrire une complétion.

V.6.4 Construction de VLP (Vertical Lift Performance) :

Avant de construire le VLP nous devons choisir la corrélation adéquate pour calculer les pertes de charges dans le tubing, pour cela on utilise les résultats du test pression de fond dynamique (PFD) réalisé le 13/04/2015 et le test de jaugeage du 10/06/2015.

A partir le test PFD on prend les données qui sont montrées dans le rectangle bleu (figure VI.7) et pour les données affichées à l'intérieure du rectangle rouge on utilise le jaugeage le plus proche de test PFD.

Tubing Correlation Comparison - Data Entry (Berrabah&legsir AL #21.Out...

Calculate Done Cancel Export Report Help

Input Parameters

First Node Pressure	63	BARa
Water To Gas Ratio	0	Sm ³ /Sm ³
Gas Rate	104	1000Sm ³ /d
CGR	0.041	Sm ³ /Sm ³

Correlations

All

- Duns and Ros Modified
- Hagedorn Brown
- Gray
- Mukerjee Brill
- Beggs and Brill
- Petroleum Experts
- Orkiszewski
- Petroleum Experts 2
- Duns and Ros Original
- Petroleum Experts 3
- GRE (modified by PE)
- Petroleum Experts 4
- Hydro-3P
- Petroleum Experts 5
- OLGAS 2P
- OLGAS 3P
- OLGAS3P EXT

Pipeline Correlation Beggs and Brill

Measured Data

Point	Depth	Pressure	Match Data
	m	BARa	Transfer
1	0	63	Paste
2	500	65.5	Copy
3	1000	68	Clear
4	1500	70.5	
5	2000	74.5	
6	2565	96	
7			
8			
9			
10			

Figure V.7 : Calculer des pertes de charges dans le tubing par différentes corrélations.

Parmi les différentes corrélations existent dans le logiciel Prosper, la corrélation de Gray nous a donné un très bon match de profil pression dans le tubing.

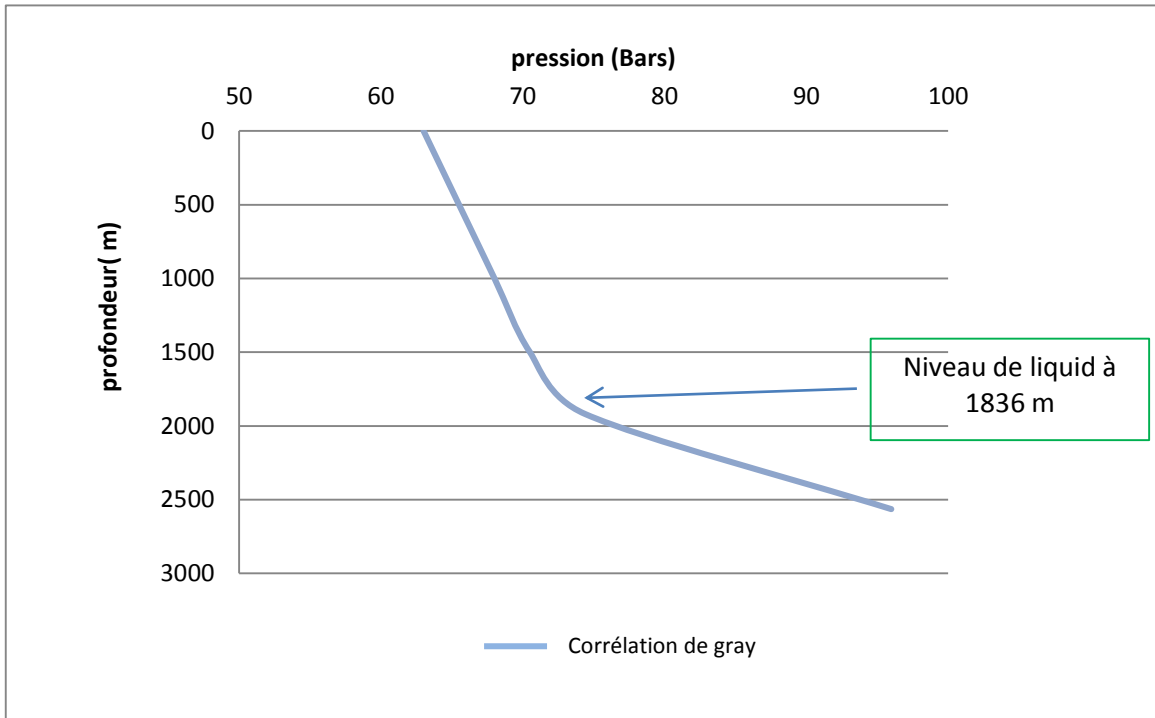


Figure V.8 : Corrélation choisie pour calculer les pertes de charges dans tubing

D'après cette corrélation on observe que il ya un changement de densité dans la colonne de tubing a une profondeur de 1836 m, ce qui indique la présence de liquide accumulé.

V.6. 5 Inflow Performance Relationship (IPR):

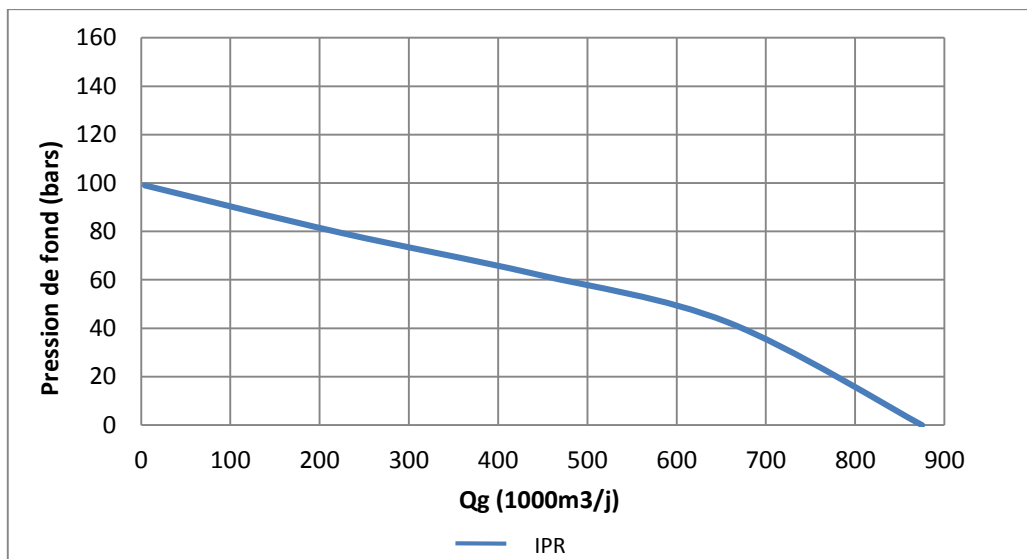


Figure V.9: courbe IPR du puits AL21

V.6.5.1 Construction du système VLP /IPR :

On rassemble les deux courbes VLP/IPR qui sont déjà construits dans le but d'obtention de point de fonctionnement et de faire une analyse de production (Formation de condensat) dans le réservoir et dans le tubing (liquid loading).

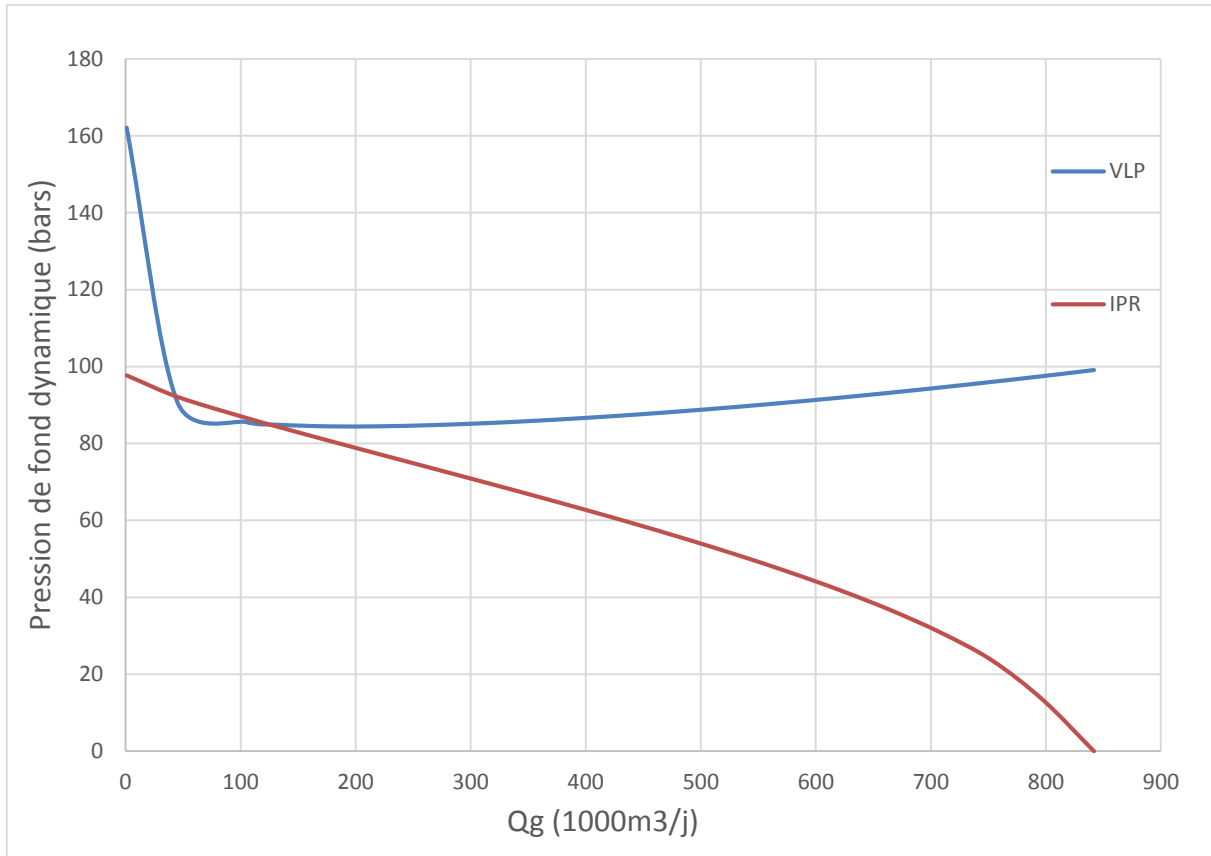


Figure.10 : Le point fonctionnement de D'après matching entre IPR/VLPAL21

D'après matching entre IPR/VLP sur AL21 en remarque que meilleur débit est 140 Mm³/j et AOF égal 860 Msm³/j.

