

Геологическое моделирование карбонатных коллекторов стратиграфически важной последовательности Upper Thamama на гигантском нефтяном месторождении Abu Dhabi. Sequence stratigraphy-keyed geological modelling of Upper Thamama carbonate reservoirs for a giant Abu Dhabi oil field

Christian J. Strohmenger,¹ Taha Al-Dayyani,¹ Andrew B.S. Clark,¹ Ahmed Ghani¹ и Hafez H. Hafez¹ показывают, как были использованы данные колонкового бурения и каротажных диаграмм для создания системы стратиграфической последовательности и литофациальной схемы, используемых в качестве входной информации для геологического моделирования, чтобы дать лучший прогноз вертикального и латерального распределения свойств коллектора и целостности его на главном нефтяном месторождении Abu Dhabi.

Абстракт

Значительные скопления углеводородов находятся в платформенных карбонатах нижне-меловой Kharaiб (Barremian и ранний апт) и Shuaiba (апт) формаций (верхне-Thamama группа) в Abu Dhabi. Новая, статическая (геологическая) модель стратиграфически важной последовательности была создана для последовательности Upper Thamama (нижний мел) формаций Kharaiб и Shuaiba. Формация Kharaiб содержит два резервуарных комплекса (коллектор-порода) (нижний и верхний Kharaiб). Перекрывающая формация Shuaiba отделяется от формации Kharaiб Верхней Плотной Зоной (Upper Dense Zone (Hawar)) и содержит два резервуарных комплекса (нижний и верхний Shuaiba), только частично разделенных плотным пропластом.

Данные колонкового бурения и скважинного каротажа по гигантскому прибрежному нефтяному месторождению в Abu Dhabi, а также данные пластов, выходящих на поверхность в Wadi Rahabah (Ras Al-Khaimah, UAE), были использованы, чтобы создать систему стратиграфической последовательности и литофациальную схему, которые охватывают все четыре коллектора и три плотные зоны. Шесть композиционных последовательностей третьего порядка состоят из 26 систем парасеквенций четвертого порядка, которые образуют основные структурные элементы статической модели нового поколения.

На основании содержания фауны, текстуры осадочных структур и литологического состава было идентифицировано по данным колонкового бурения 14 литофаций коллектора и 10 литофаций не коллектора (плотные). Породы коллектора меняются от нижнего основания до кровли, расположенной на мелководье недалеко от выхода основания. Новая статическая (геологическая) модель была создана для получения более детальной характеристики коллектора, и была использована для динамического моделирования, чтобы в дальнейшем оптимизировать план разработки месторождения.

Предпосылка

Обширные скопления углеводородов обнаружены и разрабатываются из платформенных Upper Thamama известняков формаций Kharaiб и Shuaiba в Abu Dhabi (Alsharhan, 1989; Alsharhan and Nairn, 1993, 1997). Формация Kharaiб (Barremian и ранний апт) содержит два резервуарных комплекса (нижний и верхний Kharaiб), разделенных и запечатанных тремя зонами с очень низкой пористостью и проницаемостью, отнесенными здесь к плотным зонам (Нижняя Плотная Зона – LDZ, Средняя Плотная Зона – MDZ и Верхняя Плотная Зона – UDZ). Мощность формации верхняя Kharaiб колеблется между 150-170 футами, а мощность формации нижняя Kharaiб около 80 футов (Strohmenger et al., 2004, 2006).

Лежащая сверху формация Shuaiba отделена от формации Kharaiб Верхней Плотной Зоной (Hawar) и содержит два резервуарных комплекса (нижний и верхний Shuaiba), только частично разделенных плотными прослоями. Мощности нижнего и верхнего комплексов Shuaiba

приблизительно 55 и 90 футов соответственно (Strohmenger et al., 2006). В основном качество коллекторов ухудшается от гребня структуры к краю месторождения (Grotsch et al., 1998). Это вызвано уплотнением и цементацией в результате взаимодействия карбонатов с пластовыми водами в процессе захоронения (Strohmenger et al., 2004).

