

# Sedimentbecken im südlichen Afrika und ihre fossilen Kohlenwasserstoff-Ressourcen

Hans-Martin Schulz, Magdalena Scheck-Wenderoth, Judith Sippel, Brian Horsfield  
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam

*Large coal deposits occur in South Africa. The production and use of these deposits enable South Africa to satisfy 70 % of its energy demand and 90 % of its electricity production utilising coal-fired power plants. However, coal combustion causes large carbon dioxide emissions, and South Africa – after signing the Kyoto protocol – strives towards reducing greenhouse gas emissions by 34 % by 2020. South Africa therefore looks to alternative energy resources, including renewables, but mainly centred on cleaner fossil energy carriers such as natural gas. Indeed, fossil fuels are high on the agenda, and exploration is ongoing both offshore and onshore. A major focus has recently developed on unconventional hydrocarbons on land in the Karoo Basin. Recent basic scientific findings have demonstrated that glacial events had a direct influence on the extent of black shale deposition in that basin. Within the framework of a long standing cooperation with South African academia and industry, a concerted effort has been made to better understand the present-day dynamics, structure and composition of the South African continental margins. Based on new 3D models, reconstructions of the margin evolution have assessed related processes as lithospheric stretching, heat flow through time and lateral variations of vertical movements. Such basic understanding is crucial for the understanding of offshore basins and their related oil and gas potential.*



## Shale Gas in Südafrika

Shale Gas ist eine unkonventionelle Gasressource, die seit langem in den USA erfolgreich aus paläozoischen und mesozoischen Tonsteinpaketen gefördert wird. Diese Tonsteinpakete sind üblicherweise reich an organischem Kohlenstoff. In vielen europäischen Ländern (so auch in Deutschland) bestehen aber starke Umweltbedenken gegenüber dieser Technologie, insbesondere gegen das hydraulische Aufbrechen der Gesteine, das sogenannte Fracking. Auch in Südafrika wurde im Jahr 2011 ein Moratorium gegen Lizensierungen und Explorationsaktivitäten für Shale Gas erlassen, das allerdings in 2012 wieder aufgehoben wurde.

Vor Kurzem wurden in den USA von der U.S. Energy Information Administration (EIA) weltweite Shale Gas-Ressourcenabschätzungen veröffentlicht, die Südafrika große, technisch förderbare Shale Gas-Ressourcen von rund 390 Tcf (trillion cubic feet) zusprechen, was ungefähr 11 Billionen m<sup>3</sup> Erdgas entspricht und somit das achtgrößte Shale Gas-Vorkommen weltweit darstellt. Allerdings wurden diese attraktiv erscheinenden Zahlen in den letzten Jahren stark relativiert. Die Potenziale liegen im Karoo-Becken, einer alten geologischen Struktur in Südafrika, die heute ein Gebiet von etwa 700 000 km<sup>2</sup> umfaßt. Diese Struktur wurde auf dem Großkontinent Gondwana angelegt, der vor rund 180 Mio. Jahren in einzelne Kontinentalplattenteile zu zerbrechen begann, die danach in ihre heutigen Positionen wanderten und aktuell große Teile Indiens, Afrikas, Australiens, Südamerikas und die Antarktis ausmachen. Dieses Auseinanderbrechen führte zur ersten Anlage einer Beckenstruktur in Südafrika, dem „Karoo-Becken“.