Si on compare la courbe précédente avec une courbe normale (voir l'annexe figure 13) de VLP/IPR on remarque bien que le débit de gaz dans le puits AL21 est affecté d'une part par la pression de réservoir qui est très faible (Elle est de l'ordre de 100 bars) et d'autre part par l'augmentation de pression dans la colonne hydrostatique.

Pour cela on va étudier l'effet de changement de la pression de réservoir, diamètre de tubing et la pression de tête sur le débit de gaz.

V.6.6 L'effet de l'arrêt de la réinjection de gaz :

La réinjection de gaz sec (recyclé) est primordiale dans l'exploitation des gisements de gaz à condensat pour maintenir la pression de réservoir au-dessus de la pression de rosé dans le but d'éviter la formation de liquide dans le réservoir.

L'arrêt de la réinjection de recyclage nous a conduits vers une déplétion importante de pression de réservoir, cette dernière provoque le problème de condensation.

La figure V.11 montre l'effet de différentes valeurs de pression de réservoir sur le débit de gaz produit. A partir de cette courbe on peut tracer la courbe de sensibilité de débit de gaz par la variation de pression de réservoir.

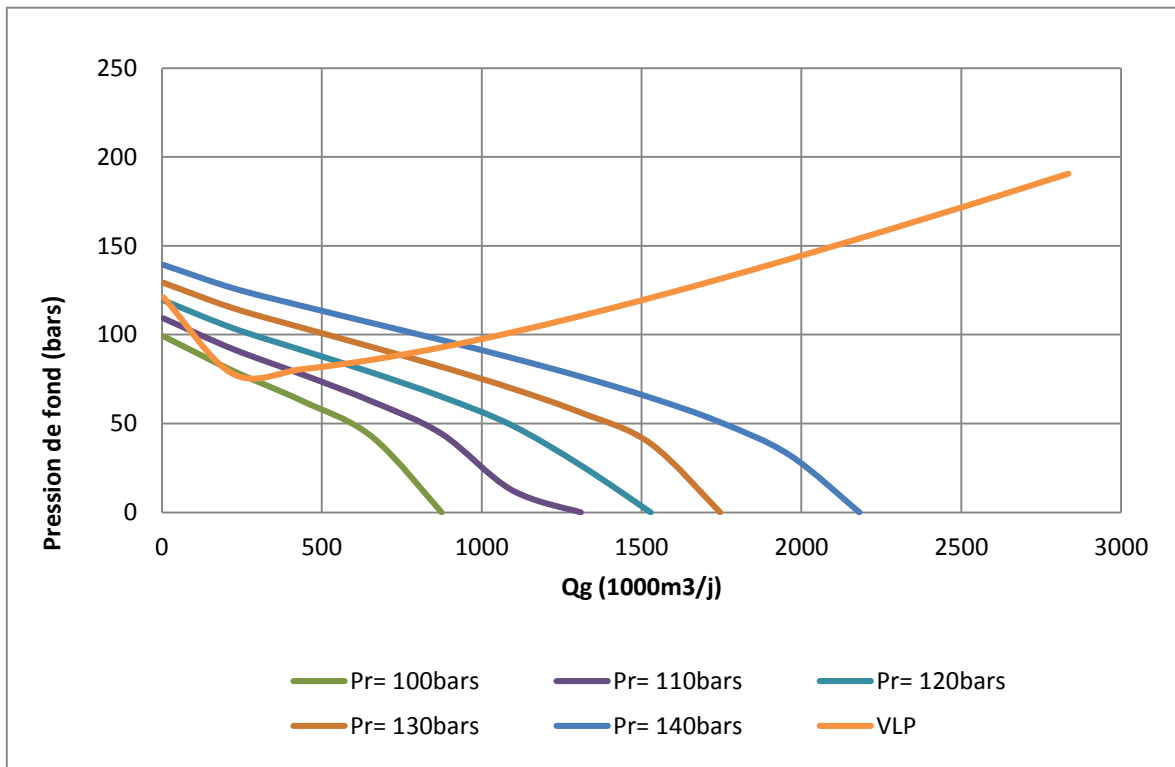


Figure V. 11 : l'effet de la déplétion sur le débit de gaz.

A partir de la courbe de la figure V.11 on peut dire que le puits AL21 va perdre son éruptivité une fois la pression de réservoir atteint une valeur de 96 bars.

V.6.7 L'effet de changement de tubing :

Dans le cas général, le changement de diamètre de tubing a une influence sur la courbe VLP et avec l'augmentation de diamètre de ce dernier on peut améliorer la vitesse de gaz (voir la courbe de la figure V.12).

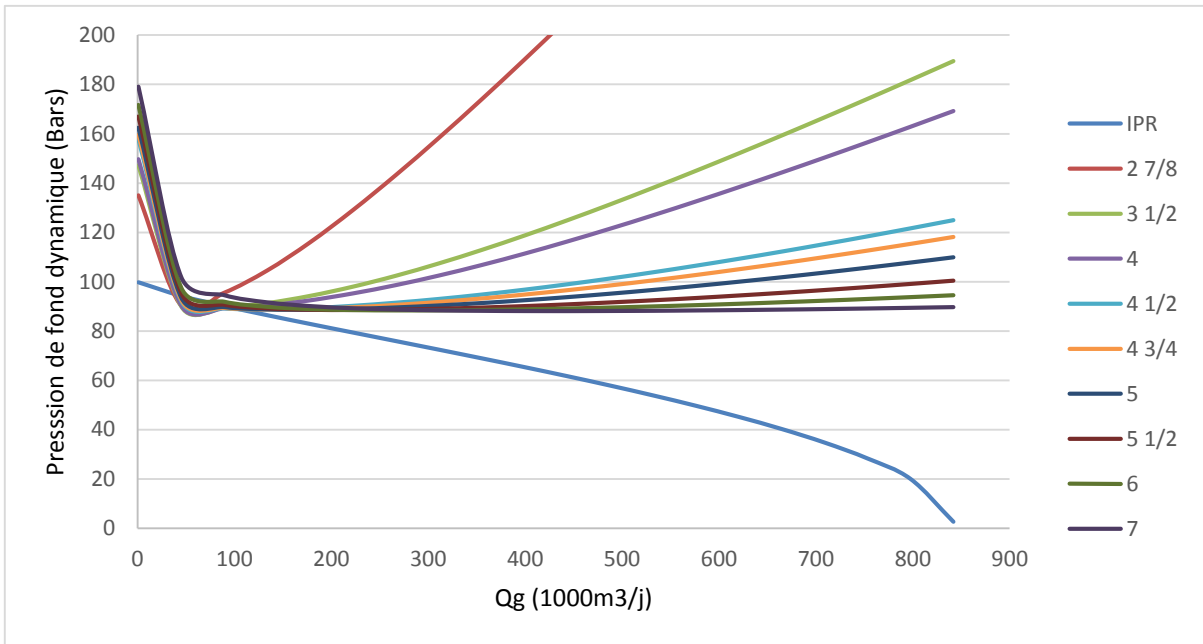


Figure V.12 : Effet de diamètre de tubing sur la production.

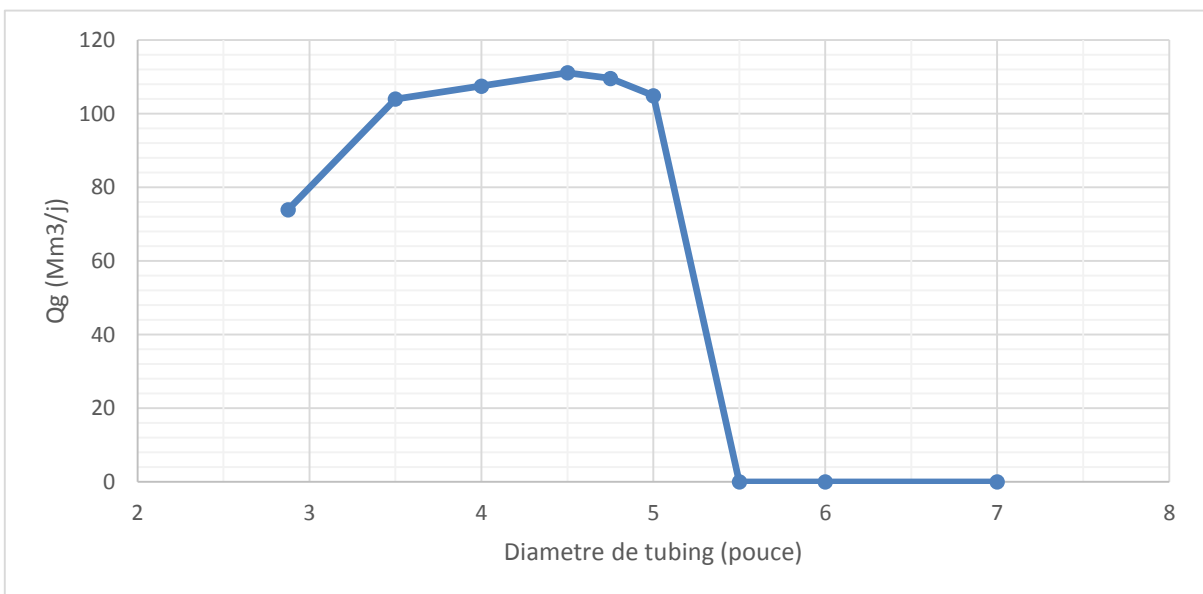


Figure V.13 : Sensibilité Diamètre de tubing de par le débit de gaz

À partir de cette diagramme nous constatons que : l'augmentation de diamètre génère une augmentation de débit jusqu'à atteint une valeur maximum 112 Msm³/j, après cette valeur on vu une diminution de débit quelle que soit le l'augmentation de diamètre. Finalement on distingue que le diamètre optimale de puits AL21 est 4"1/2.

