

OPTIMUM PROGRAMMES DE LOGGING EN TIGHT SANDS (ALGERIE)

Mohamed TCHAMBAZ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Principal Petrophysicist, Schlumberger North Africa, Algiers, 16035, Algeria

Tél : (213) 21 92 22 40 Fax : (213) 21 92 25 51 E-Mail: mtchambaz@algiers.oilfield.slb.com

Résumé : En raison de leur potentiel important les réservoirs non-conventionnels tight sands (grès quartzitiques) sont une priorité pour les compagnies pétrolières durant les prochaines décennies. A cause des nombreux défis liés à l'évaluation de ces réservoirs, le logging conventionnel ne permet pas une investigation exhaustive et fiable, essentielles pour l'exploration et le développement.

Les techniques et mesures classiques de logging sont fréquemment affectées par des incertitudes considérables qui conduisent parfois à des résultats d'évaluation erronés. Les méthodes de logging avancées offerts par la nouvelle technologie améliorent la précision en réduisant les incertitudes liées à l'évaluation et la caractérisation des réservoirs. L'application efficace de ces techniques est expliquée considérant la résolution/précision et limitations de la physique des mesures. Les meilleures pratiques pour le logging de ce type de formation sont recommandées avec directives et exemples. En fonction de la catégorie du puits (exploration, semi-exploration, délinéation ou développement), les programmes de logging optimums et appropriés peuvent être élaborés et séquentiellement exécutés pour l'acquisition d'un ensemble complet de données/informations nécessaires.

Les outils de logging de dernière génération en sonic, résonance magnétique nucléaire, accélérateur-neutron, testeur de formation et techniques d'échantillonnage-analyse, offrant une meilleure évaluation, sont proposés en méthodologie intégrée et optimisée. Les outils de logging avancé peuvent ne pas être utilisés systématiquement pour tous les types de puits; des critères de sélection sont analysés en fonction des objectifs/besoins définis, des particularités de réservoir et/ou résultats d'investigation séquentiels.

Les données/informations fournies par les réponses/mesures d'outils sont reliées aux équations clé qui seront résolues avec précision en différents workflow dans le cadre de formation évaluation, estimation de réserves, sélection de complétion, conception de stimulation et projets d'amélioration de production.

Cette approche pourrait être considérée comme référence pour la préparation de combinaisons spécifiques d'outils et programmes de logging adéquats fondamentaux pour l'estimation du potentiel des tight sands et les décisions importantes de management.

Mots-clé: tight sands, évaluation, logging.

1. INTRODUCTION ET DEFIS D'EVALUATION

Les réservoirs tight sands (grés quartzitiques caractérisés par une très faible porosité et perméabilité) sont des réserves potentielles et principal objectifs pour le maintien et augmentation de la production d'hydrocarbures en Algérie. Cependant l'évaluation et la caractérisation de ces réservoirs sont confrontées à de nombreux problèmes en relation avec la complexité de la formation et limites des différentes techniques de mesures/investigations.

Ces réservoirs résultent de couches sédimentaires hétérogènes et discontinues affectées par des transformations diagenétiques (physico-chimiques) variables et contraintes tectoniques multiples ayant des conséquences importantes sur leur propriétés pétrophysiques et leur anisotropie.

La morphologie des pores est dominée par la diagenèse extensive cause de la réduction de porosité intergranulaire matricielle ; le caractère compact de ces grés quartzitiques est très fréquent.

Le calcul conventionnel de porosité basé sur la densité, neutron et sonic est affecté par de larges incertitudes liées à la réponse matricielle.

Les conditions de paroi des puits sont fréquemment mauvaises avec des ruptures directionnelles (break-outs) liées aux fractures/fissures et régime/système de contraintes.