Große Bereiche Gondwanas lagen während des Permokarbons in der Nähe des damaligen Südpols und waren von Gletschern bedeckt. Diese sogenannte permokarbone Vereisung ist vergleichbar mit der in Nord- und Mitteleuropa bekannten letzten Vereisungsperiode. In der folgenden Abschmelzphase ähneln die Prozesse denen, die aus dem heutigen Ostseebereich bekannt sind. Tiefenlagen des heutigen Südafrikas wurden durch Schmelzwässer geflutet und später durch Meeresvorstöße mit Meereswasser aufgefüllt. Dieser ozeanografische Wechsel führte dazu, dass Wassermassen unterschiedlicher Dichte sich nicht



Abb. 1: Inkaba-Bohrung im Karoo-Becken in 2012. Im Vordergrund: bereits erbohrte dunkle Tonsteine der Eccca-Gruppe (Foto: H.-M. Schulz, GFZ)

Fig. 1: Drilling activity as part of the Inkaba project in the Karoo Basin to recover core material of the black shales in the Eccca Group.

miteinander mischten und sich stabile Wasserschichtungen ausprägten. Eine wesentliche Folge war, dass sich im schwereren, salzhaltigen Tiefenwasser sauerstofffreie Bedingungen entwickelten, unter denen abgestorbenes Algenmaterial nicht zersetzt wurde: es bildeten sich Schlämme am Meeresgrund, die reich an organisch gebundenem Kohlenstoff waren und die heute als Whitehill-Formation des unteren Perms bekannt sind.

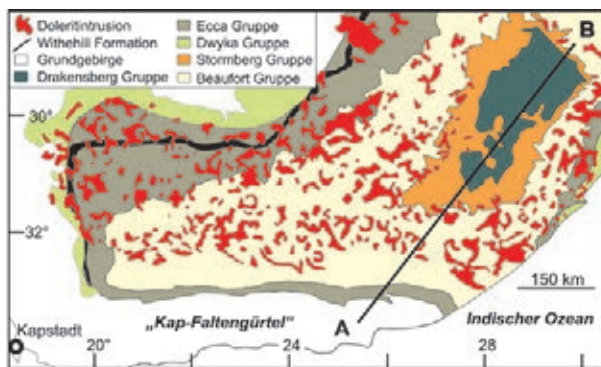
Das Deutsche GeoForschungsZentrum GFZ war an ersten Untersuchungen zu der Entwicklung dieser Gesteinsformation im Rahmen des Inkaba yeAfrica-Projekts ([www.inkaba.org](http://www.inkaba.org)) beteiligt. Bohrungen im südlichen Karoo-Becken (Abb. 1) und anschließende Laboruntersuchungen am GFZ in Potsdam belegten den engen Zusammenhang zwischen dem Abschmelzen des Gondwana-Eises, ersten Meeresvorstößen und der Bildung dunkler Meeresschlämme (Geel et al., 2013). Die organisch-

Links: Der Tafelberg oberhalb von Kapstadt, Südafrika, ist Teil des Kap-Faltengürtels. (Foto: H.-M. Schulz, GFZ)

Left: The Table Mountain above Cape Town, South Africa, is a part of the Cape Fold Belt.



Kontakt: H.-M. Schulz  
(schulzhm@gfz-potsdam.de)



a)

Abb. 2:

a) Vereinfachte geologische Karte des Karoo-Beckens. Auffällig sind die zahlreichen Doleritintrusionen (verändert nach (Petroleum Agency SA; 2012).

b) Geologisches SW-NE-Profil durch das Karoo-Becken mit Kennzeichnung des Bereichs, in dem die dunklen Tonsteine der Ecca-Gruppe thermisches Gas gebildet haben; verändert nach (Petroleum Agency SA, 2012).



b)

Fig. 2:

a) Simplified geological map of the Karoo Basin. Particularly striking are the frequent dolerite intrusions (modified after Petroleum Agency SA, 2012).

b) Geological SW-NE profile across the Karoo Basin highlighting those basin segments in which the black shales of the Ecca Group have generated thermogenic gas (modified after Petroleum Agency SA, 2012).

reichen Schlämme wurden im folgenden Mesozoikum von weiteren Sedimenten überlagert, in größere Tiefen verfrachtet, wo sich in ihnen erst Erdöl, dann Erdgas bilden konnte (Abb. 2b). Beide Kohlenwasserstoffarten konnten teilweise entweichen, ein Teil der jeweiligen Kohlenwasserstoffe verblieb aber in den Muttergesteinen, z. B. als Shale Gas in der Whitehill-Formation der Ecca-Gruppe, dem eigentlichen Zielhorizont für Shale Gas-Exploration im Karoo-Becken. Weiterführende Untersuchungen zum Shale Gas-Potenzial wurden im Rahmen des Inkaba-Projekts entlang eines SW-NE-Profiles durch die Whitehill-Formation durchgeführt (Abb. 2a). Entlang des Profils weisen die Gesteine unterschiedliche thermische Maturitäten auf und es lässt sich ein Potenzial für Shale Oil nachweisen.