V.6.8 L'effet de diminution de la pression de tête :

La pression de séparation qu'est à l'ordre de 63 bars nous oblige de produire avec une pression de tête d'environ 68 bars. Cela est considéré comme un obstacle majeur pour la production.

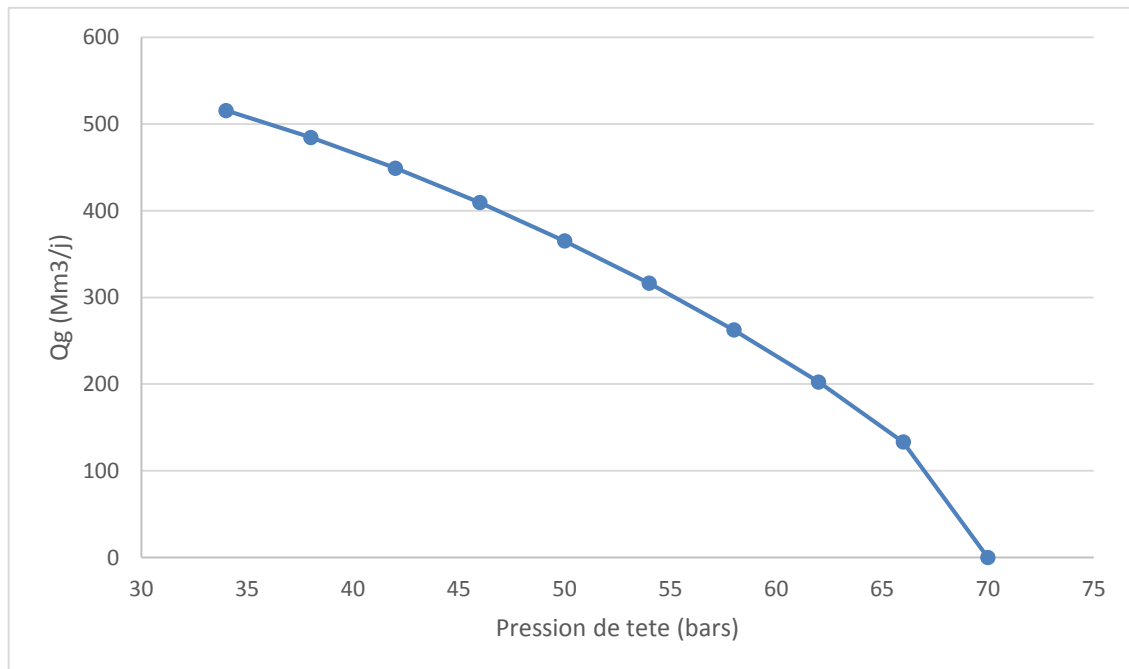


Figure V.14 : Sensibilité la pression de tête par le débit de gaz

V.6.9 l'effet du projet du boosting sur la pression têteAL21 :

Si on veut maintenant augmenter la production au niveau des puits il faudra faire abaisser la pression à la tête de puits, mais cela empêchera l'arrivée du gaz à l'entrée de l'usine ou du moins avec une pression insuffisante, d'où la nécessité de mettre en place des unités de compression pour assurer l'acheminement du gaz vers l'usine avec la pression requise à l'entrée, ce procédé est connu sous le nom de Boosting,

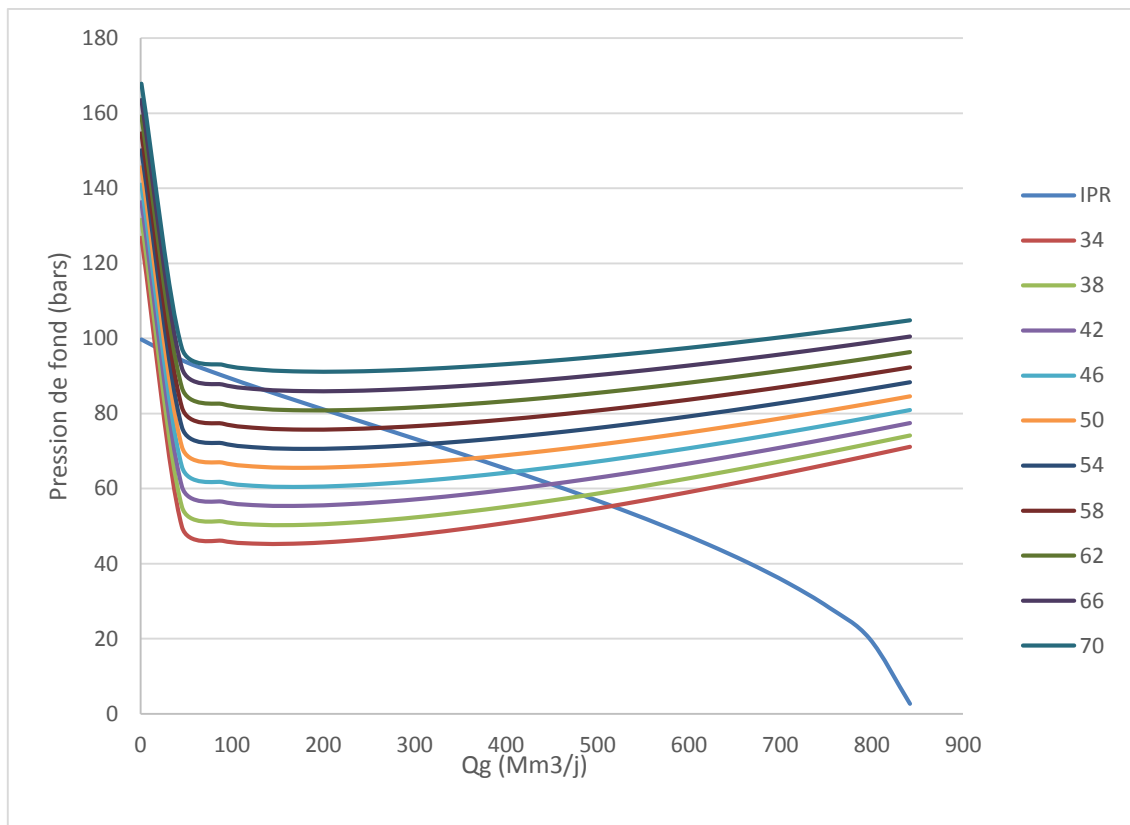


Figure V.15 :l'effet du projet du boosting sur la pression tête

Les courbes (Figure V.15) nous montrent que la diminution de la pression en tête conduit vers une amélioration très importante de production, alors, le boosting sera un projet bénéfique pour améliorer la production.

D'après les résultats de cette analyse, nous pouvons constater que :

- D'après matching entre IPR/VLP sur AL21 en remarque que meilleur début est 140 Mm3/j.
- Pour le puits AL21 changement de diamètre de tubing de 5" à 4 1/2" ce qui permet d'augmenter la vitesse de gaz pour lifter les liquides accumulées au fond
- Boosting sera un projet bénéfique pour améliorer la production permet de diminuer la pression de tête ce qui augmente le $\Delta P = P_f - P_{tete}$.

CONCLUSION GENERAL

Le champ d'ALRAR est caractérisé par une perméabilité moyenne sur les puits (AL15, AL41, 40, DZES1....etc.) à l'exception des quelques puits ; exemple (AL7bis, AL13, AL21, AL16.....etc.).

Le skin d'endommagement augmente Sur la partie Nord-Ouest d'ALRAR Ouest exemple sur les puits (AL41, DZES1....etc.) le skin environ 33à 36.

L'étuded'AL21 permettre de traiter le problème du "liquide loading" d'une façon claire, et avoir une connaissance approfondit sur ce phénomène malgré que ce dernier soit classifié dans l'axe de recherche.

Après l'arrêt de la réinjection de gaz, le puits AL21 va perdre son eruptivité une fois la pression de réservoir atteint une valeur de 100 bars.

Pour un diamètre optimisé (4^{1/2}) on n'aura pas un gain vraiment remarquable 112Msm³/j. Le diamètre du tubing utilisé (5") actuellement et acceptable avec les conditions actuelle.

La diminution de la pression de tête qui est faisable avec le démarrage de Boosting est nécessaire dans notre cas pour éviter le problème d'égalisation de la pression de tête avec la pression de ligne qui est dû principalement au problème de "Liquid Loading".

RECOMMANDATIONS

Nous suggérons les recommandations suivantes :

- ✓ On fait les opérations de nettoyage sur les puits colmatés pour améliorer le contact au niveau de la liaison couche trou.
- ✓ Appliquer des études économiques, afin de réaliser les opérations de welltesting pour atteindre les objectifs à l'avance, et pour réduisant les charges et les prix.
- ✓ Fermeture au fond pour diminuer la durée de l'effet de capacité de puits et obtenir des résultants bien précis.
- ✓ Dans le puits AL21 pour localise le contact actuel eau/gaz afin d'isoler la perforation il est préférable de faire un enregistrement de diagraphie(RST).
- ✓ Pour résoudre le problème de liquid loading on a des autres solutions notamment :
Gaz lift intermittent,Plunger Lift, Utilisation surfactant (Foaming).

