

Silurian transgression, which was a result of the melting of the late Ordovician icecap. Deposition of the main organic-rich shale unit in the North African / Arabian region was restricted to parts of the Rhuddanian stage (earliest Silurian) (LÜNING et al. in press). During this short period of about 1-2 m.y., a favourable combination of factors existed which led to the development of exceptionally strong euxinic conditions. Important processes involved include (1) intense upwelling, (2) ocean stratification due to influx of large quantities of melt water, (3) oxygen-poor bottom water masses as a result of a relatively warm global climate, and (4) reduced dilution of the organic matter content of the shales by coarser-grained siliciclastic material because of overall transgression. With few exceptions, the Silurian post-Rhuddanian shales are organically lean and did not contribute to petroleum generation.

The distribution and thickness of the basal Silurian hot shales were controlled by the early Silurian palaeorelief. This was shaped mainly by glacial processes of the late Ordovician ice age and by Pan-African and Infracambrian compressional and extensional tectonism. The distribution and thickness of the basal Silurian 'hot' shales have been mapped in detail for the whole North African region, using logs from some 200 exploration wells in Libya, Tunisia, Algeria and Morocco. After integration of additional surface and subsurface data, a predictive depositional model has been developed which may also allow a better understanding of the source potential of the basal Silurian shales in less-explored regions of North Africa and Arabia including Morocco, northern Niger and the Kufra Basin in south-east Libya.

BOOTE, D.R.D., CLARK-LOWES, D.D. & TRAUT, M.W., (1998): Palaeozoic petroleum systems of North Africa. - (In: MACGREGOR, D. S., MOODY, R. T. J., CLARK-LOWES, D. D. (Eds.): Petroleum Geology of North Africa. Geological Society, London Sp. Publ., 132: 7-68.

LÜNING, S., CRAIG, J., LOYDELL, D. K., STORCH, P. & FITCHES, B. (in press): Lower Silurian 'Hot Shales' in North Africa and Arabia: Regional Distribution and Depositional Model. - Earth-Science Reviews.

Two ammonite faunas of different Lower Cretaceous facies (Northern Cretaceous Alps, Upper Austria)

LUKENEDER, A.

Institute of Palaeontology, Althanstraße 14, A-1090 Vienna,
alexander.lukeneder@univie.ac.at

In the Ternberg Nappe and the Reichraming Nappe of the Northern Calcareous Alps, Valanginian cephalopod-bearing deposits are recorded in two different facies, the Schrambach and the Rossfeld Formation.

The assembled stream outcrop (LUKENEDER 1997) crosses the western part of the Losenstein Syncline (both localities: ÖK 1:50000, sheet 69 Großbraming). The **Schrambach Formation** of the Ternberg Nappe comprises distal, marly, deep-water limestones. The ammonite assemblage shows 80 % olcostephanids, 8 % ancyloceratids (represented only by *Bochianites neocomiensis*), 6 % neocomitids and 6 % lytoceratids. The ammonite fauna is associated with aptychi, belemnites and echinids.

The second investigated section in the Reichraming Nappe lies within the Ebenforst Syncline in the vicinity of the Sulzkogel. The terrigenous proximal deep-water turbiditic **Rosfeld Formation** of the Reichraming Nappe represents a synorogenic development. Due to its synorogenic character, the Rossfeld Formation is mainly composed of grey silty marls accompanied by conglomerates and sandstones. 12 genera and species have been documented from this locality (VASICEK et al. 1998). Haploceratids represent the most numerous ammonite component (ca. 40 %). Neocomitids, ancyloceratids (represented only by bochianitids) and phylloceratids together with lytoceratids are roughly balanced (all about 20 %). Olcostephanids are very rare (about 5 %).

The compared sections belong stratigraphically to the *verrucosum-*

Zone within the Upper Valanginian. The ammonite assemblages of both formations contain only Mediterranean representatives. The most apparent difference is seen in the abundance of olcostephanids in the sediments of the Schrambach Formation. The percentage differences in the ammonite composition of both localities primarily result from gravitational transport processes and also from the position of the source area (situated to the south) of the different sediments (VASICEK et al. 1998).