Гигантское карбонатное нефтяное месторождение, расположенное в Abu Dhabi, разрабатывается из нижнемеловых коллекторов с 1973 г. Текущий план разработки месторождения (FDP) базируется на модели коллектора, которая включает три яруса, и информации на вводе, полученной за минувшие 20 лет по полевым и лабораторным исследованиям в (Grotsch et al., 1998; van Buchem et al., 2002; Melville et al., 2004). Самая последняя статическая модель объединила результаты новых характеристик по данным колонкового бурения и исследования стратиграфической последовательности (более 110 скважин колонкового бурения) совместно с геологическими, промышленными и сейсмическими 3D (и 4D) данными. Моделирование такого обширного и действующего месторождения заключается в способности рационально использовать фактические данные. Эти проблемы включают выбор программного обеспечения геомоделирования, введение и сохранение общих массивов данных и гарантию того, что все инженерные и геологические (науки о земле) дисциплины способны без труда сотрудничать и быть использованы в окончательной объединенной модели.

Стратиграфическая последовательность и фациальный анализ

Формация Kharaiб является частью комплекса поздней трансгрессивной последовательности (TSS), формацией второго порядка суперпоследовательности, созданной

¹ Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO), P.O. Box 270, Abu Dhabi, U.A.E.

^{*} Corresponding author, E-mail: cstrohmenger@adco.ae.

трем последовательности третьего порядка. Нижняя Kharaiб подпоследовательность третьего порядка (содержащая нижний Kharaiб резервуарный комплекс) начинается у основания LDZ и заканчивается на четко выраженной границе последовательности (поверхность обнажения) приблизительно в 20 футах под основанием MDZ. Она перекрывается верхней Kharaiб подпоследовательностью третьего порядка (содержащей Верхний Kharaiб резервуарный комплекс), которая ограничена по кровле поверхностью, в региональном плане коррелирующей с последовательностью у основания UDZ.

Пятнадцать комплексов парапоследовательностей четвертого и пятого порядка создают композиционные последовательности третьего порядка (Strohmenger et al., 2004, 2006). Комплексы парапоследовательностей четвертого и пятого порядка характеризуются преимущественно аградационными (намывными) свойствами, типичными для оранжевых циклов (Sarg et al., 1999). Формация Shuaiba связана с недавней трансгрессией и высоко расположенным комплексом последовательности (HSS), части суперпоследовательности второго порядка (Strohmenger et al., 2006; Yose et al., 2006).

Формация Shuaiba характеризуется комплексом последовательности второго порядка, или кратко, суперпоследовательностью (от основания UDZ/Hawar до кровли Shuaiba). Резервуарный комплекс нижней Shuaiba является частью композиционной последовательности третьего порядка (от UDZ/Hawar до кровли резервуарного комплекса нижней Shuaiba), обнаруживая пять комплексов парапоследовательностей четвертого порядка (Strohmenger et al., 2006). Резервуарный комплекс (порода-коллектор) верхней Shuaiba связан с тремя композиционными последовательностями третьего порядка, составленными из 11 комплексов парапоследовательностей.

Там, где возможно, установленные границы композиционных последовательностей второго и третьего порядков, поверхности максимального затопления и границы комплексов парапоследовательностей были увязаны в генетические последовательности (Galloway, 1989), предложенные Sharland et al. (2001, 2004) и Davis et al. (2002), (рис. 1). На основании окончательного строения, текстуры осадочных структур и литологического состава было установлено для подповерхностных коллекторов Upper Thamama 24 литофациальных типа (Strohmenger et al., 2004, 2006). 14 литофациальных типов соответствуют четырем резервуарным комплексам (Strohmenger et al., 2004, 2006), и 10 литофациальных типов обнаружены в плотной зоне/плотных пропластах (Strohmenger et al., 2004, 2006) (рис. 2 и 3).

Многие из так называемых стилолитовых пропластов соответствуют основным фациальным изменениям, связанным с границами последовательностей третьего, четвертого и пятого порядков, границами комплексов парапоследовательностей и границами парапоследовательностей. Древние диагенетические процессы сопровождают стратиграфическую последовательность и поэтому могут быть предсказаны вдали от контрольной скважины.

■ Одним из основных факторов, контролирующих качество данного коллектора (распределение пористости и проницаемости), являются литологические фации и в меньшей мере диагенетическое наложение. Впрочем, влияние уплотнения и давления также контролирует качество коллектора.