Die im Mittel etwa 30 m mächtige Whitehill-Formation (Abb. 3) unterlagert ein rund 200 000 km<sup>2</sup> großes Areal im südlichen Afrika. Mittels magnetotellurischer Untersuchungen des GFZ konnte die Tiefenlagenverteilung der Formation im Karoo-Becken auskartiert werden. Vielversprechend für eine erfolgreiche Shale Gas-Exploration sind die hohen Gehalte an organischem Kohlenstoff (5 Gew.-% im Mittel), die entsprechende thermische Reife von etwa 1,5% Vitrinitreflexion und mehr (ein Maßstab, ob Öl oder Gas in ihnen gebildet werden konnte), und hohe Quarzkonzentrationen von rund 50% der Gesteinsmatrix, die ein effektives hydraulisches Aufbrechen der Gesteine ermöglichen. Allerdings gibt es auch Unsicherheiten für die Shale Gas-Gewinnung. Diese bestehen in unzähligen Doleritintrusionen, die während des frühen

Juras vor rund 182 Mio. Jahren das Karoo-Becken durchschlugen und beim Anbohren zu unkontrollierten Gasausbrüchen sowie mechanischen Schwierigkeiten beim Bohren führen können.

## Südafrikas Kontinentränder

Neben den Lagerstätten auf dem südafrikanischen Festland werden Vorkommen an fossilen Kohlenwasserstoffen auch im marinen Bereich vermutet. In einer engen Zusammenarbeit mit südafrikanischen Partnern untersuchte das GFZ vor diesem Hintergrund die Struktur des westlichen und südlichen Kontinentrands. So wurde im Forschungsprogramm Inkaba yeAfrica und im DFG-Schwerpunktprogramm SAMPLE (South Atlantic Margin Processes and Links with onshore Evolution) ein lithosphärenskaliges Modell des westafrikanischen Kontinentrands erstellt (Hirsch et al., 2009; Maystrenko et al., 2013). Im Forschungsprogramm Inkaba wurde zudem ein Modell des westlichen Bredasdorp-Beckens südlich von Afrika entwickelt (Sonibare et al., 2014). An beiden Kontinenträndern entstanden infolge des Auseinanderbrechens von Südamerika, Afrika und Antarktika neue Ablagerungsgebiete, die mächtige Sedimentfolgen aufnahmen. Die zwei Kontinentränder unterscheiden sich jedoch fundamental hinsichtlich ihrer heutigen Struktur wie auch hinsichtlich ihrer Entwicklungsgeschichte. Die abgelagerten, überwiegend klastischen Sedimente wurden im Verlauf zunehmender Versenkung verfestigt und steigenden Temperaturen