Bibliographiques

- [01] Robertson research international, Etude bassin Illizi sedimentology, diagenesis and seismic modelling of reservoir in the illizi basin, Algeria Septembers 2000.
- [02] Handbook of petroleum exploration and production V3 ,Well test analysis: The use of advanced interpretation models auteur: Dominique Bourdet Ed: Elsevier 2002, ISBN: 0-444-50968-2.
- [03] Guo & Ghalambor petroleum production engineering_2007.
- [04] Lea j., Nickens, h., Wells, m.,: "Gas well deliquification-solution to gas well liquid loading problems", Elsevier, 2003 ,Electronic ISBN: 978-0-0805-7798-5
- [05] Propriété des fluides de gisements .j.f gravier (Total-c.f.p).ed.technip.1986.Les fluides de gisement (note).P.Mondrain(e.n.s.p.m) ,1975. (Cours réactualise a paraitre prochainement.
- [06] Chef/ DEP A. Aitamer présentation de la région stah, Page 16 – 20 juillet 2001.
- [07] Sandal, h.h horne, r.n, ramey, h.j., and williamson, j.w: "interference testing with wellbore storage and skin effect at the produced well," paper SPE 7454presented at the 53 rd annual fall. technical. conference and exhibition of aime in houston, texas (oct, 13-1978).
- [08] Inflow performance modelling & well testing, © the r. Gordon university 2009.
- [09] Les ingénieurs service technique puits, Document réalisé par le service, 2012, 2013, 2014,2015.
- [10] Document proposé par Sonatrach.
- [11] GASMI Med Tayeb ,TOUAHRI Rida , "Interprétation des Données des Essais de Puits(Test Build up)" Universite Kasdi Merbah Ouargla ,2012.
- [12] Betta youcef, Belhout Houcin , Belkacemi Boubaker , "Estimation des paramètres de réservoir par l'interprétation des essais de puits a gaz a partir decalage effectué par logiciel SAPHIR et la méthode TDS Application au champ de Gassi Touil" , Universite Kasdi Merbah Ouargla ,2015.
- [13] Benmir Mounir, Elbar Abdelkader , " Utilisation de l'analyse nodale pour valider un model Well test", Universite Kasdi Merbah Ouargla ,2015.

Annexe

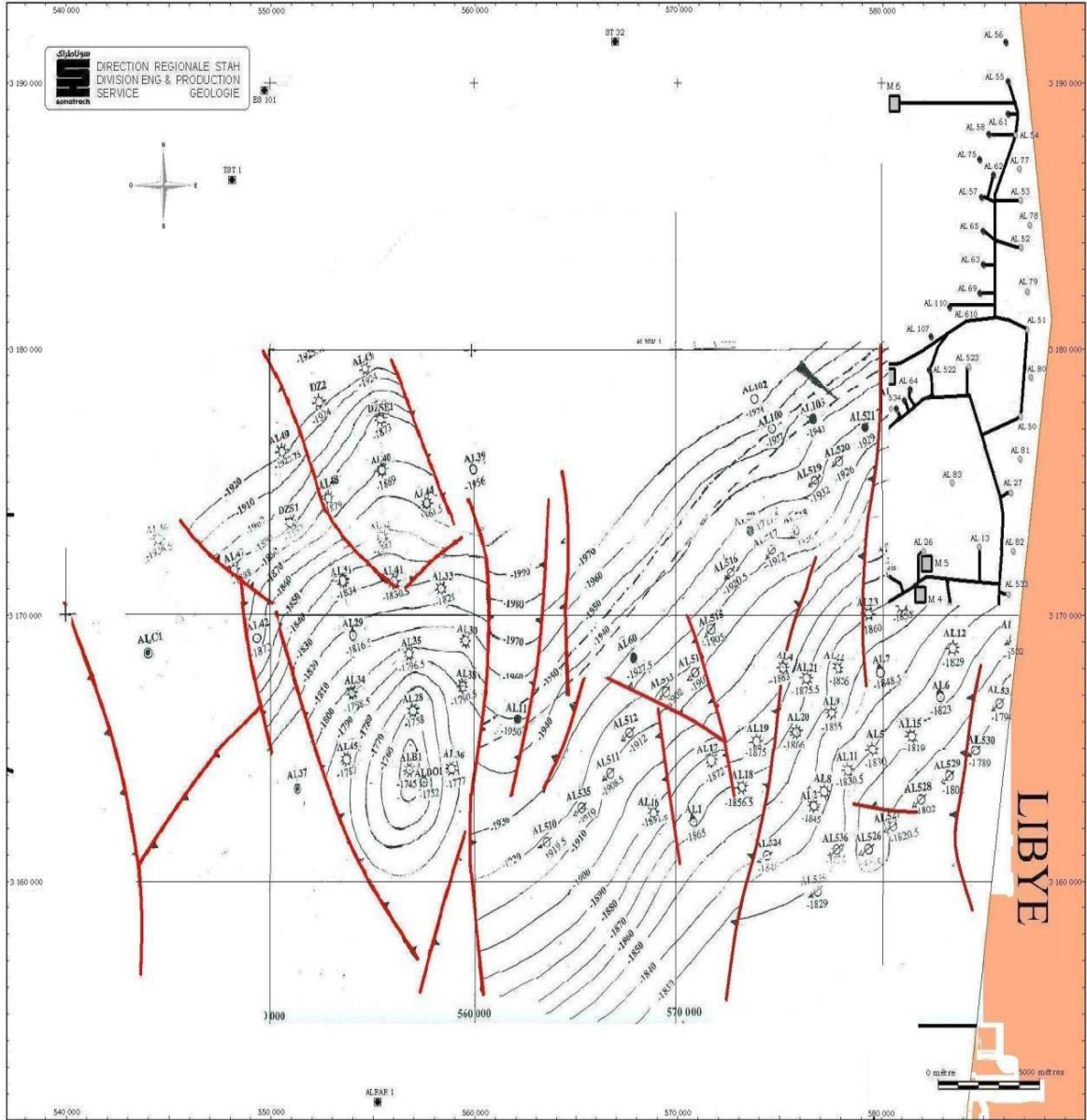


Figure1: Carte isobaths F3 ALRAR version 16.03.10

ANNEXE

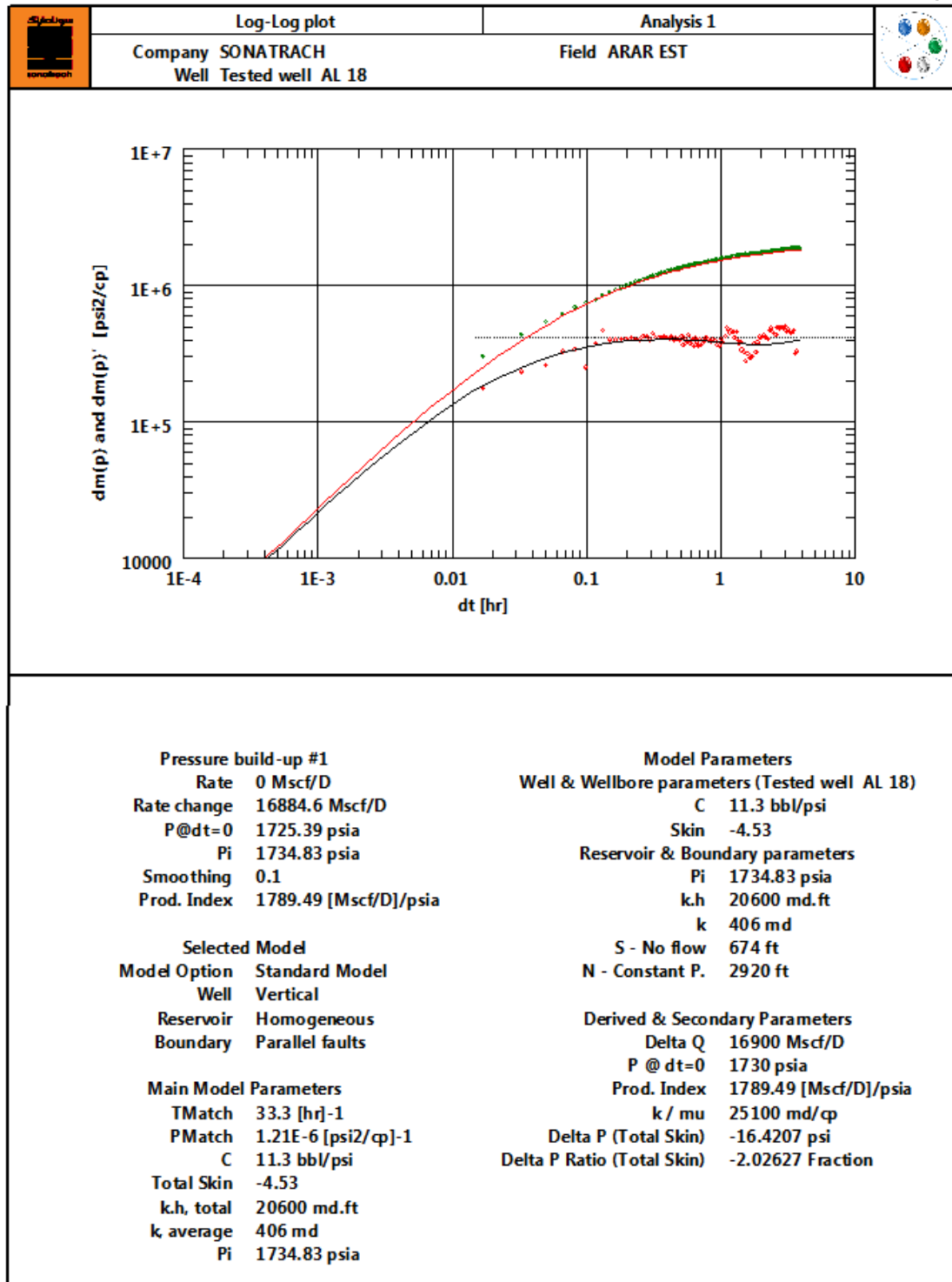


Figure 2 : Plot log- log et résultat de test build-up en 2012 puits AL 18.