La très faible perméabilité matricielle, généralement inférieure à 0.5 mD, rend très difficile l'estimation des pressions de réservoir et des gradients de fluides. Le supercharging et la perte d'isolation lors des mesures sur les parois rugueuses et stressées/cavées affectent fréquemment la détermination des fluides et leurs contacts lors de l'utilisation de testeurs de formation conventionnels.

Ces réservoirs sont souvent affectés par des discontinuités en compartiments liées aux failles auxquelles s'ajoutent des réseaux de fractures/fissures très variables qui augmentent leur anisotropie.

Les contraintes tectoniques importantes ont affecté ses formations avec des intensités variables à l'échelle région/champ et souvent d'un puits à un autre.

Les conditions de paroi des puits sont fréquemment mauvaises avec des ruptures directionnelles (break-outs) liées aux fractures/fissures et régime/système de contraintes.

Le régime de contraintes actuelles intenses cause des break-out et rugosités induites ayant des conséquences significatives sur les outils à patins et notables sur les enregistrements qui exigent une correction de condition de trou.

Les outils conventionnels de logging atteignent leurs limites en termes d'estimation de porosité et de résistivité de formation, introduisant des incertitudes importantes au niveau de l'évaluation et de la caractérisation.

Les paramètres/variables pétrophysiques imprécis ajoutent des incertitudes considérables sur le calcul des saturations en fluides, ce qui conduit à des erreurs importantes sur le potentiel de ces réservoirs, entraînant des décisions inappropriées ayant des conséquences négatives lourdes.

La faible performance de production des puits est souvent améliorée par la conductivité de réseaux de fractures/fissures naturelles. La détection et l'analyse des fractures/fissures aux immédiats du puits est par conséquent une priorité et un défi importants.

2. EVALUATION DES RESERVOIRS TIGHT SANDS

La complexité des réservoirs exige inévitablement des méthodes d'investigations plus complètes et plus sophistiquées faisant intervenir des technologies avancées.

Cette partie est focalisée essentiellement sur l'apport des nouvelles technologies pour l'amélioration des résultats du logging conventionnel dans les tight sands.

2.1 Détermination du volume/fraction et du type d'argile

Les informations sur la minéralogie et le type d'argiles sont fournies par les outils Gamma-Ray de spectroscopie [1] [2] et

sont complétées par la mesure des spectres de captures élémentaires (Elemental Capture Spectroscopy) ; le ECS est un enregistrement de dernière génération [3] qui permet l'obtention quantitative d'éléments chimiques utilisés pour la détermination minéralogique.

2.2 Estimation de la porosité totale et effective

Neutron,

L'utilisation d'outil neutron ayant une énergie épithermique générée par des sources électroniques (Minitron) comme l'APS (Accelerator Porosity Sonde) permet l'estimation de porosités avec :

- une réponse étant fonction primaire de l'index d'hydrogène de la formation et relativement insensible au changement de la densité atomique,

effets d'environnement réduits, incertitudes plus faibles par rapport aux outils conventionnels ; les lectures sont plus profondes et par conséquent moins affectées par les conditions du puits.

- amélioration de la résolution verticale,

- mesure du temps de décroissance des neutrons épithermiques,

- combinaison appropriée des mesures espacées pour une meilleure détection du gaz,

- mesure de la section de capture du neutron thermique (Sigma). [4] [5]

Résonance magnétique nucléaire,

Cette technique permet une estimation de la porosité totale et effective indépendamment des caractéristiques matricielles ; des résultats corrects sont obtenus jusqu'au dans l'intervalle de 8 à 6%, en dessous de la limite de 6%, les incertitudes augmentent. Cette investigation permet de différencier entre les fluides mobiles (Free) et irréductibles (Bound et Capillaire) ce qui permet l'obtention de la porosité effective, la calibration/correction des autres lectures de porosité et les prévisions en

terme de fluides productibles. La détermination des fluides irréductibles constitue une information précieuse pour l'approche de la perméabilité.