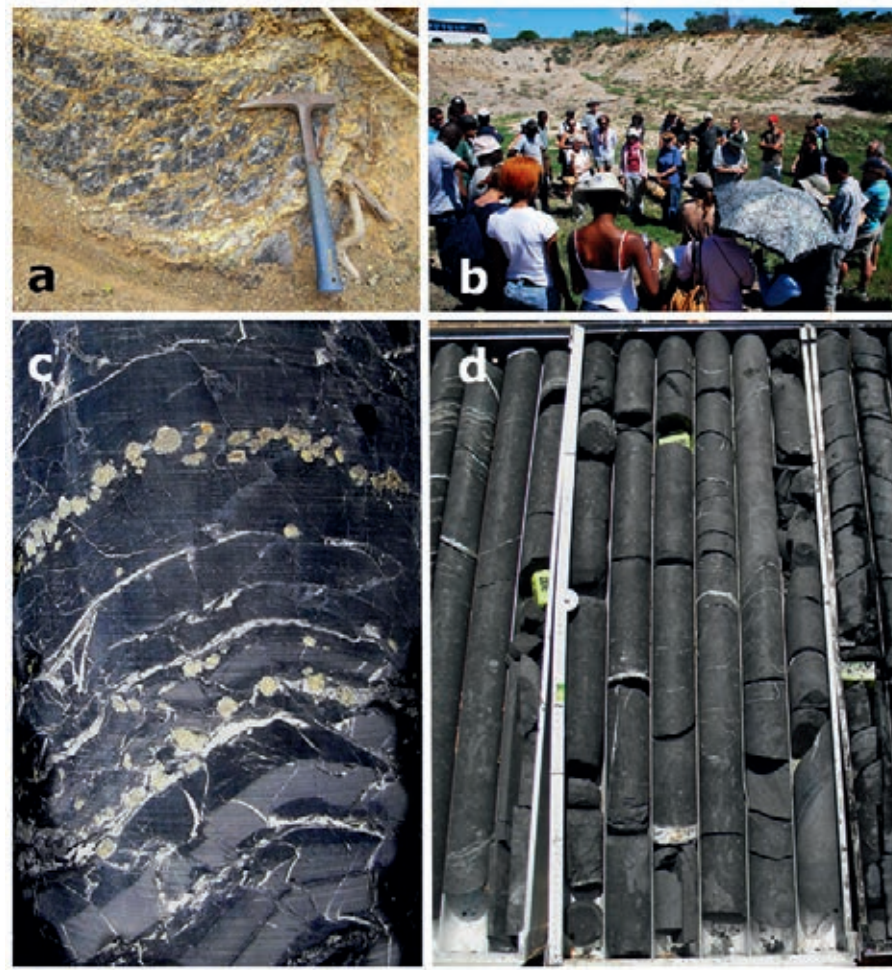


Abb. 3: Die unterpermische Whitehill-Formation im Karoo-Becken. Die dunklen Sedimente sind gut geschichtet (d), reich an organischem Kohlenstoff und an Pyrit (c). Der Pyrit in den Sedimenten verwittert oberflächennah zu Gips mit typischen hellen Farben (a, b), was im Gelände zur Namensgebung führte (white hill = weißer Berg) (Fotos: H.-M. Schulz, GFZ).

Fig. 3: The Lower Permian Whitehill Formation in the Karoo Basin. The dark sediments are well bedded (d), rich in organic carbon and pyrite (c). The surficial weathering of pyrite causes gypsum formation and bleaching of the sediments (a, b), which is the reason for the name (white hill).

ausgesetzt. Ein Verständnis dieser Absenkungs- und Temperaturgeschichte ist die Voraussetzung, um mögliche Vorkommen von Erdöl- und Erdgaslagerstätten zu finden. Darüber hinaus können aus der Analyse der heutigen Struktur und der Absenkungsgeschichte grundlegende Erkenntnisse zum Auseinanderbrechen von Kontinenten abgeleitet werden.

Entsprechend waren die wissenschaftlichen Forschungsziele darauf fokussiert, den heutigen physikalischen Zustand dieser Kontinentalränder möglichst gut und konsistent mit allen verfügbaren Beobachtungen zu beschreiben, um anschließend eine Rekonstruktion der Absenkungsgeschichte durchzuführen. Dazu wurden datengestützte dreidimensionale Strukturmodelle entwickelt, die die Ergebnisse aus seismischen, seismologischen und Bohrungsdaten integrieren und die durch gravimetrische, isostatische und thermische Modellierungen überprüft wurden. Zur Rekonstruktion der Beckengeschichte wurden verschiedene Methoden der Rückwärts- und Vorwärtsmodellierung eingesetzt.