ANNEXE

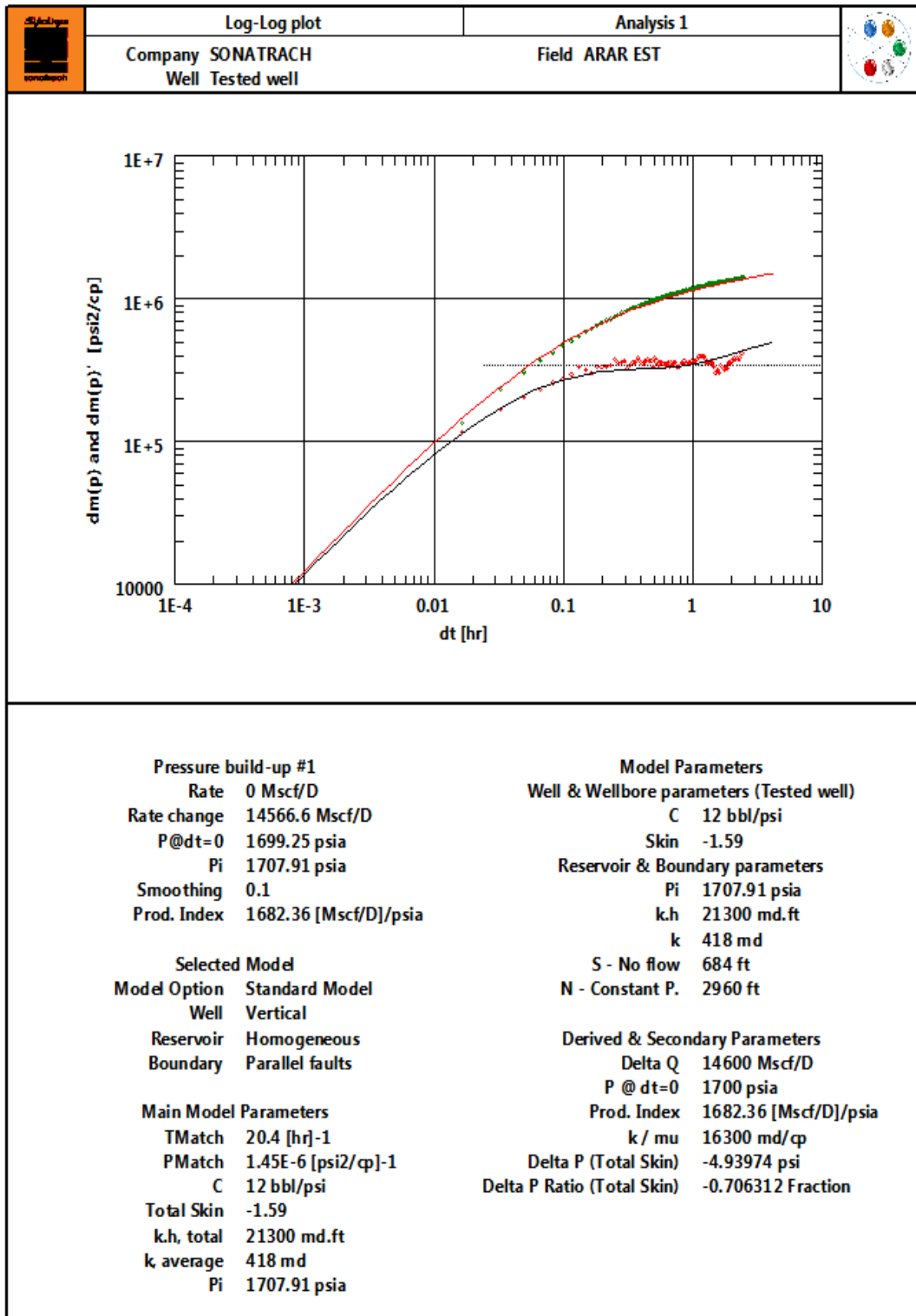


Figure 3 : Plot log- log et résultat de test build-up en 2013 puits AL 18

ANNEXE

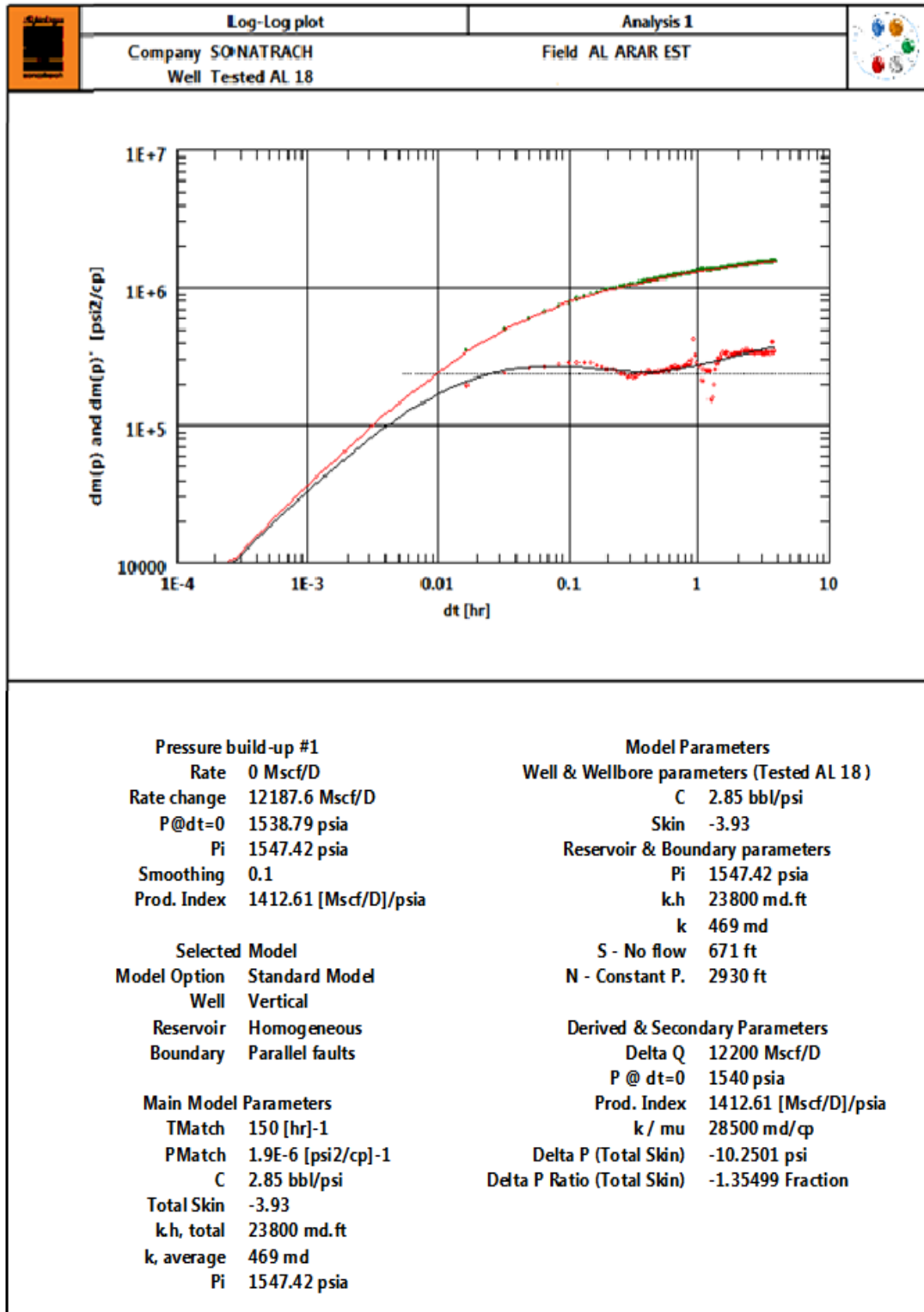


Figure 4 : Plot log- log et résultat de test build-up en 2014 puits AL 18

ANNEXE

Standard Model	
Vertical	
Radial composite	
Infinite	
TMatch	2550 [hr] ⁻¹
PMatch	4.74E-7 [psi ² /cp] ⁻¹
C	0.0568 bbl/psi
Total Skin	-0.0389
k.h, total	8190 md.ft
k, average	79.7 md
Pi	1637.7 psia
C	0.0568 bbl/psi
Skin	-0.0389
Pi	1637.7 psia
k.h	8190 md.ft
k	79.7 md
Ri	477 ft
M	0.995
D	0.989
Delta Q	16800 Mscf/D
P @ dt=0	1580 psia
Prod. Index	270.369 [Mscf/D]/psia
k / mu	4780 md/cp
Delta P (Total Skin)	-0.390584 psia
Delta P Ratio (Total Skin)	-0.0063892 Fraction

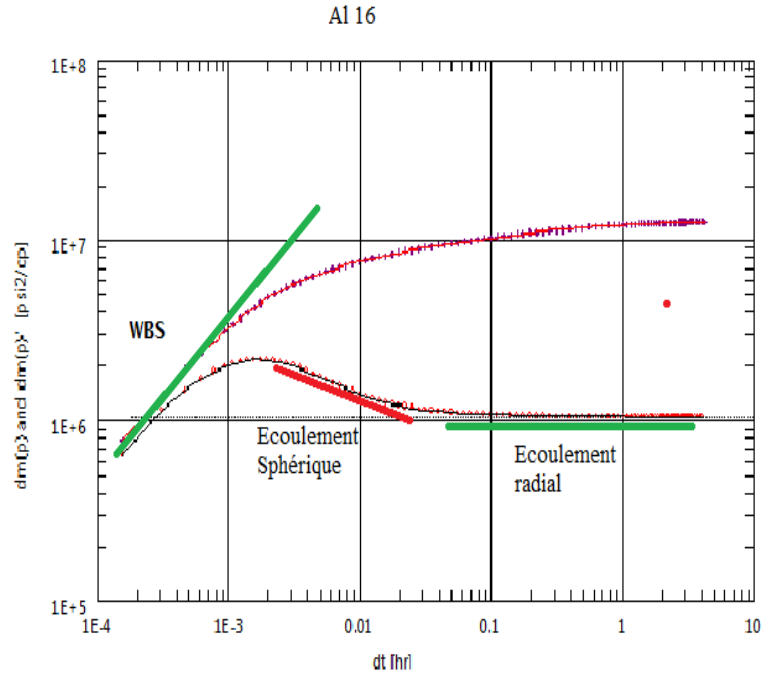


Figure5: Plot log- log et résultat de test build-up en 2015 puits AL 16

Standard Model	
Vertical	
Radial composite	
Circle, No flow	
TMatch	2400 [hr] ⁻¹
PMatch	2.13E-6 [psi ² /cp] ⁻¹
C	0.0877 bbl/psi
Total Skin	3.34
k.h, total	18300 md.ft
k, average	360 md
Pi	1525.98 psia
C	0.0877 bbl/psi
Skin	3.34
Pi	1525.98 psia
k.h	18300 md.ft
k	360 md
Ri	236 ft
M	2.16
D	0.105
Re - No flow	1630 ft
Delta Q	8450 Mscf/D
P @ dt=0	1490 psia
Prod. Index	239.557 [Mscf/D]/psia
PV	0.00379 bcf
k / mu	14000 md/cp
Delta P (Total Skin)	7.69014 psia
Delta P Ratio (Total Skin)	0.323807 Fraction
Pbar	1521.18 psia