Les récents développements des outils de NMR ont permis d'effectuer des mesures à des d'investigation différentes et plus profondes dans la formation. Une multi profondeur d'investigation est possible avec des lectures de 4 inches à l'intérieur de la formation est atteinte. Un profil de porosité radiale est alors obtenu avec différenciation des fluides en fonction de leur composition/type et mobilité.

[6] [7]

Sonic,

Les outils de dernière génération ayant un nombre de récepteurs plus élevé et des espacements de mesures importants permettent des investigations plus profondes et fiables. Ainsi les vitesses d'ondes de compression et de cisaillement sont déterminées avec une meilleure précision. Des porosités matricielles représentatives des couches réservoirs sont alors obtenues.

[9] [10]

2.3 Détermination de la distribution des volumes/fractions des fluides

Les techniques de résonance magnétique nucléaire fournissent des lectures permettant de différencier les fluides mobiles et irréductibles ; ces résultats sont intégrés dans l'évaluation pétrophysique pour une meilleure estimation du potentiel de production des réservoirs. Le découpage de la distribution de la porosité à l'aide de plusieurs cutoff sur l'échelle du temps de précession transversal (lié à la dimension des pores) est utilisé pour l'étude et la classification/comparaison des milieux poreux. [8]

2.4 Identification des types de fluides Deux méthodes sont utilisées pour l'identification des fluides :

2.4.1 Directe, à l'aide des testeurs et échantillonneurs de formation.

- Testeurs à probe:

la détermination de gradients de pression fiables permet d'estimer la densité des fluides et de localiser d'éventuels contacts. Cependant les très basses perméabilités rencontrées un niveau des tight sands nécessitent des temps de stabilisation extrêmement longs pour obtenir la pression de formation.

Des outils appropriés permettent dans la plupart de ces cas de réduire considérablement le temps de stabilisation en effectuant des ajustements automatiques-successifs du drawdown optimal.

La perte ponctuelle d'isolation due à la rugosité des parois ou à la présence de fissures/fractures peut être légèrement rectifiée en déplaçant la probe plus haut ou bas du point de mesure.

- Testeurs à double packers :

Technique la plus appropriée aux réservoirs à très basse perméabilité et fissurés/fracturés ; l'augmentation de la surface d'écoulement et l'intégration des hétérogénéités du réservoir et la contribution des fissures/fractures permettent des mesures très représentative du milieu poreux.

Le développement des analyseurs en temps réel (downhole optical analysis) des fluides permet de déterminer le type de fluide avec un degré de contamination minimum.

2.4.2 Indirecte, à partir de l'interprétation des résultats d'investigation de résonance magnétique nucléaire.

L'analyse des graphiques Diffusion-T2 (relaxation transversale), -T1(relaxation longitudinale), appelés Diffusion-Map, fournit une indication sur les fluides de formation. Les techniques récentes de NMR permettent une acquisition et analyse de la Diffusion en continu sur l'intervalle enregistré. [8]

2.5 Echantillonnage des fluides

Le prélèvement d'échantillons pour l'analyse des fluides et mesures PVT fournit un ensemble d'information précieux pour l'évaluation et le management des réservoirs.

Pour les puits d'exploration et semi-exploration l'obtention d'échantillons de fluides de formation est une donnée indispensable à toutes les décisions et orientations stratégiques à l'échelle régionale. L'ensemble des programmes et opérations sera guidé par les résultats d'échantillonnage.

Cette opération peut être réalisée par les testeurs de formation à probe ou à dual-packer ; la sélection se fera en fonction de l'hétérogénéité, la gamme de perméabilité et la présence éventuelle de fractures/fissures détectée par les outils d'imagerie.

L'analyseur optique en temps réel du testeur permet d'effectuer l'échantillonnage en réduisant ou éliminant la contamination. [13]

2.6 Calcul des saturations

De par son importance, le profil de saturation constitue la référence fondamentale sur laquelle se basent toutes les décisions de réservoir et production engineering.