Ein lithosphärenskaliges Modell (Abb. 4) für den passiven atlantischen Kontinentrand Südafrikas und Namibias bildet die

heutige Konfiguration der Sedimente sowie der unterlagernden Kruste und Lithosphäre ab und berechnet die tiefe Temperatur- und Lastverteilung. Die drei Teilbecken (Orange-, Lüderitz- und Walvis-Becken, Abb. 4 oben rechts) entstanden durch starkes Rifting der Lithosphäre und damit einhergehender Dehnung und thermischer Destabilisierung im späten Jura – Ereignisse, die im Auseinanderbrechen von Afrika und Südamerika in der frühen Kreidezeit kulminierten. Der während der Riftphase geschaffene Ablagerungsraum wurde mit mehreren Kilometer mächtigen Sedimenten und magmatischen Lagen gefüllt. Die anschließende Entwicklung des Kontinentrands war durch das Abkühlen der vormals aufgeheizten Lithosphäre geprägt, was zu einer thermischen Absenkung führte, die mit der Zeit exponentiell abnahm. Die während dieser thermischen Absenkungsphase abgelagerten Sedimentfolgen sind heute bis zu 10 km mächtig.

Im Gegensatz zum westlichen Kontinentrand entwickelte sich das Western Bredasdorp Basin am gescherten, nicht-vulkanischen Kontinentrand südlich von Südafrika auf andere Weise. Dort ging der Riftingprozess mit rechtsseitigen Seitenverschiebungen entlang der Agulhas-Falkland Fracture Zone einher. Während der Riftphase wurde die Lithosphäre nur in einem sehr

