



**7(355).2021**

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# Геология, Геофизика

**и разработка  
нефтяных и газовых  
месторождений**

---

**Geology,  
geophysics  
and development  
of oil and gas fields**

## SPACE REMOTE SENSING IN INFRARED WAVELENGTH RANGE WHEN SEARCHING FOR HYDROCARBON DEPOSITS IN THE DOUALA BASIN OF THE REPUBLIC OF CAMEROON

**K.M. Karimov, A. Al Ali, T.A. Vagapov, M.A. Lonshakov**

*Kazan (Volga region) Federal University*

**ABSTRACT:** The research is based on Thermovision Tomography (TVT) of the Earth's Crust (EC) by processing the Landsat-8 spectral-zonal satellite image in the thermal infrared wavelength range (8-14 microns) with a spatial pixel resolution of up to 60 meters.

Models of the thermodynamic field at the time of the survey were built – sections and maps of the thermal field and block-fault structures for the given depths with reference in geographic coordinates.

Zoning of the MVIA block for hydrocarbons prospecting was accomplished in the Republic of Cameroon. The endogenous flux of thermal radiation was used to study the geological structure of the medium with the classification of inhomogeneities by shape. Based on mapping faults and rocks with improved reservoir properties, zones of fluid flows and accumulations have been established, which can be natural reservoirs of hydrocarbons. Using the TVT method, two types of structural oil traps have been established: near-fault, which was penetrated by a productive well, and the erosion one, located on the ledge of the foundation block within two project wells.

**KEY WORDS:** thermovision tomography; sounding; thermal field; satellite image; geological environment; block-fault structures; hydrocarbons.

### INTRODUCTION

The article shows a forecast assessment of the oil prospects of the MVIA block of the Douala basin (Republic of Cameroon) from a structural and tectonic perspective using remote sensing of the geological environment. The Douala Basin is located in one of the world's largest petroleum regions and is part of the West African system, formed by the rifting of Africa from South America. The formation of local structures of crystalline basement and sedimentary rocks is caused by a tectonic factor, which is associated with the development of numerous regional rift structures.

The study of the region is based on thermal imaging tomography of the geological environment (Karimov, Karimova, Gataullin, 2015) using space spectrozonal images in the

thermal infrared (IR) range of 8–14  $\mu\text{m}$  wavelengths. The modeling was performed using images obtained from the MODIS satellite with a spatial pixel resolution of (1–0.5) km and Landsat-8 (pixel up to 30 meters). Sections and maps of thermal field (TF) and block-fault structures were constructed. Tectonic zoning of the EC territory of the continent was carried out, which ensured the identification of probable zones of hydrocarbon accumulation in the sedimentary cover based on geothermal features.

The TVT method allowed:

- develop a hypothesis about the formation of hydrocarbons in the Douala basin;
- establish the significance of the geothermal criterion when detecting oil and gas deposits;
- identify and check the quality of oil traps in individual structures;
- determine the presence of rupture disorders through tracing zones of deep water discharge, their impact on the safety of hydrocarbon deposits.

The technology is aimed at creating a volumetric TF model using developed thermal imaging tomography algorithms (Karimov, 2015). As a result, the low-frequency component of the anomalies is calculated, caused by the endogenous flux of thermal radiation from deep sources, with the classification of environmental inhomogeneities by shape (Tikhonov, 1977). The thermal radiation flux density is visualized in the form of slice maps for various depths and vertical sections with different spatial resolutions, from which the general picture of their direction and heterogeneity is established. Differential derivatives are calculated from vertical sections, characterizing the gradient of change and thermal layering of the section, block-fault tectonics. Through the structure of the thermal field and its geodynamic interpretation, the shape and mechanism of heat flows, the possibility of accumulation and preservation of fluids in the environment are determined.

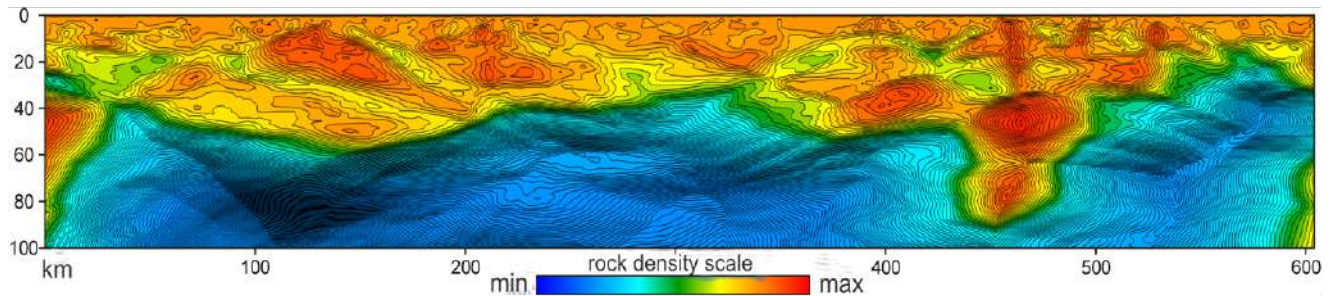
All constructions and interpretations of TVT use a single methodological approach. It involves analysis of the regional and detailed structure of the thermal field. This contributed to the formation of unified physical and geological models of the environment and increased correctness in solving geophysical problems.