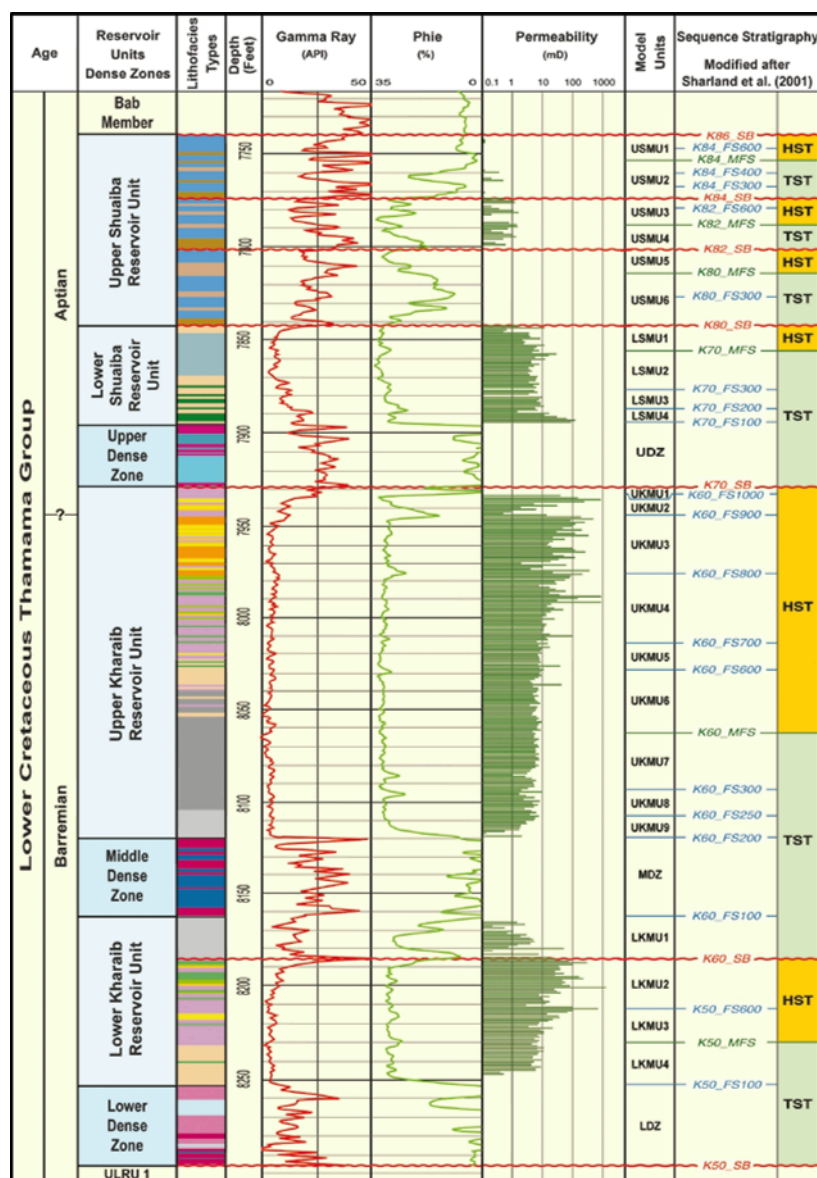


Рис. 1. Высокорастворяющая система стратиграфической последовательности формаций Kharaiб и Shuaiba. Смотри значение аббревиатур для комплексов модели в тексте. Модифицирована по Strohmenger et al. (2006).

Геологическое

моделирование

Четыре коллектора формаций Kharaib и Shuaiba были подразделены в совокупность 23 модельных стратиграфически важных комплексов. Три плотные зоны (LDZ, MDZ, и UDZ) разделяют и запечатывают нижний и верхний Kharaib комплексы коллектора. Существует только незначительное (до полного его отсутствия) разделение между нижним и верхним Kharaib резервуарными комплексами. Для каждого из четырех резервуаров были пронумерованы в порядке убывания модельные комплексы (рис. 1).

Нижний Kharaib резервуарный комплекс. Нижний Kharaib резервуарный комплекс (коллектор-порода) подразделен на четыре модельных комплекса (рис. 1): от нижнего Kharaib модельного комплекса 1 (LKMU1) до верхнего Kharaib модельного комплекса 4 (LKMU4).

LKMU1: K60_FS100 до K60_SB

LKMU2: K60_SB до K50_FS600

LKMU3: K50_FS600 до K50_MFS

LKMU4: K50_MFS до K50_FS100

Верхний Kharaib резервуарный комплекс. Верхний Kharaib резервуарный комплекс подразделен на 9 модельных комплексов (рис. 1): от верхнего Kharaib модельного комплекса (UKMU1) до верхнего Kharaib модельного комплекса 9 (UKMU9).