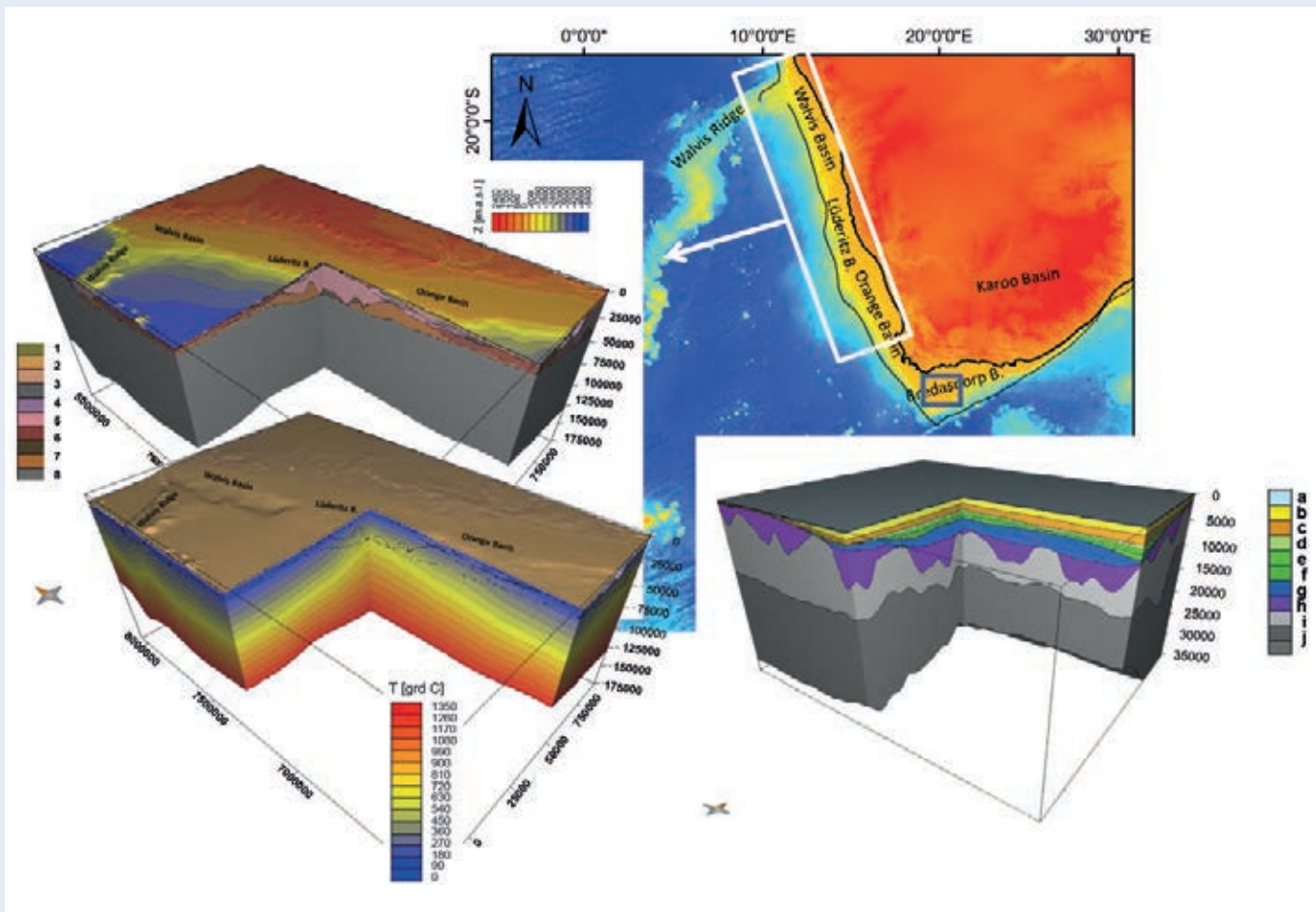


Abb. 4: 3D-Strukturmodelle der Kontinentalränder Südafrikas: Westlich von Südafrika liegt ein passiver magmatischer Kontinentrand, für den ein lithosphärenskaliges Modell entwickelt wurde. Links oben: 3D-Ansicht des Strukturmodells mit folgenden geologischen Einheiten 1: Känozoikum, 2: PostTuron, 3: PostApt, 4: PräApt, 5: ältere kontinentale Sedimente, 6: kontinentale kristalline Kruste, 7+8: Unterkruste mit hoher Dichte und hohen seismischen Geschwindigkeiten, 8: lithosphärischer Mantel. Die Tiefenskala gibt die topografische Höhe bzw. Bathymetrie an. Unten links: thermisches 3D-Modell aus dem berechnete Temperatur-Tiefen-Verteilungen extrahiert werden können (Abb. 5). Südlich von Südafrika befindet sich ein gescherter Kontinentrand an welchem durch Horizontalbewegungen entlang der Agulhas-Falkland-Fracture Zone kleine Becken entstanden sind. Für eines davon, das Bredasdorp-Becken, wurde ein krustenskaliges 3D-Modell entwickelt, das unten rechts abgebildet ist und folgende Einheiten auflöst: a: Wasser, b: Oberes Cenoman-Känozoikum, c: Oberes Apt-Unteres Cenoman, d: Oberes Hauterive-Unteres Apt, e: Mittleres-oberes Hauterive, f: Oberes Valangin-Mittel Hauterive, g: Oxford-Valangin, h: PreRift, i: obere kristalline Kruste, j: untere kristalline Kruste.

Fig.4: Structural models of South African continental margins: West of South Africa a passive magmatic continental margin evolved since Jurassic times for which a lithosphere scale model has been developed: upper left: 3D view on the structural model that resolves the following geological units: 1: Cenozoic, 2: PostTuronian, 3: PostAptian, 4: PreAptian, 5: continental sediments, 6: continental crystalline crust, 7+8: high-density-high-velocity lower crust, 8: lithospheric mantle. Depth (Z)-scale gives topography/ bathymetry. Lower left: 3D thermal model, from which predictive temperature-depth maps can be extracted (Fig. 5). South of South Africa a sheared continental margin developed where small pull-apart basins formed in consequence of horizontal movements along the Agulhas-Falkland-Fracture Zone. The Bredasdorp Basin is one of these pull-apart basins for which a crustal-scale 3D model resolves the following units: a: water, b: Upper Cenomanian-Cenozoic, c: Upper Aptian-Lower Cenomanian, d: Upper Hauterivian-Lower Aptian, e: Middle-upper Hauterivian, f: Upper Valanginian-middle Hauterivian, g: Oxfordian-Valanginian, h: PreRift, i: upper crystalline crust, j: lower crust.