The TVT method has prerequisites for the direct detection of hydrocarbon (HC) deposits. They are based on a decrease in the thermal conductivity of the deposits themselves compared to the surrounding rocks and the presence of indirect signs caused by secondary physical and chemical changes in the properties of the environment in the marginal part of the productive formation (formation of vertical fuel elements - local heat sources) due to dispersion halos of HC gases near the deposit.



## Results of Regional modeling of the geological environment.

The Regional level of research is based on the processing of IR images from MODIS satellite. Based on the modern concept of tectonic flows in the formation of the Earth and the principle of actualism, we have created physical and geological models. They reflect the thermal fission of the lithosphere at different levels and establish a connection between the weakly dissected upper mantle and the structures of the Earth's Crust (Fig.1).



**Figure 1.** An example of a regional field model of block-fault structures of the lithosphere of the Douala basin

The heterogeneity of the lithosphere of the Douala basin manifested itself in the vertical split of the EC, the horizontal stratification of deep geological layers and the creation of allochthonous litho-plates in the lithosphere. Blocks of uniform morphology are uniformly colored, with a slight increase or decrease in color. Some difference in the field inside the object in the form of local bodies indicates strong horizontal stratification and fracturing of the medium. The variability of the internal structure in the section is a natural alternation of well-consistent layers, which makes it possible to reliably assess the shape of the structures and their spatial position.

Real environments have zones with inversion of heat flows. Therefore, the geothermal levels of the EC are interpreted by numerous rock decompression zones with very variable boundary morphology. It can be assumed that the temperature layers in the crust are flat-lying dislocation zones. This is precisely what explains their overlap with material-structural complexes of different ages. The TF modeling results clearly show a regional boundary at depths of 37–48 km. It corresponds to the level of the base of the earth's crust and the top of the lithospheric mantle, which is comparable to the Mohorovicic surface. At the same time, a number of blocks of ancient crustal complexes do not lose connection with the rocks of the upper mantle (*picket 460 km*). Their lower horizons cover rocks of the undepleted mantle tens of kilometers deep, creating relics of dense blocks. The change in the structure of the middle part of the EC is manifested as a result of the intensive intrusion of mantle matter along fault zones (*picket 500-600 km*) and the structural transformation of the material composition of the source rocks.

Deep faults appear in the sedimentary cover, crust, and mantle in the form of vertical, inclined or listric zones of decompression of the medium. Tectonic disturbances have a

significant impact on the location of hydrocarbon deposits and serve as natural indicators of their prospects by ranking feathering faults into geodynamic active zones of fluid flows and accumulation. Models of block-fault structures of the MVIA block and the location of local heat sources reflect the movement of fluids (*liquid and gaseous*) and their localization in the structures of the sedimentary cover in the presence of traps and seals. Consequently, the outputs of deep geothermal zones of decompression of the earth's crust, located near ascending linear heat flows, serve as thermodynamic criteria for identifying promising zones.

### Local level of MVIA block exploration

Let us dwell on the geoinformation capabilities of Thermovision Tomography in identifying local promising deposits. In terms of objects and methods of study, research includes three levels aimed at solving issues of generation, accumulation and conservation of hydrocarbons.

In the study area, using the TVT method, two types of structural oil traps were installed: near-fault, which was opened by productive well No. 1, and erosive, located on the protrusion of the foundation block within wells No. 2 and No. 3 (Fig.2).

Promising areas for hydrocarbons are separated by a central deep fault of northeastern strike (Fig.3), which in the section penetrates tens of kilometers in depth (Fig.4, picket 8-9 km). In the vertical dislocation zone under consideration, the structural conditions for the preservation of the oil deposit are unlikely. Previously, the high permeability and saturation of the environment with deep fluids was established. Therefore, a number of wells drilled near the tectonic fault are unproductive for hydrocarbons. This is due to the presence of a large amount of free water in the environment, which displaces light hydrocarbons from the reservoirs, which is one of the explanations for the negative drilling results.