LUKENEDER, A. (1997): Zur Unterkreide Stratigraphie der Schrambachschichten auf Blatt 69 Großbraming. - Jb. Geol. B.A., 140/3: 370-372.

VASICEK, Z. & FAUPL, P. (1998): Late Valanginian cephalopods in relation to the palaeogeographic position of the Rossfeld and Schrambach Formation of the Reichraming Nappe (Northern Calcareous Alps, Upper Austria). - Zbl. Geol. Paläont. Teil 1, 1996 (11/12): 1421-1432.

Die devonische Grosmont Schweröllagerstätte in Alberta, Kanada

MACHEL, H.G. & HÜBSCHER, H.

Department of Earth and Atmospheric Sciences, University of Alberta,
Edmonton, T6G 2E3, Canada

Das Devon im Alberta Basin, Canada, ist mit etwa $8 \times 10^9 \text{ m}^3$ (ca. 52×10^9 bbls) konventionellem IOP und mit mindestens $840 \times 10^9 \text{ m}^3$ IGP eine der größten Kohlenwasserstoffprovinzen der Welt, die seit etwa 50 Jahren intensiv erforscht und ausgebeutet wird. Die meisten Reservoirs sind in Riffkarbonaten, die leichtes Erdöl, Gas und/oder saure Kondensate enthalten. Die oberdevonische Grosmont Formation ist die einzige Schweröllagerstätte in Karbonaten in Alberta. Mit etwa $50 \times 10^9 \text{ m}^3$ (ca. 317×10^9 bbls) Bitumen ist sie nicht nur wesentlich größer als alle konventionellen devonischen Erdölreservoirs zusammen, sie ist zudem eine der größten Schweröllagerstätten der Welt. Von der Grosmont Formation wird allerdings noch nicht gefördert, weil die Reservoir-eigenschaften nicht gut genug charakterisiert sind und weil sich die Gewinnung des Schweröls, welche durch Injektion von Dampf versucht wurde, bislang als unwirtschaftlich oder technisch unmachbar erwies. Das (weitgehend wissenschaftliche) Nahziel dieser Studie ist es, die Verteilung von Porosität, Permeabilität, und Bitumensättigung auszukartieren und die dafür verantwortlichen Faktoren bestmöglich zu bestimmen. Das kommerzielle Fernziel dieser Studie ist es Daten zu liefern, die von den Reservoiringenieuren dazu verwendet werden können das Bitumen wirtschaftlich auszubeuten.

Unsere Arbeiten beinhalten Bohrlochanalysen, Kernaufnahmen, Dünnschliffpetrographie und verschiedene geochemische Analysen. Sie ergaben, daß die Reservoir-eigenschaften maßgeblich von drei Faktoren bestimmt wurden: (1) eustatische Meeresspiegelschwankungen, (2) pervasive (durchdringende) Dolomitisierung und Dolomitkristallisation während relativ mäßiger Versenkung, und (3) Verkarstung.

Die Grosmont Formation ist Teil der oberdevonischen Woodbend Gruppe, die ein eustatisches Zyklus zweiter Ordnung repräsentiert. Die Grosmont Formation ist intern zyklisch aufgebaut (LGM, UGM 1, 2, 3 - siehe Abb.), was vier eustatische Zyklen dritter Ordnung belegt. Jeder dieser Zyklen lagerte zuerst relativ poröse und permeable Karbonate ab, welche nach oben zunehmend dichter werden und stellenweise Evaporite enthalten. Diese synsedimentäre / primäre Verteilung von Porosität und Permeabilität ist bis heute teilweise erhalten und kontrollierte zu einem erheblichen Maß die späteren diagenetischen Vorgänge.