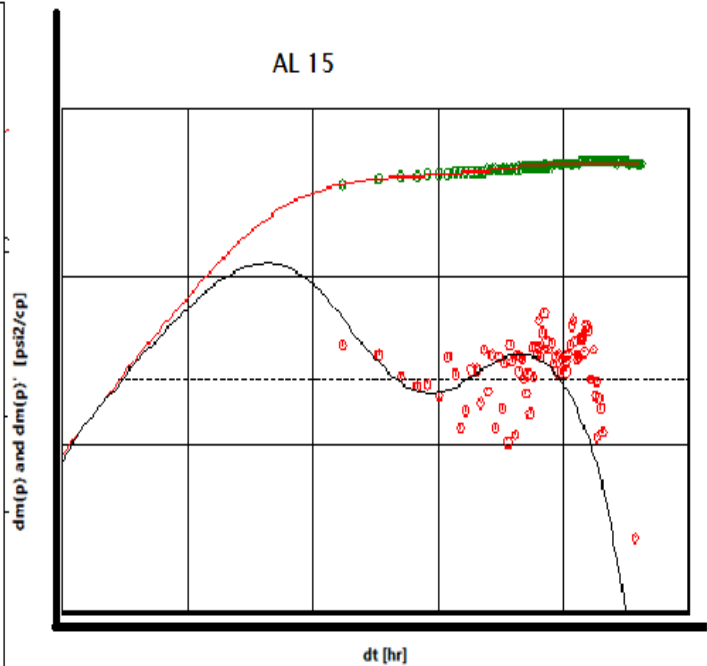


Figure6: Plot log- log et résultat de test build-up en 2015 puits AL 15

ANNEXE

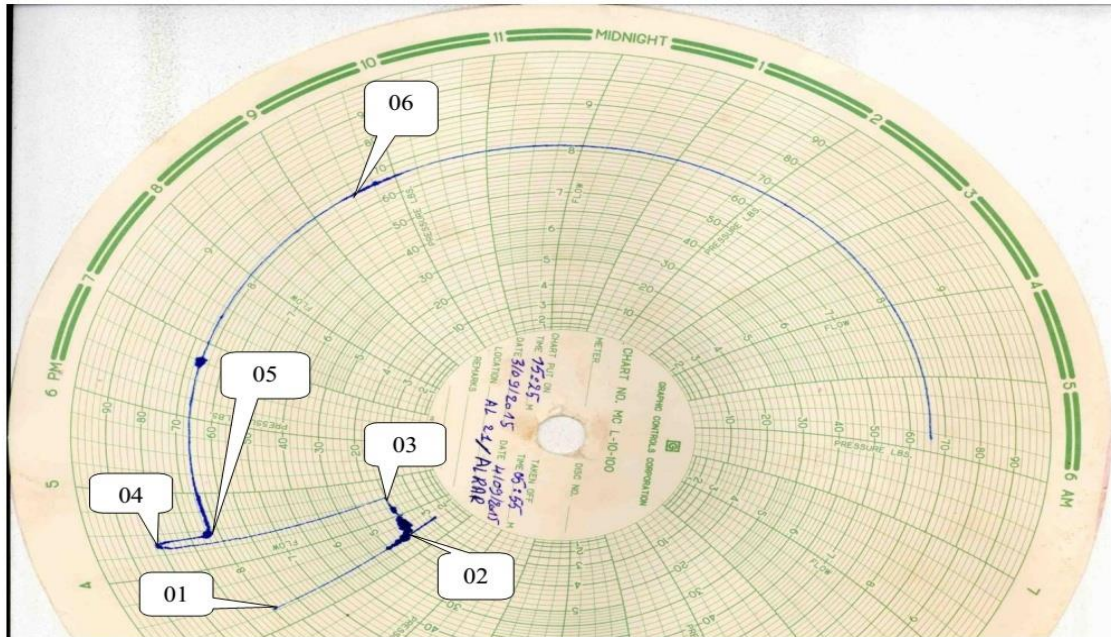


Figure 7 : La variation pression en fonction du temps le puits « AL 21 »

System Summary (Berrabah&legsir AL #21.Out)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description	Fluid: Dry and Wet Gas	Calculation Type	Predict: Pressure only
	Method: Black Oil	Range	Full System
	Separator: Single-Stage Separator	Output	Show calculating data
	Hydrates: Disable Warning		
	Water Viscosity: Use Default Correlation		
	Water Vapour: No Calculations		
Well	Flow Type: Tubing Flow	Well Completion	Type: Cased Hole
	Well Type: Producer		Sand Control: None
Artificial Lift		Reservoir	Inflow Type: Single Branch
User information	Company: SONATRACH	Comments (Cntl-Enter for new line)	
	Field: STAH		
	Location: ALRAR		
	Well: AL21		
	Platform: ONLAND		
	Analyst: BERRABAH ET LEGSAIR		
	Date: mercredi 16 mars 2016		

Figure8 : Introduction des datas du puits (AL21) sur le logiciel Prosper

ANNEXE

Tableu1 : les donnes PVT AL21

CGR	0.041	SM3/SM3
Gaz Gravity	0.7	..
H ₂ S	2	ppm
CO ₂	4	%
T réservoir	128	°C
P réservoir	96	bar
Facteur de compressibilité	0.928261	..
B _g	0.0122528	Cf/scf
Salinité d'eau	10000	ppm
$P_{ROSé}$	200	bars

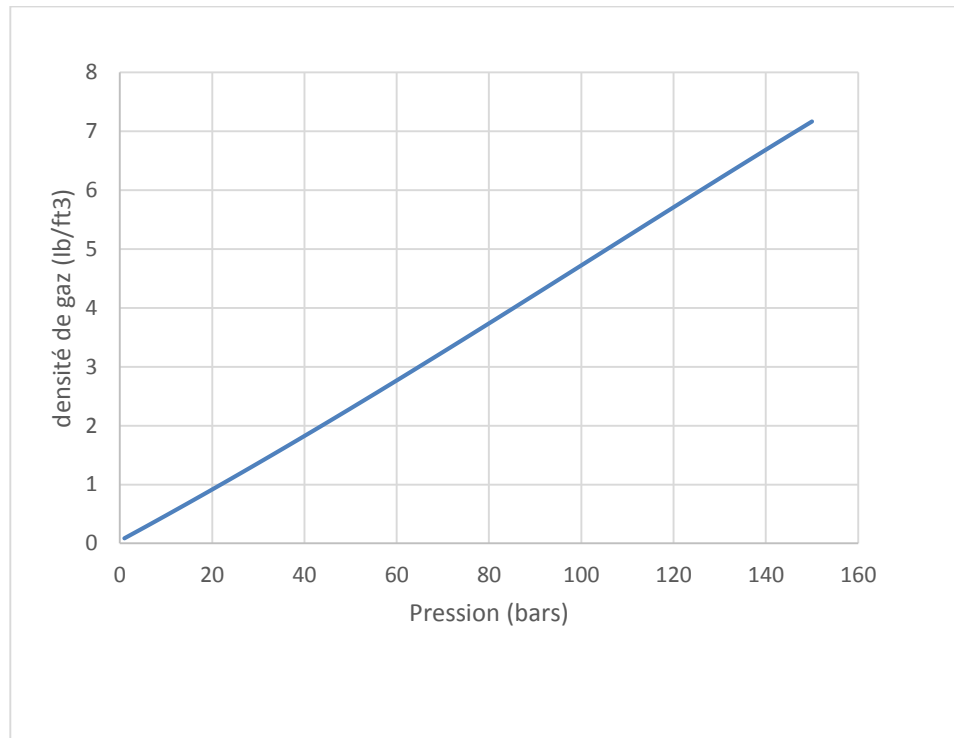


Figure 9: Variation de densité de gaz en fonction de la pression.