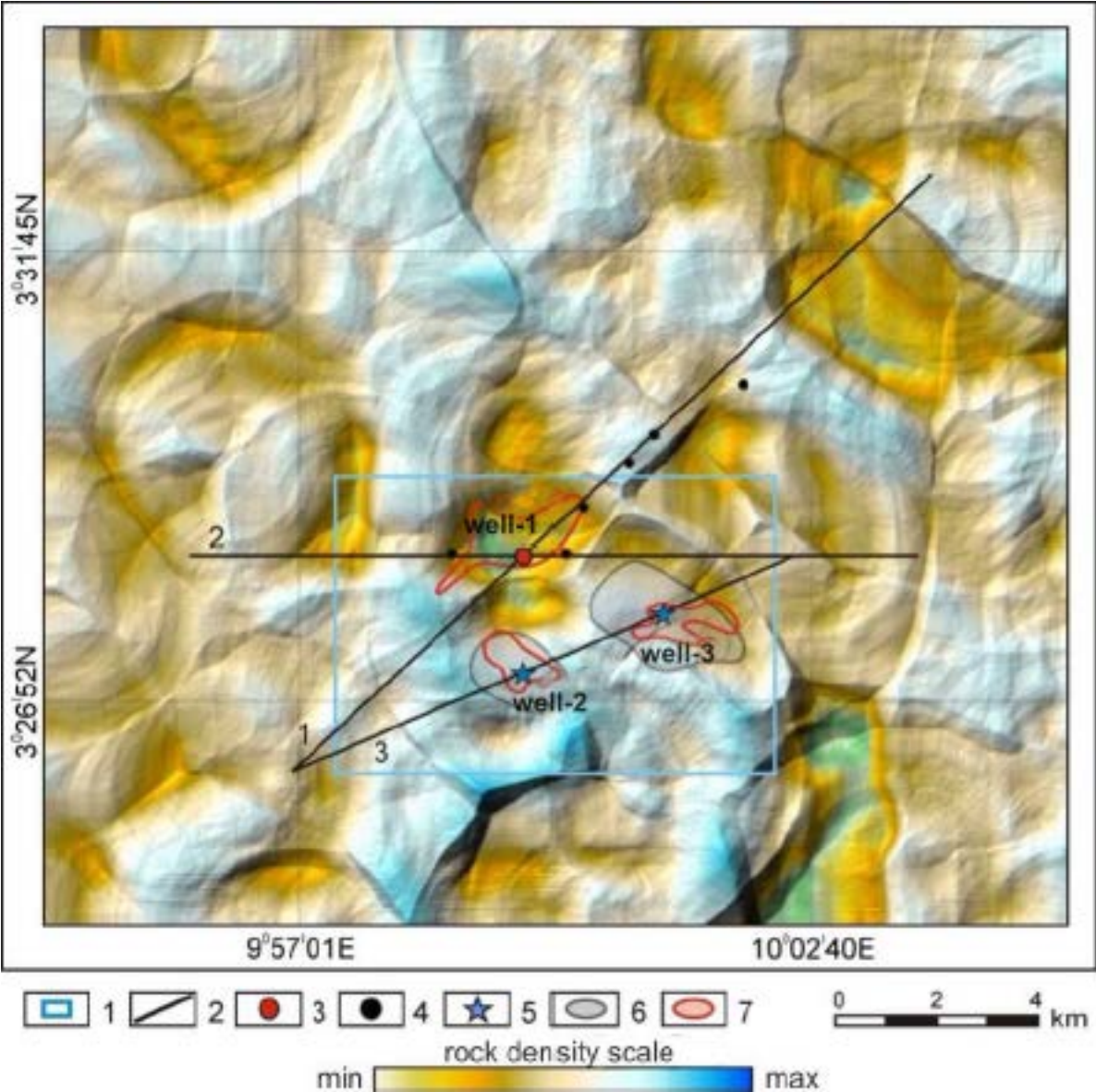
The thermodynamic criteria for identifying promising zones are the presence of structural asymmetric peaks on TF models for the interval of potentially oil-and-gas-bearing depths (Fig.4, well No. 1). The peaks disrupt the general plan of the horizontally layered section and represent the structure of the cover rocks, in which local areas of cold zones are formed, overlain by warmer (*dense*) deposits.

An important result of studying the heterogeneous structures of the MVIA block is the establishment of vertical permeable regions and horizontal dense heterogeneities of regional distribution in the structures of the upper part of the basement.

The effects of compression and tension, shear and thrust of large blocks are a process of natural deformation, which can be distinguished by qualitative indicators - the intensity of the thermal field and the planned position of the gradient lines for characteristic depths. The morphology of the medium can be traced by the color of the pattern shades when moving to less dense blocks. For example, on the section of the integral field of block-fault

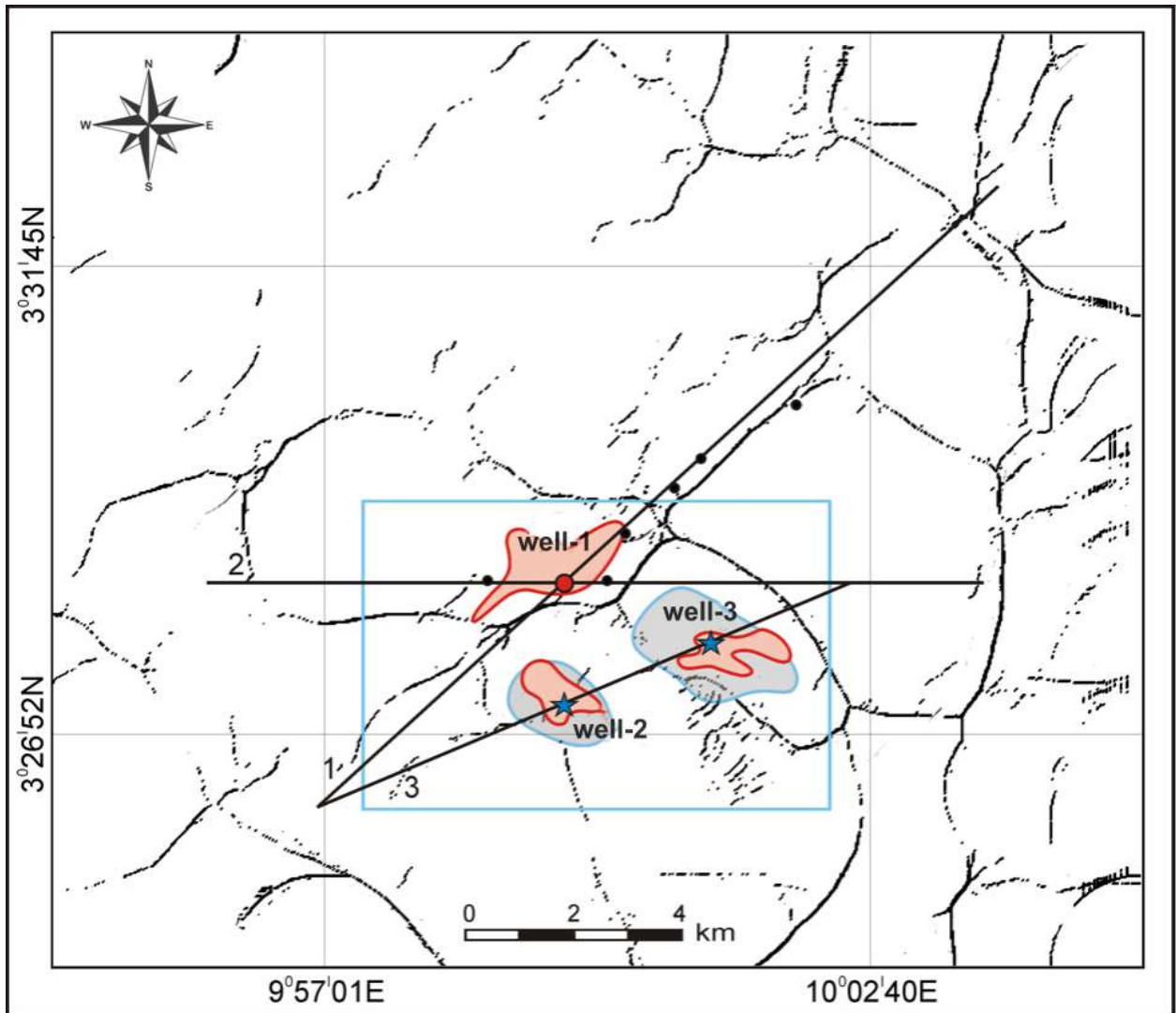
structures (Fig.5, Picket 3 km and 10 km), the axes of dense rocks are outlined. As the depth increases, they acquire a distinct deep extension.