UKMU1: K70_SB до K60_FS1000

UKMU2: K60_FS1000 до K60_FS900

UKMU3: K60_FS900 до K60_FS800

UKMU4: K60_FS800 до K60_FS700

UKMU5: K60_FS700 до K60_FS600

UKMU6: K60_FS600 до K60_MFS

UKMU7: K60_MFS до K60_FS300

UKMU8: K60_FS300 до K60_FS250

UKMU9: K60_FS250 до K60_FS200

Нижний Shuaiba резервуарный комплекс. Нижний Shuaiba резервуарный комплекс подразделяется на четыре модельных комплекса (рис. 1): от нижнего Shuaiba модельного комплекса 1 (LSMU1) до нижнего Shuaiba модельного комплекса 4 (LSMU4).

LSMU1: K80_SB до K70_MFS

LSMU2: K70_MFS до K70_FS300

LSMU3: K70_FS300 до K70_FS200

LSMU4: K70_FS200 до K70_FS100

Верхний Shuaiba резервуарный комплекс. Верхний Shuaiba резервуарный комплекс подразделен на шесть модельных комплексов (рис. 1): от верхнего Shuaiba модельного комплекса 1 (USMU1) до верхнего Shuaiba модельного комплекса 6 (USMU6).

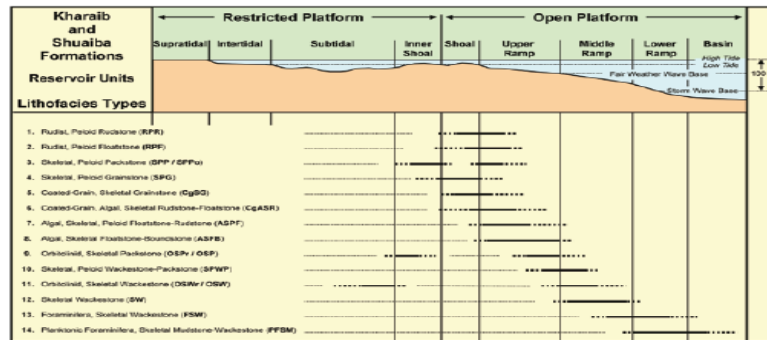


Рис. 2 Палеобатиметрический профиль, показывающий условия осадконакопления каждого из 14 литофациальных типов, установленных в пределах резервуарных комплексов (коллектор-порода) нижнего и верхнего Kharaib и нижнего и верхнего Shuaiba. Модифицировано по Strohmenger et al. (2006).

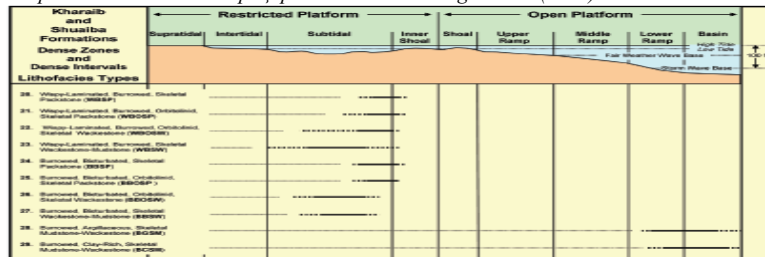


Рис. 3 Палеобатиметрический профиль, показывающий условия осадконакопления каждого из 10 литофациальных типов, установленных в пределах Нижней, Средней и Верхней плотных зон (литофациальные типы от 20 до 27), и плотные прослой в пределах резервуарного комплекса верхней Shuaiba (литофациальные типы 28 и 29). Модифицировано по Strohmenger et al. (2006).

USMU1: K86_SB до K84_MFS

USMU2: K84_MFS до K84_SB

USMU3: K84_SB до K82_MFS

USMU4: K82_MFS до K82_SB

USMU5: K82_SB до K80_MFS

USMU6: K80_MFS до K80_SB

На основании более 600 буровых скважин (рис. 4) была построена новая статическая (геологическая) модель «Фаза 3», включающая изображение стратиграфической последовательности резервуара с высокой разрешающей способностью. Статическая модель может быть использована в качестве информации на вводе при создании динамической модели, чтобы дополнительно оптимизировать FDP, так как мы завершаем операцию заполнения бурения и приступаем к более плотной добыче. Новая статическая модель также предназначена для того, чтобы обеспечить устойчивую, более надежную геологическую характеристику для будущих работ EOR7 IOR.