ANNEXE

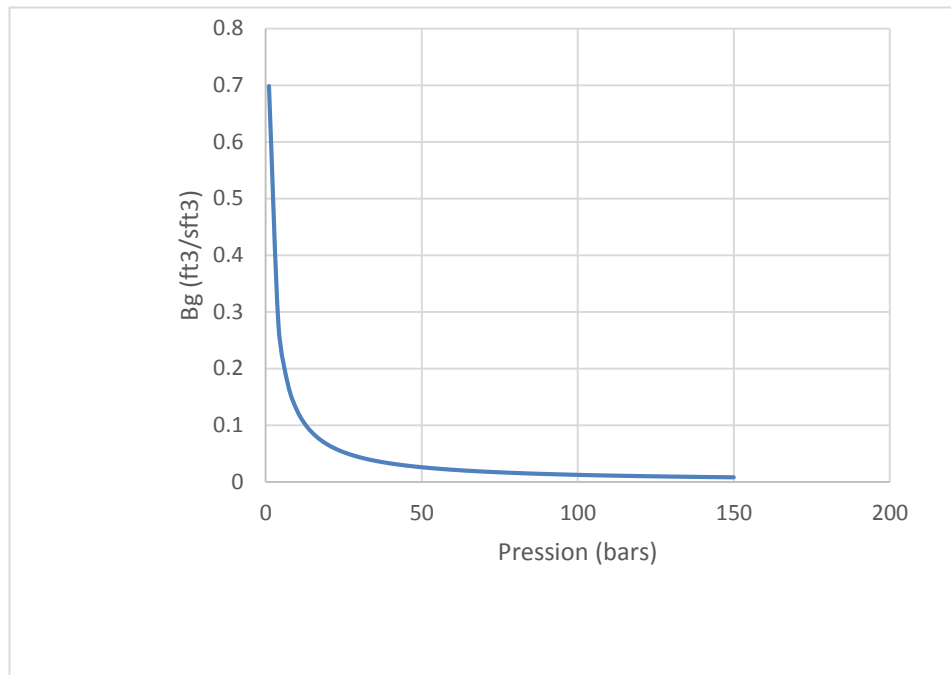


Figure 10 : Variation de FVF (Bg) de gaz en fonction de pression

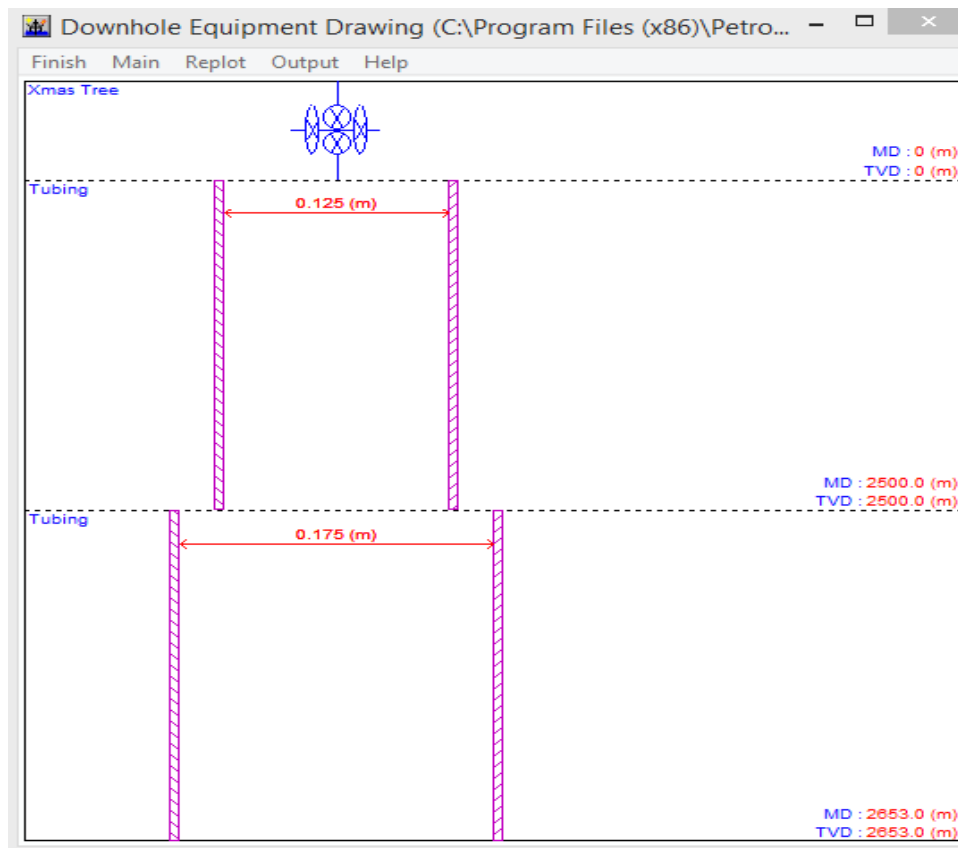


Figure11: Récapitulatif des données nécessaires pour la modélisation d'un puits

ANNEXE

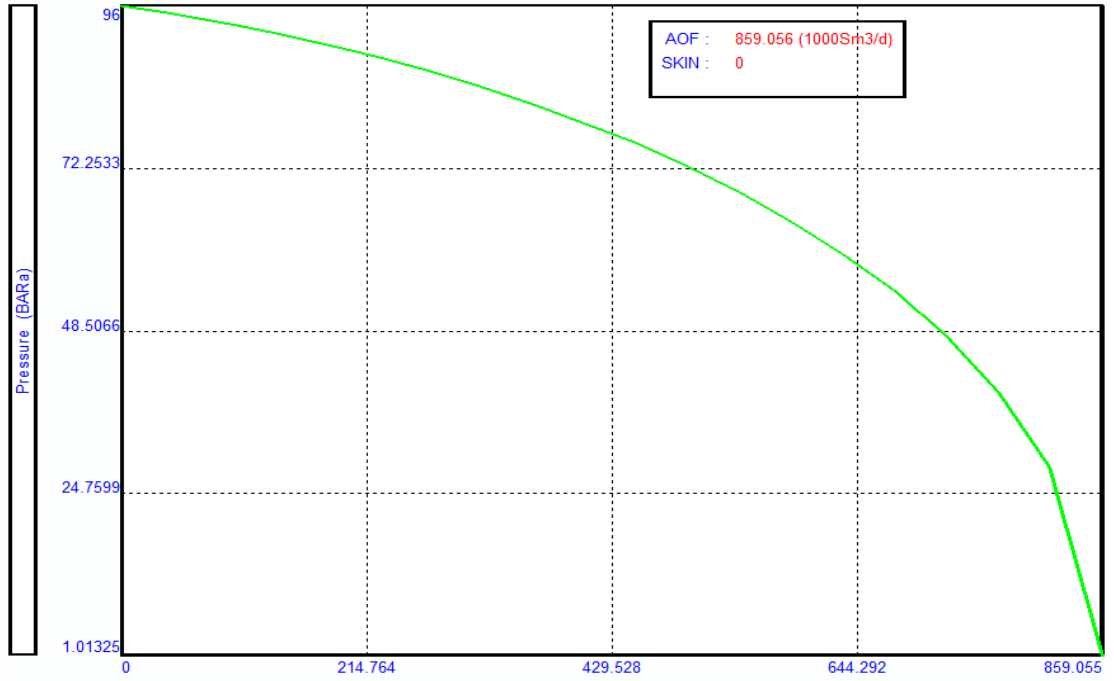


Figure 12 : Courbe de IPR.

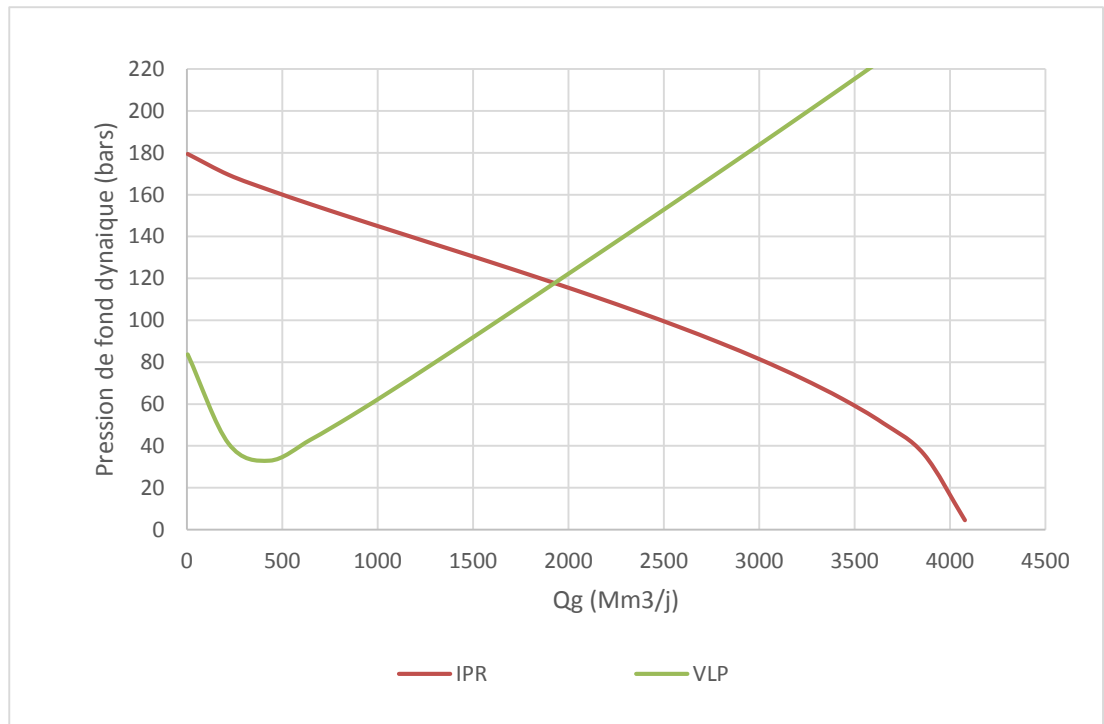


Figure 13 : Courbe normale de VLP/IPR.