In the model, at the depth below 1.8 km, a buried, symmetrical, swell-like structure of the basement is observed. In its apical part, minor structural complications of the cover are formed in the form of an increased thickness of the permeable layers. The relatively higher hypsometric position of the erosional projection of the foundation, by its nature, can create conditions for the formation of small hydrocarbon deposits in loose rocks. The main geological risk of the prospect (*low HC concentration*) is the quality of the seal and reservoir.

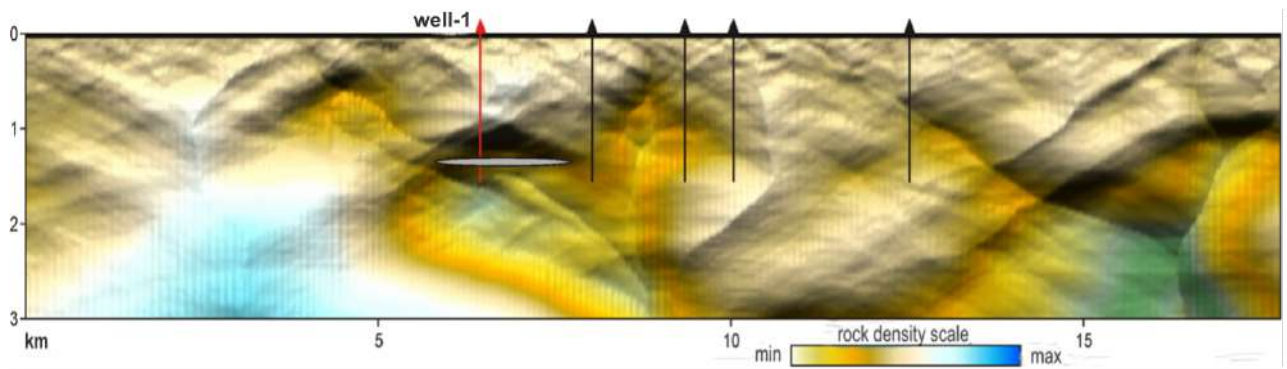


**Figure 2.** Maps of the integral field of block-fault structures for the depth interval (1.2–1.56) km of oil-bearing capacity in the region. *Legend:* 1 – fragment of the contour of a detailed Plot; 2 – TVT profile; wells: 3 – productive No. 1, 4 – unproductive, 5 – design; 6 – reservoir contour, 7 – promising hydrocarbon deposit contour.