In den oberen drei Zyklen besteht die Grosmont Formation überwiegend aus feinkristallinen Dolomiten 1, welche zumeist geringe Porosität und Permeabilität und somit auch geringe Bitumensättigung aufweisen. Fazielle, petrographische und geochemische Daten deuten an, daß diese Dolomite durch evaporativen Reflux

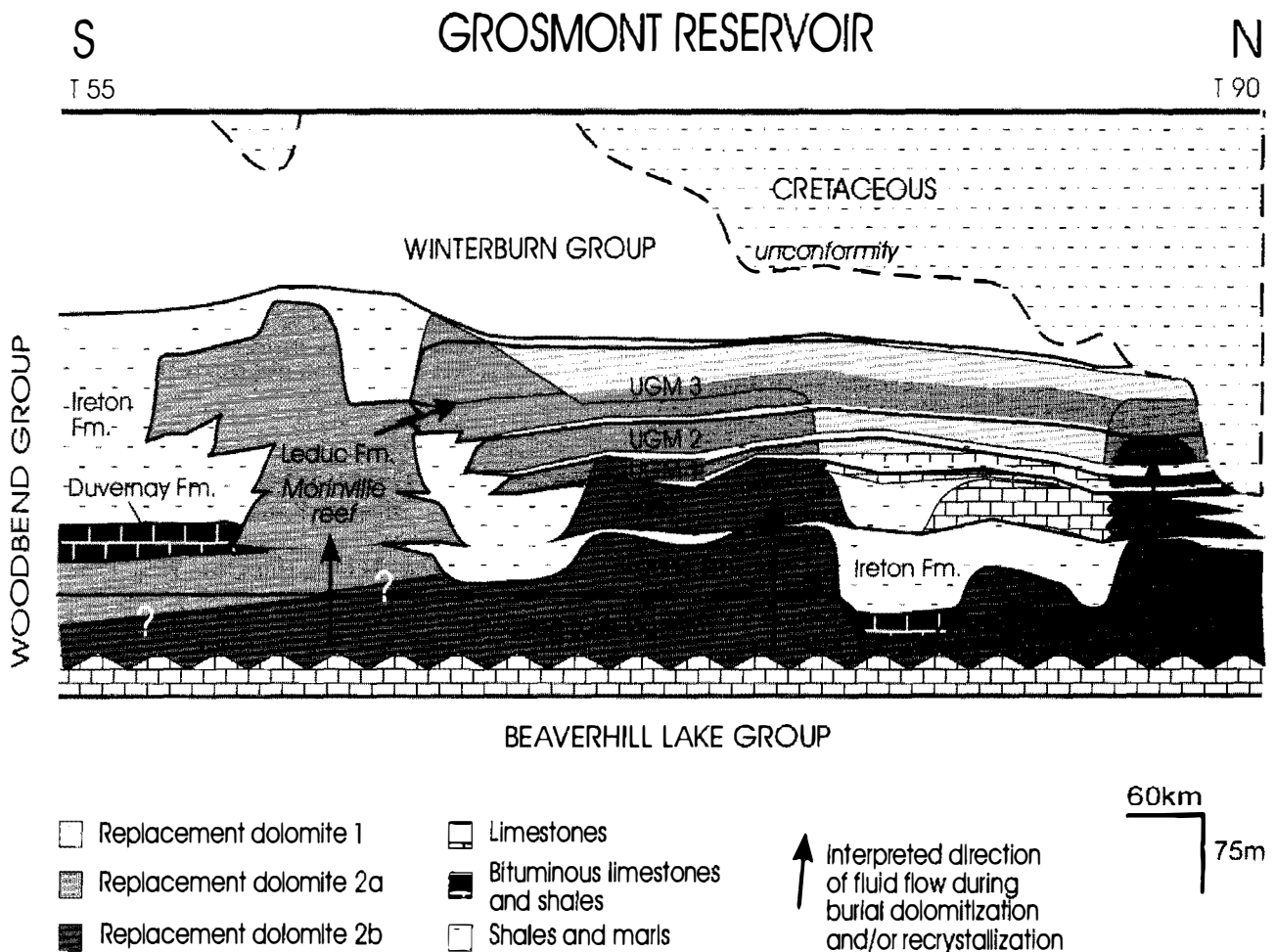


Abb.: N-S Profil der Grosmont Formation mit stratigraphischer Unterteilung sowie Verteilung der Dolomittypen. Das meiste Bitumen befindet sich im UGM 2 und UGM 3.