Выводы

Для создания системы стратиграфической последовательности и литофациальной схемы использованы данные колонкового бурения и скважинного каротажа, что позволило нам улучшить прогноз вертикального и латерального распределения характерных особенностей коллектора и целостности его по гигантскому нефтяному месторождению Abu Dhabi, и они стали стандартными для всех других месторождений ADCO (Strohmenger et al., 2006).

Формация Kharaib состоит из двух резервуарных комплексов (коллектор-порода) (нижнего Kharaib и верхнего Kharaib), разделенных и ограниченных тремя так называемыми плотными зонами. Она является частью недавнего трансгрессивного комплекса последовательностей (TSS), суперпоследовательности второго порядка, созданной двумя композиционными последовательностями третьего порядка (Strohmenger et al., 2004, 2006). Пятнадцать комплексов парасеквенций четвертого порядка и несколько парасеквенций пятого порядка создали две композиционные последовательности третьего порядка (Strohmenger et al., 2004, 2006). Формация Shuaiba относится к недавнему трансгрессивному (TSS) и высоко расположенному комплексу последовательности (HSS), части суперпоследовательности второго порядка, и она описывается комплексом последовательности второго порядка или суперпоследовательностью (Strohmenger et al., 2006; Yose et al., 2006). Нижний Shuaiba резервуарный комплекс (коллектор-порода) является частью композиционной последовательности третьего порядка, состоящей из пяти комплексов парасеквенций пятого порядка (Strohmenger et al., 2006). Верхний Shuaiba резервуарный комплекс связан с композиционными последовательностями третьего порядка, состоящими из 11 комплексов парасеквенций. Совокупность 23 стратиграфически важных резервуарных модельных комплексов

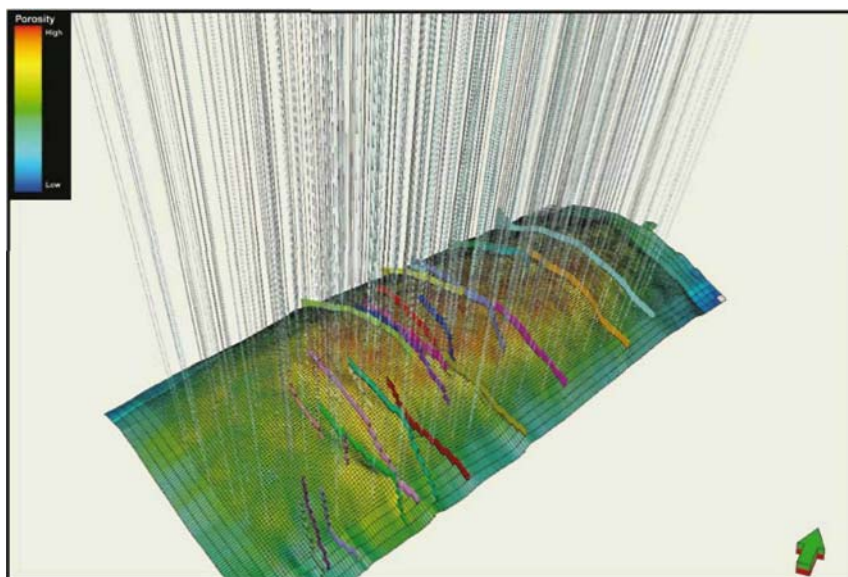


Рис. 4 Предварительная статическая модель «Фаза 3», показывающая распределение плотности, распределение нарушений и большое количество контрольных скважин (вертикальные штрихи) для моделирования характерных особенностей (признаков). Отметим, что пористость уменьшается от купола антиклинали по направлению к флангам структуры.

и трех плотных зон образует основные структурные элементы новой статической (геологической) модели «Фаза 3» и предназначена для того, чтобы обеспечить устойчивую, более надежную геологическую информацию для будущей деятельности EOR/IOR.

Благодарности

Авторы выражают признательность руководству компании Abu Dhabi Company по Onshore Oil Operations (ADCO) и Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), Abu Dhabi за разрешение опубликовать эту статью. Prasad Patannakara и его коллектив (ADCO Drafting Department) благодарят за составление рисунков.