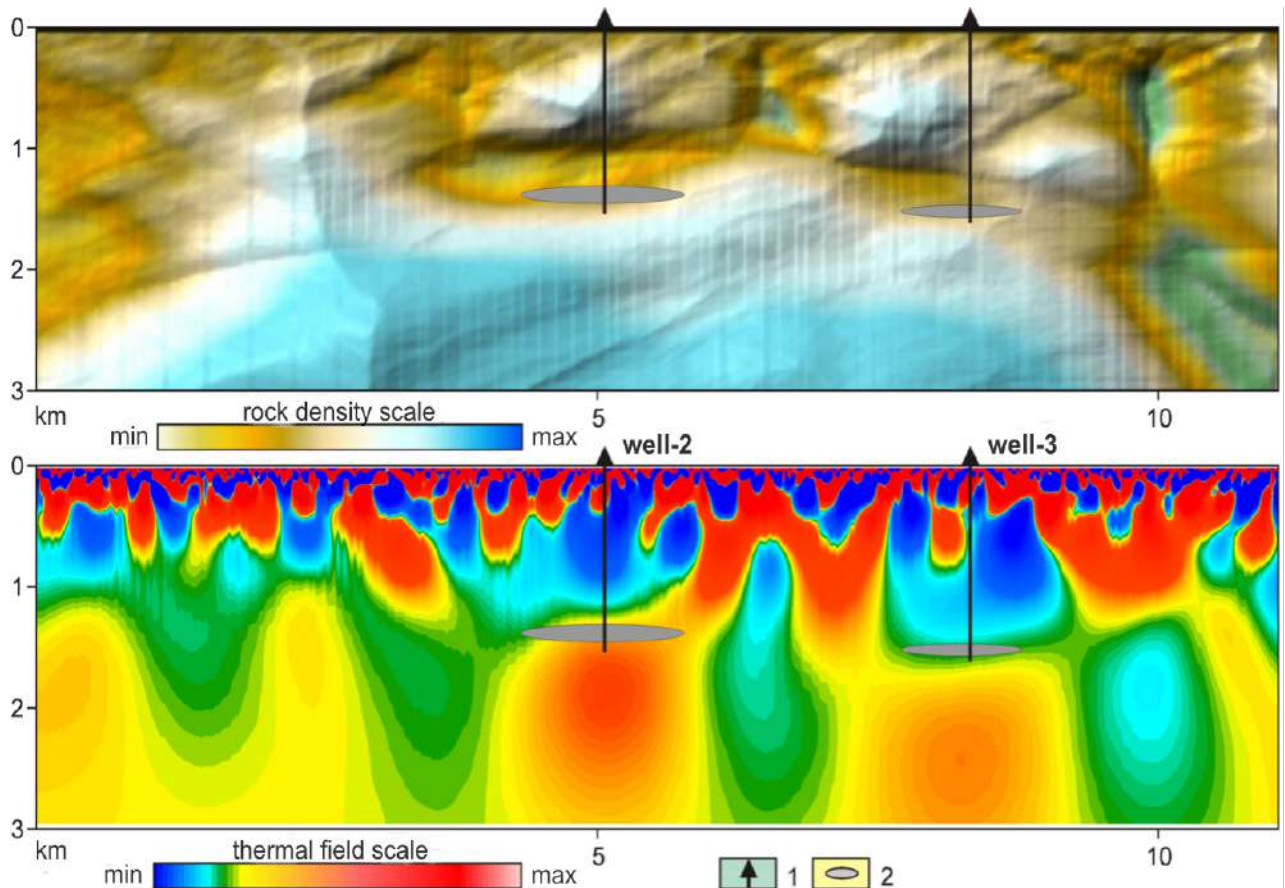




**Figure 3.** Scheme of tectonic disturbances at a depth of 1.56 km



**Figure 4.** Model of block-fault structures along profile 1

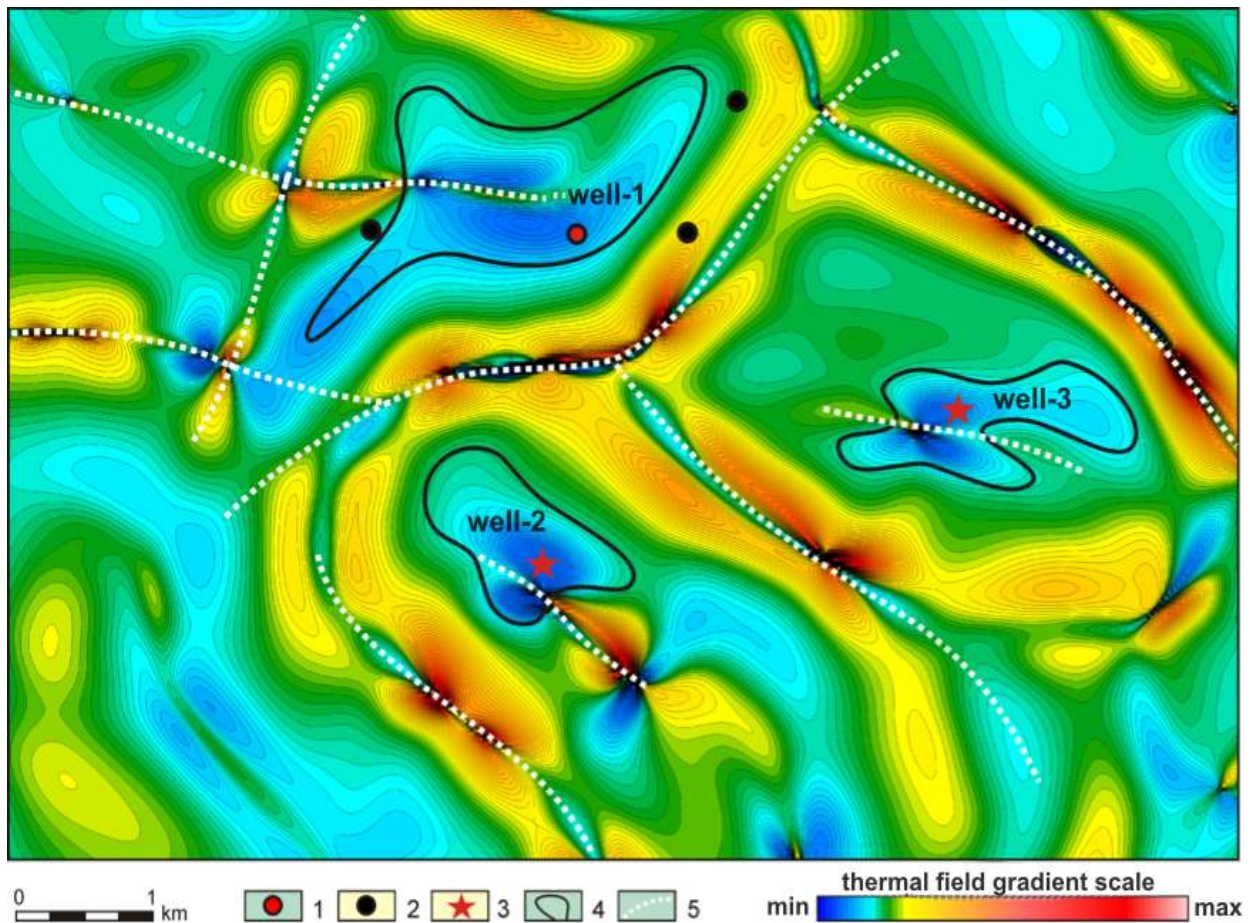


**Figure 5.** Model of block-fault structures and differential thermal field of sources along profile 3.  
 Legend: 1 – location of the design well in the promising zone, 2 – hydrocarbon deposit

An additional feature for the selected location of recommended wells No.2 and No.3 is local heat sources at a depth of 1.8–2.2 km. Rising convective heat flows from sources uniformly affect the upper layers of the sedimentary cover in the deposit area. Based on a detailed TVT analysis, geothermal conditions are created in them (*great thickness and lateral extent of the horizon*) for physical and chemical changes in the geological environment and in the formation of light hydrocarbon deposits.

When studying a fragment of a detailed area (Fig.6), three anomalous zones are identified based on the intensity of the local thermal field, which are formed by sand collectors. They have an asymmetrical shape, a stepped immersion in the structural plan and a very sharp separation from each other by a gradient of thermal field values. From a tectonic