L'intégration des résultats de plusieurs mesures/investigations est impérative pour l'obtention de saturations fiables.

Les combinaisons-calibrations de résultats de logging permettent généralement de réduire les incertitudes et erreurs liées aux mesures et paramètres de computation.

L'information sur les fluides identifiés par les testeurs de formation est utilisée pour le choix des équations-paramètres et l'ajustement/correction des calculs de saturation.

Compte tenue des incertitudes considérables sur le calcul des saturations dans ce type de réservoir, l'erreur absolue atteint 20% [12] et peut dépasser fréquemment 35%, par conséquent une référence est nécessaire pour éviter les déviations. Ainsi les variations de paramètres tels que le facteur de cimentation peuvent être cernées avec un minimum d'erreur ; de même pour les résistivités de formations calculées à partir de mesures d'induction (boue à base d'huile) qui ont une faible précision dans le cas des hautes résistivités. Les incertitudes relatives sur les conductivités peuvent atteindre 50%.

La fraction des fluides irréductibles obtenue à partir résultats d'investigation de résonance magnétique nucléaire est une information capitale pour différencier les fluides mobiles, estimer le potentiel et établir des prévisions de production.

En raison des pressions capillaires matricielles très élevées la saturation en eau est fréquemment supérieure à 50% ce qui complique généralement l'estimation du potentiel de production du milieu poreux; ce dernier peut produire en conditions anhydres lorsque cette saturation en eau est irréductible. L'intégration de la porosité occupée par les fluides non mobiles (bound et capillaire) apporte une résolution. [8]

2.7 Détection et analyse des fractures/fissures, analyse de l'anisotropie

L'imagerie électrique et ultrasonique à haute résolution représente une investigation essentielle pour la détection et l'étude des caractéristiques des fractures naturelles aux immédiats du puits.

Les directions de rupture directionnelles (break-out) liées aux régimes de contraintes sont également déterminées et contribuent aux modèles d'orientation de contraintes.

En ce qui concerne les enregistrements soniques, le traitement des ondes Stoneley pour la détection de réflexions ou l'atténuation d'énergie, renseigne sur la présence de fractures.

Les méthodes soniques avancées telles que les applications des outils de la famille scanner, permettent de détecter les fractures par l'analyse des graphes de dispersion (slowness – frequency) et différencier de l'anisotropie due aux contraintes au sein de la formation. [10] [11]

L'anisotropie est détectée par les méthodes soniques à partir des différences de propagation directionnelle de l'onde de cisaillement (analyse et comparaison Fast Shear et Slow-Shear) puis orientée grâce à l'inclinométrie combinée à l'enregistrement.

Les outils de dernière génération de la famille scanner permettent de quantifier de très faibles valeurs d'anisotropie et de différencier entre celle qui résulte des contraintes et celle liée à un réseau de fractures. [11]

2.8 Estimation de la perméabilité

Etant une propriété physique d'une importance fondamentale pour l'ensemble des disciplines, depuis la prospection jusqu'aux dernières étapes de récupération assistée, la détermination quantitative de la perméabilité est un objectif primordial de l'évaluation des réservoirs et de la performance de production des puits.

Trois différentes techniques d'investigation sont généralement employées en logging:

a- Testeurs de formation (probe ou dual-packer),

b- Résonance magnétique nucléaire,

c- Sonique, analyse des ondes Stoneley.

a- Parmi les techniques d'estimation de la perméabilité, la détermination par l'analyse des données de tests réalisés avec les testeurs de formation (single probe ou dual-packer) est considérée comme la plus représentative et utilisée comme référence pour la calibration des autres résultats d'enregistrements.

Lorsque le milieu poreux n'a pas une hétérogénéité importante, en conditions favorables (absence de rugosité importante et de supercharging), la perméabilité déduite des mobilités mesurées par les probes constitue une information fiable. Dans le cas de niveaux totalement compacts, une mobilité quasiment nulle est également une information utile.