schmalen Bereich ausgedünnt, so dass die damit verbundene thermische Anomalie aus dem Mantel räumlich begrenzt und die anschließende Abkühlung und thermische Subsidenz vergleichsweise gering waren. Die tektonisch geprägte Syn-Riftphase zeichnete sich dementsprechend durch drei- bis vierfach höhere Sedimentationsraten als die Post-Riftphase aus.

Die unterschiedliche Lithosphärenstruktur der beiden Kontinentalränder bestimmt unter anderem die tiefe Temperaturverteilung

und damit die Wahrscheinlichkeit des Vorkommens von Erdöl- und Erdgaslagerstätten. In derselben Tiefe kann die Temperatur stark variieren, wie beispielhaft in Abb. 5 für den westlichen Kontinentrand gezeigt wird. Erdöl- und Erdgasfunde im Orange- und Bredasdorp-Becken vor der südafrikanischen Küste lassen sich auf oberkretazische lakustrine sowie unter- bis mittelkretazische marine TOC (organischer Kohlenstoff)-reiche tonige Muttergesteine zurückführen. Die Bildung, aber auch das Entweichen bereits gebildeter Kohlenwasserstoffe (KW) im süd-



lichen Orange-Becken wird im wesentlichen durch räumliche und zeitliche Sedimentationsänderungen nach der initialen Riftphase geprägt. Während die Hauptphase der KW-Bildung in der späten Kreidezeit im Schelfbereich erfolgte, verlagerte sich die spätere Hauptabsenkung in den Bereich des tieferen Beckens und führte somit zu einer zweiten Bildungsphase unter tertiären Sedimentkeilen. Beckenmodellierungsergebnisse zeigen, dass dort auch heute noch ein aktives Erdölsystem existiert. Das heute zu verzeichnende Entweichen von Erdgas im südlichen Orange-Becken tritt im Schelfbereich in Wassertiefen von weniger als 400 m auf. Die entweichenden Gase haben bereits einen langen Weg hinter sich gebracht, da sie ursprünglich an den äußeren Beckenrändern gebildet wurden.

## Ausblick

Insbesondere die begonnenen Arbeiten zum Shale Gas-Potenzial im Karoo-Becken haben zu einem tieferen Verständnis des dortigen Petroleumsystems geführt. Allerdings haben sich dadurch weitere Fragen ergeben, die im Rahmen der bestehenden Kooperationen mit südafrikanischen Partner-Institutionen weiterhin bearbeitet werden. Von besonderem Interesse sind dabei die hydrogeologischen Bedingungen im Karoo-Becken.

## Literatur

- Geel, C., Schulz, H.-M., Booth, P., de Wit, M., Horsfield, B. (2013): Shale gas characteristics of Permian black shales in South Africa: results from recent drilling in the Ecca Group (Eastern Cape). - *Energy Procedia*, 40, p. 256-265. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.08.030>
- Petroleum Agency SA (2012): Petroleum Potential of South Africa, Petroleum Agency SA, 6 p.
- Hirsch, K. K., Bauer, K., Scheck-Wenderoth, M. (2009): Deep structure of the western South African passive margin - Results of a combined approach of seismic, gravity and isostatic investigations. - *Tectonophysics*, 470, 1-2, p. 57-70. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.tecto.2008.04.028>
- Maystrenko, Y. P., Scheck-Wenderoth, M., Hartwig, A., Anka, Z., Watts, A. B., Hirsch, K. K. (2013): Structural features of the Southwest African continental margin according to results of lithosphere-scale 3D gravity and thermal modelling. - *Tectonophysics*, 604, p. 104-121. DOI: <http://doi.org/10.1016/j.tecto.2013.04.014>
- Sonibare, W., Sippel, J., Scheck-Wenderoth, M., Mikeš, D. (2014 online): Crust-scale 3D model of the Western Bredasdorp Basin (Southern South Africa): data-based insights from combined isostatic and 3D gravity modelling. - *Basin Research*. DOI: <http://doi.org/10.1111/bre.12064>