point of view, we consider the structure of high gradients as local plicative faults of the cover. They divide the block into separate homogeneous trapezoidal zones, in the central part of which the contours of the collectors are located. The identified massive deposits are partially complicated by secondary faults that form linear fracture systems. This can lead to changes in the structure of the productive horizon and, as a result, affect the quality of the seal. For example, a disruption in the lateral correlation of a formation splits it into two independent oil deposits.





**Figure 6.** Fragment of the differential thermal field of a detailed Plot of the MVIA block.  
*Legend:* 1 – productive well, 2 – unproductive wells, 3 – project wells, 4 – promising zone for hydrocarbons, 5 – TF gradient zone, comparable to a local fault

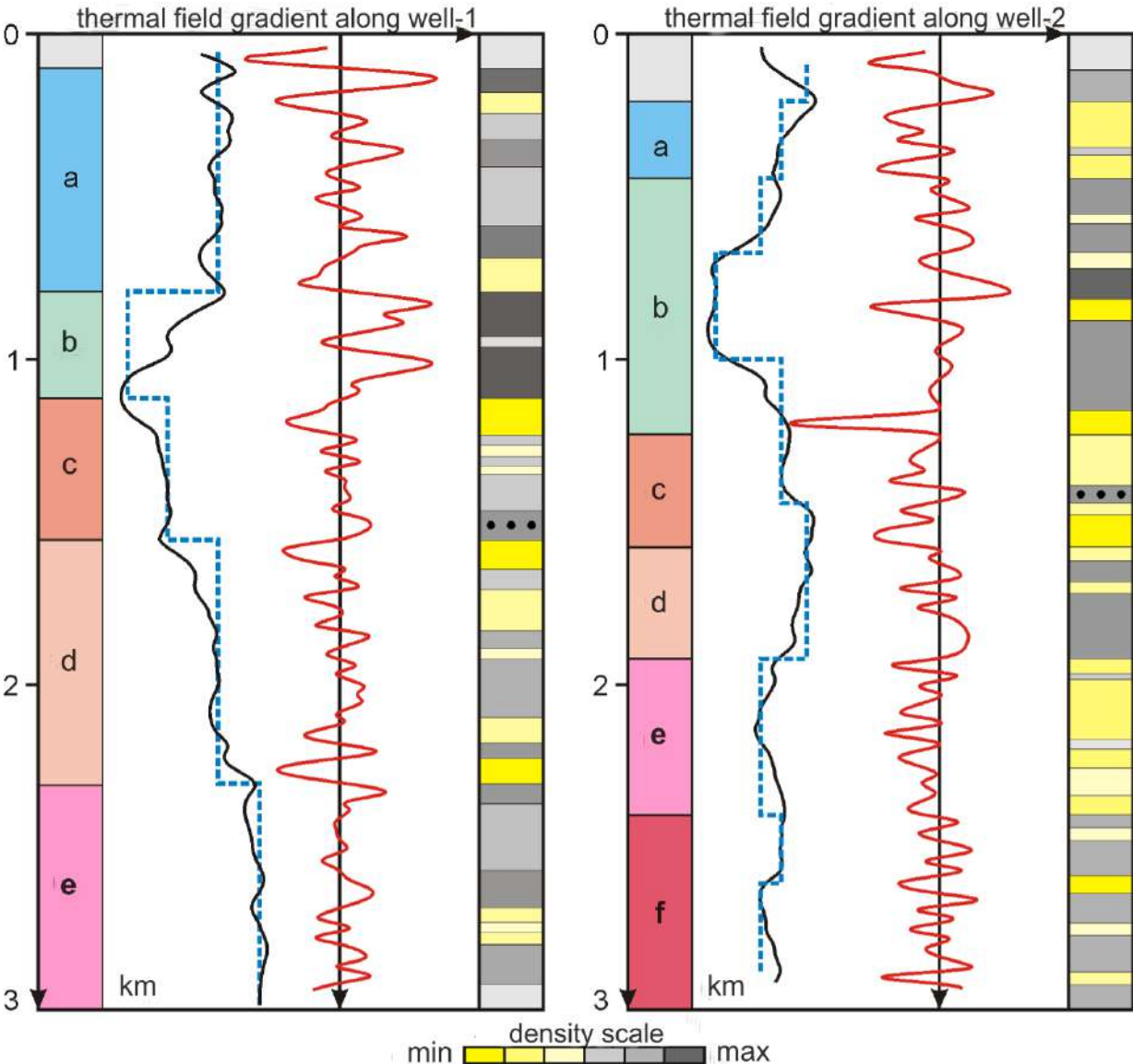
The out-of-contour discrete distribution of permeable channels of the medium within the geological structure creates conditions for the migration of endogenous fluid (oil, gas, aqueous solutions). A combined analysis of their location indicates the genetic identity of the three reservoir circuits. Therefore, it can be assumed that the identified deposits belong to the same oil field.