Литература

- Alsharhan, A.S. [1989] Petroleum geology of the United Arab Emirates. *Journal of Petroleum Geology*, 12, 253-288.
- Alsharhan, A.S. and Naim, A.E.M. [1993] Carbonate platform models of Arabian Cretaceous reservoirs. In: Simo, J.A.T., Scott, R.W. and Masse, J.-P. (Eds) *Cretaceous carbonate platforms*. AAPG Memoir, 56, 173-184.
- Alsharhan, A.S. and Naim, A.E.M. [1997] *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East*. Elsevier, Amsterdam.
- Davis, R.B., Casey, D.M., Horbury, A.D., Sharland, P.R. and Simmons, M.D. [2002] Early to mid-Cretaceous mixed carbonate-clastic shelfal systems: examples, issues and models from the Arabian Plate. *GeoArabia*, 7, 541-598.
- Galloway, W.E. [1989] *Genetic stratigraphic sequences in basin analysis I: Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units*. AAPG Memoir, 73, 125-142.
- Grotsch, J., Al-Jeelani, O. and Al-Mehairi, Y. [1998] Integrated reservoir characterization of a giant Lower Cretaceous oil field, Abu Dhabi, U.A.E. *Proceedings of the 8th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi*, SPE 49454.
- Melville, P., Al-Jeelani, O., Al-Menhali, S. and Grotsch, J. [2004] Three-dimensional seismic analysis in the characterization of a giant carbonate field, onshore Abu Dhabi, United Arab Emirates. In: Eberli, G.P., Masafiero, J.L. and Sarg, J.F. (Eds) *Seismic imaging of carbonate reservoirs and systems*. AAPG Memoir, 81, 123-148.
- Sarg, J.F., Markello, J.R. and Weber, L.J. [1999] The second-order cycle, carbonate-platform growth, and reservoir, source, and trap prediction. In: Harris, P.M., Sailer, A.H. and Simo, J.A.T. (Eds) *Advances in carbonate sequence stratigraphy: application to reservoirs, outcrops, and models*. SEPM Special Publication, 63, 11-34.
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Hall, S.H., Heward, A.P., Horbury, A.D. and Simmons, M.D. [2001] Arabian Plate sequence stratigraphy. *GeoArabia Special Publication*, 2, 371 p.
- Sharland, P.R., Archer, R., Casey, D.M., Davies, R.B., Simmons, M.D. and Sutcliffe, O.E. [2004] Arabian Plate sequence stratigraphy - revisions to SP2. *GeoArabia*, 9, 199-214.
- Strohmenger, C.J., Weber, L.J., Ghani, A., Rebelle, M., Al-Mehsin, K., Al-Jeelani, O., Al-Mansoori, A. and Suwaina, O. [2004] High-resolution sequence stratigraphy of the Kharib Formation (Lower Cretaceous, U.A.E.). *Proceedings of the 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi*, SPE 88729.
- Strohmenger, C.J., Weber, L.J., Ghani, A., Al-Mehsin, K., Al-Jeelani, O., Al-Mansoori, A., Al-Dayyani, T., Vaughan, L., Khan, S.A. and Mitchell, J.C. [2006] High-resolution sequence stratigraphy and reservoir characterization of Upper Thamama (Lower Cretaceous) reservoirs of a giant Abu Dhabi oil field, United Arab Emirates. In: Harris, P.M. and Weber, L.J. (Eds) *Giant hydrocarbon reservoirs of the world: From rocks to reservoir characterization and modeling*. AAPG Memoir, 88, 139-171.
- van Buchem, F.S.P., Pittet, B., Hillgartner, H., Grotsch, J., Al-Mansouri, A.I., Billing, I.M., Droste, H.H.J., Oterdoorn, W.H. and van Steenwinkel, M. [2002] High-resolution sequence stratigraphic architecture of Barremian/Aptian carbonate systems in Northern Oman and the United Arab Emirates (Kharib and Shuaiba formations). *GeoArabia*, 7, 461-500.
- Yose, L.A., Ruf, A.S., Strohmenger, C.J., Schuelke, J.S., Gombos, A., Al-Hosani, I., Al-Maskary, S., Bloch, G., Al-Mehairi, Y. and Johnson, I.G. [2006] Three-dimensional characterization of a heterogeneous carbonate reservoir, Lower Cretaceous, Abu Dhabi (United Arab Emirates). In: Harris, P.M. and Weber, L.J. (Eds) *Giant hydrocarbon reservoirs of the world: From rocks to reservoir characterization and modeling*. AAPG Memoir, 88, 173-212.