Pour les réservoirs assez hétérogènes, à très basse perméabilité et/ou fissurés/fracturés, les testeurs de formation à dual-packer sont les plus appropriés permettant les mesures représentatives de la couche investiguée. En effet, l'espacement entre les deux packers de 1 m assure une surface d'écoulement importante adaptée au flux en milieu poreux à très basse perméabilité, intègre les effets d'hétérogénéité et la contribution des fissures/fractures. Ainsi la perméabilité déduite représente la résultante totale du réseau poreux matriciel et secondaire. Une analyse de transient peut être également effectuée pour extraire tous les paramètres réservoir similaires à ceux obtenus par le testing conventionnel.

Cette technique dual-packer est appelée communément Mini-DST, elle est particulièrement recommandée pour les systèmes multi-couches et multi-reservoirs afin d'estimer les paramètres réservoir de chaque unité séparément. [13] [14] [15]

b- La résonance magnétique nucléaire permet une approche de la perméabilité en déterminant la fraction du fluide irréductible (Saturation en eau irréductible) puis en appliquant les équations de type Timur-Coates ou SDR. La somme des échos de relaxation et aussi utilisée pour dériver un perméabilité haute résolution. [16]

c- L'analyse de la propagation de l'onde Stoneley fournit une atténuation d'énergie qui est fonction de la perméabilité totale du réservoir [17] [18]. Cependant, pour améliorer la précision et fiabilité, la courbe de perméabilité continue obtenue sera calibrée à l'aide des mesures de mobilité des testeurs de formation à probe ou des perméabilités effectives déduites des testeurs à dual-packer (Mini-DST).

2.9 Estimation du profil de production

En systèmes multi-couche ou multi-reservoirs la détermination de la contribution de chaque couche ou unité réservoir est nécessaire pour l'optimisation de la production et le management du réservoir.

Les mesures de logging de production utilisant une gamme complète de détecteurs à haute précision/résolution (thermomètre, manomètre, gradiomanometre, spinner, dual-caliper, capteurs électriques et optiques) fournissent un profil de production avec la contribution et potentiel respectifs de chaque couche.

La combinaison du logging de production avec un test DST effectué en plusieurs débits permet une évaluation précise des paramètres et potentiel du système réservoir. Ainsi les méthodes SIP (Selective Inflow Performance) et MLT (Multi Layer Transient) peuvent être utilisées pour une investigation et modélisation exhaustives. [19]

2.10 Propriétés mécaniques

Le calcul des propriétés élastiques dynamiques est effectué à partir des résultats de vitesse d'ondes de compression et de cisaillement, densité de formation, volumes lithologiques et fluides déduits de l'évaluation pétrophysique. Une calibration avec les mesures laboratoire ponctuelles permettra d'ajuster l'ensemble des courbes pour l'estimation des résistances de la roche et l'élaboration d'un modèle mécanique représentatif, selon le type d'équations appropriées ; le modèle élaboré intègre également l'imagerie du puits et fournit un profil de contraintes.

2.11 Profil Sismique Vertical

En complément des résultats de sismique puits conventionnel (Calibration du sonique, Geogramme et VSP), avec les différentes variantes d'acquisition, et de traitement, la détection de discontinuités à une échelle plus grande que les immédiats du puits est rendue possible. En effet les techniques d'enregistrement azimutale et rotation (par rapport au puits) permettent de cerner des réseaux de fractures directionnels et de les caractériser.

Ces informations sont essentielles pour la modélisation des réseaux de discontinuités et l'anisotropie qui leur est associée.