A geothermal column constructed on productive and design wells allows one to identify six thermal levels of the environment in the model and study in detail the density heterogeneities of the section (Fig. 7). TVT diagrams provide a priori information about the density and thickness of rocks, and the integrity of the seal of a productive reservoir. Different levels of the integral field outside the wellbore determine the shape and intensity of the TF graph.

The minimum field values correspond to the geological environment in which intensive processes of fluid development are observed, forming local zones of ascending heat flows. Geothermal horizon (c) should be considered the most promising area for hydrocarbon exploration. At the level of a high gradient of field values, intense variations in the

differential characteristics of the medium are discernible. The relative increase in rock density at the level of the identified (*well-1*) and expected (*well-2*) productive horizon (*black dots*) is replaced on the graph by minimum values that may correspond to the underlying aquifer. In this case, we do not exclude the presence of a multi-layer deposit in the section, but of very low thickness.

The average values for the well reflect the top and bottom geothermal levels of the section. The maximum field values occur at depths of more than 1.5 km and correspond to a slight change in the formation density of the medium. Consequently, the geothermal horizon has homogeneous properties of the environment, in which there are no active physical and chemical processes characteristic of hydrocarbon deposits.



**Figure 7.** Characteristics of the thermal field of the sedimentary cover for wells 1 and 2. *Legend:* TVT graphs defining: geothermal floors a–f (black color) and differential density of the medium (red color)

## Methodological recommendations for further increasing the efficiency of hydrocarbon search in sedimentary cover.

It is necessary to integrate materials (seismic exploration, gravimetry, electromagnetic sounding, well logging) with remote thermovision data to assess the reliability of field data when solving a geological problem and creating physical and tectonic diagrams of the region. For this purpose, information material is used in the form of graph maps, and field isolines, sections and models in units of physical quantities.

As our experience has shown, the best results are obtained by combining TVT and seismic data, which is aimed at creating a heuristic model for the formation of hydrocarbon deposits in the sedimentary cover. It includes detailing of promising zones, identifying structural and tectonic signs of hydrocarbon exploration and is divided into a number of independent studies.

*First*, the proposed approach precedes field seismic imaging and consists of performing thermal field modeling using satellite image data in the long-wave infrared spectrum. It is aimed at selecting the optimal location of seismic profiles in an area, taking into account the strike of tectonic structures and the required depth of study of the acoustic field. Detailed analysis of the thermal field allows you to identify areas for 3D seismic surveys.

*Secondly*, the methodology includes a joint quantitative interpretation of TVT, seismic and well logs, followed by the construction of deep seismic-thermal and fluid dynamic models of the environment. To increase the information content of materials, it is provided:

- Joint morphological analysis of structural maps and sections. TVT data is calculated based on specified profiles and depths (in geographic coordinates) corresponding to seismic survey materials.
- The use of different natures of the formation of physical fields (acoustic and thermal) in the geological environment to establish structural, tectonic and thermodynamic (rheological state of matter) inhomogeneities. Localization of zones of environment fracturing and decompression of rocks, which include zones of fluid flows and accumulation, is being carried out. In the future, they are used to more effectively identify promising areas of hydrocarbon deposits.
- If low efficiency of seismic exploration is revealed, and as a result of discrepancies between seismic materials and TVT, recommendations are developed for the further process of joint machine processing of field data. It includes a procedure for correcting the velocity section taking into account the identified interfaces between the medium according to TVT.
- Joint consideration of TVT and well logging diagrams in order to normalize the values of the thermal field gradient and track changes in the filtration and reservoir properties of rocks in the lateral direction. The methodological approach uses the difference effect, in which geophysical surveys of wells reflect the environment



around the well, and thermal imaging tomography integrates the field in the volume at a considerable distance.