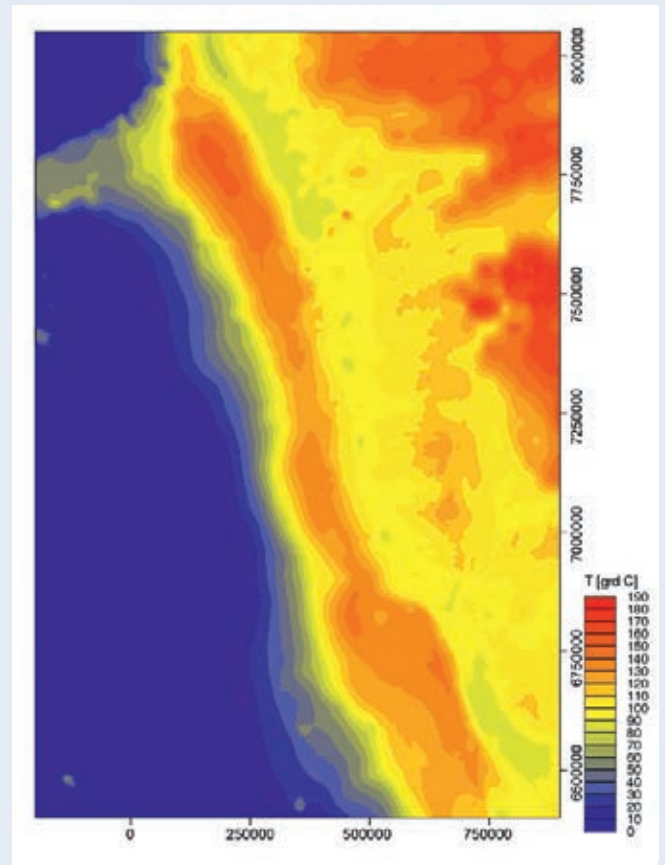


Abb. 5: Temperaturverteilung in 4 km Tiefe unter NN entlang des westlichen Kontinentrands von Südafrika, die ein 3D konduktives thermisches Modell vorhersagt: höchste Temperaturen korrelieren mit größten Sedimentmächtigkeiten. Dieses Phänomen ist durch die isolierende Wirkung der Sedimente begründet, da letztere thermisch wesentlich schlechter leiten als kristalline Gesteine. Wo also die Sedimentbedeckung mächtig ist, wird der Wärmetransport zur Oberfläche behindert, es kommt zum Wärmestau in flachen Tiefen. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Sedimente im Walvis-Becken in 4 km Tiefe bereits im Gasfenster sind, während die Sedimente im Lüderitz- und Orange-Becken in derselben Tiefe noch im Erdölfenster sind. Schwarze Linie: Küstenverlauf; gestrichelte schwarze Linie: Kontinent-Ozean-Grenze (COB)

Fig. 5: Temperature distribution at 4 km depth below sea level across the Western South African passive margin as predicted by a 3D conductive thermal model: highest temperatures are predicted for the domains where sediment thicknesses are largest. This is due to the insulating effect of thermally less conductive sediments compared to crystalline rocks. Where the sediment cover is thick heat transport to the surface is hampered and heat is stored at shallow depths. These results indicate that the sediments of the Walvis Basin are in the gas window at 4km depth, whereas the sediments of the Lüderitz and Orange Basin may still be in the oil window. Solid black line: coast line; stippled back line continent ocean boundary (COB).