3. PROGRAMMES DE LOGGING

Le programme de logging doit être adapté à chaque type de puits en fonction des objectifs. Trois catégories générales de puits ont été considérées pour l'élaboration des programmes. Des adaptations et modifications appropriées pourront être effectuées selon le cas. (Tableau 1)

3.1 Puits d'exploration, 1.

- GR, NGS, ECS, Neutron Epithermal, Densité-Pe,
- Sonic P&S, Dipole/Anisotropie, Stoneley,
- Résistivités,

- NMR porosité, type de fluides,
- NMR, Haute Résolution, Profil de Saturation,
- Testeur de formation, avec option d'échantillonnage, .probe, en cas de faible hétérogénéité, .dual-packer, en cas de très basse perméabilité et/ou fractures/fissures ;les points/intervalles seront choisis en fonction de la perméabilité estimée par la NMR.
- Imagerie de borehole, électrique et acoustique (boue à base d'huile),
- Logging de production avec détecteurs adaptés aux types de fluides et conditions de puits/réservoir,
- VSP conventionnel et applications spéciales (azimutale et rotation).

3.2 Puits de semi-exploration et délinéation, 2.

- GR, MGS, ECS, Neutron Epithermal, Densité-Pe,
- Sonic P&S, Dipole/Anisotropie, Stoneley,
- Résistivités,
- NMR porosité, type de fluides,
- NMR, Haute Résolution, Profil de Saturation,
- Testeur de formation, avec option d'échantillonnage, .probe, en cas de faible hétérogénéité, .dual-packer, en cas de très basse perméabilité et/ou fractures/fissures ;les points/intervalles seront choisis en fonction de la perméabilité estimée par la NMR.
- Imagerie de borehole, électrique et acoustique (boue à base d'huile),
- Logging de production (optionnel),
- VSP conventionnel et applications spéciales.

3.3 Puits de développement, 3.

- GR, MGS, Neutron Epithermal, Densité-Pe,
- Sonic P&S,
- Résistivités,
- NMR porosité, type de fluides,
- NMR, Haute Résolution,

TABLEAU 1.

- Testeur de formation (optionnel), probe ou dual-packer, les points/intervalles seront choisis en fonction de la perméabilité estimée par la NMR.
- Imagerie de borehole, électrique et acoustique (boue à base d'huile),
- VSP conventionnel (option, selon besoin).

4. CONCLUSION

Applications	GR, NGS	ECS	Neutron Epith.	Densité, Pe	Sonic P&S	Sonic Stoneley	Sonic Dipole, 3D	Résistivités	NMR	NMR Sat. Prof.	Form. Testeur	Form. Testeur DP	Borehole Imaging	Production Log.	VSP	VSP special app.
Clay, Silts, fraction	1 2 3	1 2	1 2 3	1 2 3												
Clay type mineralogie	1 2 3	1 2	1 2 3	1 2 3												
Porosite estimation	1 2 3		1 2 3	1 2 3	1 2 3				1 2 3							
Fluides Volume Distribution									1 2 3	1 2 3	1 2 3					
Fluides type identification									1 2	1 2 3	1 2 3	1 2	1			
Echantillon. de Fluides										1 2	1 2					
Calcul des Saturations	1 2 3		1 2 3	1 2 3	1 2 3		1 2 3	1 2 3	1 2 3	1 2 3	1 2 3	1 2				
Fractures detection, Anisotropie					1 2 3	1 2 3	1 2						1 2 3			
Permeabilite estimation						1 2		1 2 3	1 2	1 2 3	1 2 3	1 2	1 2			
Profil de Production										1 2	1 2		1 2			
Proprietes Mecaniques		1 2 3	1 2 3	1 2 3	1 2 3		1 2			1 2	1 2	1 2	1 2			
Sismique Puits			1 2	1 2											1 2	1 2

L'évaluation efficace et exhaustive des tight sandsexige des programmes de logging complets et intégrés utilisant des outils et technologies de dernière génération.

Les combinaisons des réponses de différents outils sont nécessaires pour une détermination des propriétés pétrophysiques et les performances de production.

Des précautions particulières devront être prises pour le choix des équations et l'adaptation/ajustement adéquat des paramètres de processing.