gebildet wurden. In einem Teil des Arbeitsgebiets und vor allem im unteren Zyklus sind die Dolomite aber stark rekristallisiert und viel poröser (Dolomite 2a und 2b). Diese Dolomite wurden durch Porenwasser gebildet und/oder überprägt, die aus dem tieferen Beckenteil zwischen dem spätesten Devon und dem frühen Mesozoikum aufstiegen. Letztlich wurde die Grosmont Formation von tieferreichender kretazisch bis postkretazischer Verkarstung erfaßt. Diese erfolgte in mindestens zwei Phasen, da sich Karstkavernen in zwei Niveaus auskartieren lassen. Im gesamten Arbeitsgebiet konnten drei Reservoirklassen definiert werden: (1) Kalkgesteine (= 1-5 %), (2) Dolomitgesteine (= 5-25 %), and (3) verkarstete Dolomitgesteine (= 25-40 %). Demgemäß befindet sich der Hauptanteil des Bitumens in sekundären und tertiären Hohlräumen, die sich im Zuge der Verkarstung gebildet hatten, und zwar in intrakristallinen und interkristallinen Poren in Dolomiten, die durch Verkarstung erweitert worden waren, bis hin zu Kavernen von mehreren Metern Durchmesser.

Die permische McElroy Öllagerstätte in Texas, U.S.A.

MACHEL, H.G.* & LONGACRE, S.A.**

*Department of Earth and Atmospheric Sciences, University of Alberta, Edmonton, T6G 2E3, Canada, **Texaco E&P Technology Department, 3901 Briarpark, Houston TX, U.S.A.

Der Penwell - Jordan - Waddell - Dune - McElroy (P.J.W.D.M.) Field Complex ist ein gigantisches Ölfeld am Rande der Central

Basin Platform in West-Texas, U.S.A., und enthält ca. 4100 x 10⁶ bbls IOP. Das Öl ist paraffinisches Leichtöl, welches in Teilen des Komplexes geringfügig biodegradiert ist. Die fünf Teilfelder des Komplexes wurden in den 1920ern und 1930ern Jahren separat entdeckt und werden seitdem ausgebeutet. Erst in den siebziger Jahren wurde klar, daß diese Teile eine geologisch zusammenhängende Struktur bilden, in der von Karbonaten der permischen Greyburg und San Andres Formationen gefördert wird. McElroy ist das größte der fünf Teilfelder mit ca. 2500 x 10⁶ bbls IOP. Bislang wurden von dem gesamten P.J.W.D.M. Komplex „erst“ ca. 900 x 10⁶ bbl gefördert.

Der Komplex wird z.Zt. geologisch überarbeitet um bessere Strategien zu entwickeln, damit so viel wie möglich von dem restlichen Öl gefördert werden kann. In weiten Bereichen des P.J.W.D.M. Komplexes ist der primäre Formationsdruck so weit abgesunken, daß die Ölförderung nur mit Infill-Drilling, Recompletion Workover oder mit Wasser- bzw. Gasinjektion aufrecht erhalten werden kann. Zudem alternieren hochgesättigte und poröse Intervalle mit dichten Intervallen, welche sich nur schwer zwischen den Bohrungen korrelieren lassen. Das Ziel der vorliegenden Studie ist es diese Heterogenitäten bestmöglich zu charakterisieren, um sekundäre Fördermaßnahmen zu erleichtern. Unsere Arbeit konzentriert sich auf das McElroy Field. Das McElroy Field ist eine zyklische subtidale bis peritidale Abfolge von Karbonaten, Evaporiten und Siltsteinen, die synklinall aufgewölbt und von synsedimentären sowie postsedimentären Verwerfungen durchzogen ist. Das Öl befindet sich größtenteils in der Greyburg Formation und nur untergeordnet im obersten Teil der San Andres Formation (s. Abb.). Die Gross Pay Zone (Bruttoförderzone) durchkreuzt zumindest eine der größeren Verwerfungen