ANNEXE

Folio N°	3	FICHE TECHNIQUE				EQUIPEMENT DE PUIITS	PRODUCTEUR GAZ																																																																																																																																									
Champs	ALRAR	Puits	AL21	RESERVOIRE	F3	COMPLETION	SIMPLE																																																																																																																																									
TETE D'ERUPTION						COUPE SCHEMATIQUE DU PUIITS																																																																																																																																										
MARQUE	FMC	TYPE	SRT	Ract Sup	SUSPENSION TBG		Z Sol :	698.90m																																																																																																																																								
Pression de Service	5000 Psi		Attache Tbg	OLIVE	Bride		Z Forage :	704.3m																																																																																																																																								
Embase	11" X 8". 6000		Réduction	(9" X 5 1/8) 5000		Ollve	Z Production :	699.3m																																																																																																																																								
VANNES	S A S	MAITRESSE	LAT - TBG	LAT-CSG	Nom Ø 9" OD x 5" NVAM 15# Bas-BPV Type H 4 3/8 extérieur 6,875 - «SAM.RH		Origine des côtes :																																																																																																																																									
MARQUE	FMC				Etanch/Tbg	SEMS	Spool Production :																																																																																																																																									
NOMBRE	1	2	2	2	Joint métal /métal																																																																																																																																											
Ø et Série	5 1/8. 5000	5 1/8. 5000	4 1/16. 5000	2 1/16. 5000	Ø 5.188																																																																																																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Désignation</th> <th>Nbre</th> <th>Type</th> <th>Diamètre</th> <th>Longueur</th> <th>côte production</th> <th>Ø Min</th> <th>OBSERVATIONS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>OLIVE</td> <td>1</td> <td>TC-1A</td> <td>9"</td> <td>0,59</td> <td>0,48</td> <td>108,96</td> <td>5"N/V (F) bas HBPV 4"3/8 FMC</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>2</td> <td>NVAM</td> <td>5"</td> <td>23,72</td> <td>24,20</td> <td>117,81</td> <td>5" N/Vam N80 18 Lbs</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>248</td> <td>VAM</td> <td>5"</td> <td>2503,05</td> <td>2 527,25</td> <td>117,81</td> <td>5" Vam N80 18 Lbs</td> </tr> <tr> <td>Pup-Joint</td> <td>1</td> <td>VAM</td> <td>5"</td> <td>0,74</td> <td>2 527,99</td> <td>117,81</td> <td>5" Vam N80 18Lbs</td> </tr> <tr> <td>Reductin</td> <td>1</td> <td>NVAM</td> <td>5"x4 1/2"</td> <td>0,21</td> <td>2 528,20</td> <td>101,6</td> <td>5"x4 1/2 N/Vam (FXM)</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>1</td> <td>VAM</td> <td>4 1/2"</td> <td>9,58</td> <td>2 537,78</td> <td>107,42</td> <td>4 1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>Flow-Coupling</td> <td>1</td> <td>NVAM</td> <td>5"</td> <td>1,72</td> <td>2 539,50</td> <td>98,425</td> <td>4 1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>Nipple</td> <td>1</td> <td>X</td> <td>4 1/2"</td> <td>0,35</td> <td>2 539,85</td> <td>96,85</td> <td>3"812 Bore 12,6#Weatherford</td> </tr> <tr> <td>Flow-Coupling</td> <td>1</td> <td>NVAM</td> <td>5"</td> <td>1,72</td> <td>2 541,57</td> <td>98,425</td> <td>4 1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>1</td> <td>NVAM</td> <td>4 1/2"</td> <td>9,71</td> <td>2 551,28</td> <td>107,42</td> <td>4 1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>PACKER</td> <td>1</td> <td>UH</td> <td>7"</td> <td>2,00</td> <td>2 553,28</td> <td>120,65</td> <td>7"(23#-32#)4 1/2 NV Weatherford</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>1</td> <td>VAM</td> <td>4 1/2"</td> <td>9,71</td> <td>2 562,99</td> <td>107,42</td> <td>4 1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>Flow-Coupling</td> <td>1</td> <td>NVAM</td> <td>5"</td> <td>1,73</td> <td>2 564,72</td> <td>98,425</td> <td>4 1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>Nipple</td> <td>1</td> <td>XN</td> <td>4 1/2"</td> <td>0,37</td> <td>2 565,09</td> <td>94,61</td> <td>3"812-3"725 NOGO12,6#</td> </tr> <tr> <td>Flow-Coupling</td> <td>1</td> <td>NVAM</td> <td>5"</td> <td>1,73</td> <td>2 566,82</td> <td>98,425</td> <td>4 1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>SABOT</td> <td>1</td> <td>NVAM</td> <td>4 1/2"</td> <td>1,2</td> <td>2 568,02</td> <td>107,42</td> <td>4 1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> </tbody> </table>								Désignation	Nbre	Type	Diamètre	Longueur	côte production	Ø Min	OBSERVATIONS	OLIVE	1	TC-1A	9"	0,59	0,48	108,96	5"N/V (F) bas HBPV 4"3/8 FMC	Tubing	2	NVAM	5"	23,72	24,20	117,81	5" N/Vam N80 18 Lbs	Tubing	248	VAM	5"	2503,05	2 527,25	117,81	5" Vam N80 18 Lbs	Pup-Joint	1	VAM	5"	0,74	2 527,99	117,81	5" Vam N80 18Lbs	Reductin	1	NVAM	5"x4 1/2"	0,21	2 528,20	101,6	5"x4 1/2 N/Vam (FXM)	Tubing	1	VAM	4 1/2"	9,58	2 537,78	107,42	4 1/2 NV N80 12,6#	Flow-Coupling	1	NVAM	5"	1,72	2 539,50	98,425	4 1/2 NV N80 12,6#	Nipple	1	X	4 1/2"	0,35	2 539,85	96,85	3"812 Bore 12,6#Weatherford	Flow-Coupling	1	NVAM	5"	1,72	2 541,57	98,425	4 1/2 NV N80 12,6#	Tubing	1	NVAM	4 1/2"	9,71	2 551,28	107,42	4 1/2 NV N80 12,6#	PACKER	1	UH	7"	2,00	2 553,28	120,65	7"(23#-32#)4 1/2 NV Weatherford	Tubing	1	VAM	4 1/2"	9,71	2 562,99	107,42	4 1/2 NV N80 12,6#	Flow-Coupling	1	NVAM	5"	1,73	2 564,72	98,425	4 1/2 NV N80 12,6#	Nipple	1	XN	4 1/2"	0,37	2 565,09	94,61	3"812-3"725 NOGO12,6#	Flow-Coupling	1	NVAM	5"	1,73	2 566,82	98,425	4 1/2 NV N80 12,6#	SABOT	1	NVAM	4 1/2"	1,2	2 568,02	107,42	4 1/2 NV N80 12,6#	
Désignation	Nbre	Type	Diamètre	Longueur	côte production	Ø Min	OBSERVATIONS																																																																																																																																									
OLIVE	1	TC-1A	9"	0,59	0,48	108,96	5"N/V (F) bas HBPV 4"3/8 FMC																																																																																																																																									
Tubing	2	NVAM	5"	23,72	24,20	117,81	5" N/Vam N80 18 Lbs																																																																																																																																									
Tubing	248	VAM	5"	2503,05	2 527,25	117,81	5" Vam N80 18 Lbs																																																																																																																																									
Pup-Joint	1	VAM	5"	0,74	2 527,99	117,81	5" Vam N80 18Lbs																																																																																																																																									
Reductin	1	NVAM	5"x4 1/2"	0,21	2 528,20	101,6	5"x4 1/2 N/Vam (FXM)																																																																																																																																									
Tubing	1	VAM	4 1/2"	9,58	2 537,78	107,42	4 1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																									
Flow-Coupling	1	NVAM	5"	1,72	2 539,50	98,425	4 1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																									
Nipple	1	X	4 1/2"	0,35	2 539,85	96,85	3"812 Bore 12,6#Weatherford																																																																																																																																									
Flow-Coupling	1	NVAM	5"	1,72	2 541,57	98,425	4 1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																									
Tubing	1	NVAM	4 1/2"	9,71	2 551,28	107,42	4 1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																									
PACKER	1	UH	7"	2,00	2 553,28	120,65	7"(23#-32#)4 1/2 NV Weatherford																																																																																																																																									
Tubing	1	VAM	4 1/2"	9,71	2 562,99	107,42	4 1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																									
Flow-Coupling	1	NVAM	5"	1,73	2 564,72	98,425	4 1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																									
Nipple	1	XN	4 1/2"	0,37	2 565,09	94,61	3"812-3"725 NOGO12,6#																																																																																																																																									
Flow-Coupling	1	NVAM	5"	1,73	2 566,82	98,425	4 1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																									
SABOT	1	NVAM	4 1/2"	1,2	2 568,02	107,42	4 1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																									
PERFORATION																																																																																																																																																
Date	NIVEAU PERFORES				Hauter	Type de Perf	Diam de Perfor	Densité C / m	Calage	Nbre coup																																																																																																																																						
De	2587m	a	2595m	8m	Hyperjet	4"	40cps	CCL		320,00																																																																																																																																						
De	2587m	a	2604m	7m	//	//	//	//		280,00																																																																																																																																						
De		a																																																																																																																																														
De		a																																																																																																																																														
De		a																																																																																																																																														
De		a																																																																																																																																														
De		a																																																																																																																																														
De		a																																																																																																																																														
De		a																																																																																																																																														
De		a																																																																																																																																														
OBSERVATIONS: -Poids apparent colonne tbg 5" = 61 T (sans moufle),d boue à l'huile =0,84 Fluide annulaire brut dégazé + inhibiteur de corrosion (Chimec 1038) m, soudure d une bague 7" de 06cm																																																																																																																																																
						TBG/TR= 5	Annulé le folio n°12 Mise à jour : Fin Opération le : Vu : O.Mebrék/ S.Dendougui Soc Production																																																																																																																																									

Figure 13 : Fiche technique AL21

Résumé

Le but de l'étude est déterminer l'état de colmatage au fond de modèle des puits ALRAR et calculer la perméabilité, l'indice de productivité, wellbore storage et le skin d'endommagement et leur impact sur le processus de production, Cette étude est spécialisé dans le problème d'accumulation de liquide au fond de puits " liquid loading" cas de puits AL21, enfin on' à proposer des solutions pour ce dernier.

On à utilisé pour cela, le logiciel ECRIN et PROSPER pour la simulation et pour faciliter l'interprétation des essais de puits et l'analyse nodal.

Mots Clés : ALRAR, Réservoir, ECRIN, PROSPER, skin endommagement, liquid loading.

ملخص

الهدف من هذه الدراسة هو تحديد حالة انسداد البئر في أسفل عينة من آبار حقل الغاز وحساب النفاذية ومؤشر الإنتاج والتخزين في البئر وتلف الجلد و تأثيرها علي عملية الإنتاج ,وتخصيص هذه الدراسة علي مشكلة تراكم السوائل في قاع البئر "تراكم السائل" حالة البئر AL21 واقتراح حلول لها.

نستعمل في هذا برنامجي اكران و بروسبر لمحاكاة وتسهيل ترجمة اختبارات البئر وتحليل نودال.

الكلمات المفتاحية : الغاز, خزان, اكران, بروسر, معامل التلف, تراكم السائل.

Abstract

The purpose of the study is determining the state of damage in the bottom of a model wells ALRAR and calculate permeability, The productivity index, wellbore storage ,skin damage and their impact on the production process, this study is specialized on the problem of liquid loaded in well bottom " liquid loading " the case of well AL21 and we propose a solution for that.

we used for this, the ECRIN and PROSPER software for simulation and for facilitate the interpretation of well testing and nodal analysis.

Keywords: ALRAR, Reservoir, ECRIN, PROSPER, Skin damage, liquid loading.