REFERENCES

- [1] S.L. Herron, M.M. Herron: "Quantitative Lithology: an application for open and cased hole spectroscopy", *Trans. SPWLA 37th Ann. Log. Symp.*, New Orleans (1996). Paper E.
- [2] M. Poulin et al.: "Deep water comparison with answers from real time petrophysical evaluation". *Paper SPE90134*, SPE annual technical conference, Houston, Texas, USA, 26-29 September 2004.
- [3] D. Adeyemo, J.P. Logan, S. Saha: "Enhanced clay characterization and formation evaluation with wireline spectroscopy tool: example from Nigeria". *SPWLA, 46th Annual Logging Symposium*, New Orleans, Louisiana, USA, June 26-29, 2005.
- [4] H.D. Scott et al.: "Response of a multidetector pulsed neutron porosity tool". *Schlumberger Wireline and Testing*, Houston, Texas, USA, 1996.
- [5] J.R. Olesen, C. Flaum, and S. Jacobson.: "Wellsite detection of gas reservoirs with advanced wireline logging technology". *35th Annual Logging Symposium Transaction of SPWLA*, Tulsa, Oklahoma, 1994.
- [6] N. Heaton et al.: "4D NMR – Application of the radial dimension in magnetic resonance logging." *SPWLA 48th Annual Logging Symposium*, Austin, Texas, United States, June 3-6, 2007.
- [7] C. Cao Minh et al.: "Planning and interpreting fluid characterization logs." *Paper SPE 84478*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, October 5-8, 2003.
- [8] N. Heaton et al.: "Saturation and viscosity from multidimensional nuclear magnetic resonance logging." *Paper SPE90564*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 26-29 September, 2004.
- [9] T. Plona, T. Endo, E. Wielemaker, J. Walsh, H. Yamamoto: "Slowness-Frequency projection logs: A QC for accurate slowness estimation and formation property identification.", SEG annual meeting, New Orleans, 2006.
- [10] A. Donald and T. Braton: "Advancements in acoustic techniques for evaluating open natural fractures." *SPWLA 47th Annual Logging symposium*, Veracruz, Mexico, June 4-7, 2006.
- [11] J.L.A. Franco et al.: "Using shear-wave anisotropy to optimize reservoir drainage and improve production in low-permeability formations in the north of Mexico". *Paper SPE96808*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 9-12 October, 2005.
- [12] Well Evaluation Conference, Algeria 2007, "Petrophysics of Tight Sands - Standard Logging Measurements and Uncertainty."
- [13] R. Badry, D. Fincher, O. Mullins, and T. Smits: "Downhole Aptical Analysis of Formation Fluids" *Oil-field Review 6*: 21-28, January 1994.
- [14] A.A. Douglas and A.I. Al-Daalouj: "Wireline Formation Pressure Testing and Sampling: Field Applications in Saudi Arabia" *Paper SPE29836*, SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, 1995.
- [15] F.J., Kuchuck: "Pressure Behavior of MDT Packer Module and DST in Crossflow Multilayered Reservoirs", *Journal of Petroleum Science and Engineering 11*: 123-135, 1994.
- [16] N., Heaton, N., Freedman, R., Karmonic, C., Taherian, R. Walter, K., and L. De Pavia, : "Applications of a new generation wireline NMR logging tool," *paper SPE77400*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2002.
- [17] K.W., Winkler, H.L., Liu and D.L., Johnson: "Permeability and borehole Stoneley waves: Comparison between experiment and theory", *Geophysics 54*, 66-75, 1989.
- [18] H.L., Liu and D.L., Johnson: "Effects of an elastic membrane on tube waves in permeable formations," *J. Acoust. Soc. Am.*, 3322-3329, 1997.
- [19] R.R. Jackson and R. Banerjee: "Advances in Multi-layer Reservoir Testing and Analysis Using Numerical Well Testing and Reservoir Simulation", *Paper SPE62917*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 1- 4 October, 2000.