## CONCLUSION

When interpreting TVT, a unified methodological approach was used, which provides for the analysis of the regional and detailed structure of block-fault structures and local sources of the thermal field. This contributed to the formation of unified physical and geological models of the environment, increasing the correctness in solving a geophysical problem, establishing directions and forms of practical use of the data obtained.

The TVT method made it possible to:

- develop a hypothesis about the formation of hydrocarbons in the oil and gas basin of the Republic of Cameroon;
- establish the significance of the geothermal criterion when discovering oil and gas deposits;
- identify and check the quality of oil traps of individual structures;
- determine the presence of faults through tracing deep water discharge zones and their impact on the safety of hydrocarbon deposits.

The method of Thermovision Tomography of the geological environment in the search for hydrocarbons, tested in many countries of the world, allows us to recommend the widespread use of technology in Cameroon. Considering the difficult natural conditions of conducting ground-based geophysical methods, space-based remote thermovision shooting has a number of advantages: relative low cost when analyzing large areas, high productivity and information content, independence from the relief and terrain conditions, absolute environmental cleanliness.

The effectiveness of TVT technology in the search for hydrocarbons in the Republic of Cameroon was tested for the first time for the company “*SOCIETE NATIONALE DES HYDROCARBURES*”.

## LITERATURE

1. Karimov K.M., Karimova L.K., Gataullin K.R. (2015). Thermovision Tomography of the geological environment. Kazan, 297 p.
2. Patent of the Russian Federation No. 2556737. Karimov K.M. (2015). Method for thermovision diagnostics of the geological environment (variants). Moscow
3. Tikhonov A.N. (1977). Equations of mathematical physics. Moscow. Science, 735 p.

## Information about authors

**Karimov Kamil Midkhatovich** – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Department of Geophysics and Geoinformation Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University

Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya, 18

E-mail: kamil1955@inbox.ru

**Al Ali Akhmad** – Postgraduate Student of the Department of Geophysics and Geoinformation Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University

Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya, 18

E-mail: alali.syy@gmail.com

**Vagapov Timur Andreevich** – Master of the Department of Geophysics and Geoinformation Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University

Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya, 18

E-mail: tv-kzn@ya.ru

**Marat Lonshakov** – Master of the Department of Geophysics and Geoinformation Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University

Russia, 420008, Kazan, Kremlevskaya, 18

E-mail: maratlonsh@gmail.com

## КОСМИЧЕСКОЕ ДИСТАНЦИОННОЕ ЗОНДИРОВАНИЕ В ИНФРАКРАСНОМ ДИАПАЗОНЕ ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В БАССЕЙНЕ DOUALA (РЕСПУБЛИКА КАМЕРУН)

К.М. Каримов, А. Ал Али, Т.А. Вагапов, М.А. Лоншаков  
(Казанский (Приволжский) федеральный университет)

Исследования основаны на тепловизионной томографии земной коры путем обработки космического спектрально-зонального снимка Landsat-8 в тепловом инфракрасном диапазоне длин волн (8...14 мкм) с пространственным разрешением пикселя до 60 м.

Построены модели термодинамического поля на момент съемки – разрезы и карты теплового поля и блоково-разломных структур для заданных глубин с привязкой в географических координатах.

Выполнено районирование блока MVIA (Республика Камерун) по перспективам поиска углеводородов. По эндогенному потоку теплового излучения изучено геологическое строение среды с классификацией неоднородностей по форме. На основе картирования разломов и пород с улучшенными свойствами коллекторов установлены зоны перетоков и накоплений флюидов, которые способны быть природными резервуарами углеводородов. По методу ТВТ установлены два типа структурных ловушек нефти: приразломный, который вскрыт продуктивной скважиной, и эрозионный, расположенный на выступе блока фундамента в пределах двух проектных скважин.

**Ключевые слова:** тепловизионная томография; зондирование; тепловое поле; космический снимок; геологическая среда; блоково-разломные структуры; углеводороды.

### SPACE REMOTE SENSING IN INFRARED WAVELENGTH RANGE WHEN SEARCHING FOR HYDROCARBON DEPOSITS IN THE DOUALA BASIN OF THE REPUBLIC OF CAMEROON

K.M. Karimov, A. Al Ali, T.A. Vagapov, M.A. Lonshakov  
(Kazan (Volga region) Federal University)

The research is based on thermovision tomography of the Earth's Crust by processing the Landsat-8 spectral-zonal satellite image in the thermal infrared wavelength range (8...14 microns) with a spatial pixel resolution of up to 60 meters.

Models of the thermodynamic field at the time of the survey were built – sections and maps of the thermal field and block-fault structures for the given depths with reference in geographic coordinates.

Zoning of the MVIA block for hydrocarbons prospecting was accomplished in the Republic of Cameroon. The endogenous flux of thermal radiation was used to study the geological structure of the medium with the classification of inhomogeneities by shape. On the basis of mapping faults and rocks with improved reservoir properties, zones of fluid flows and accumulations have been established, which can be natural reservoirs of hydrocarbons. Using the TWT method, two types of structural oil traps have been established: near-fault, which was penetrated by a productive well, and the erosion one, located on the ledge of the foundation block within two project wells.

**Keywords:** thermovision tomography; sounding; thermal field; satellite image; geological environment; block-fault structures; hydrocarbons.

### Введение

В статье показана прогнозная оценка нефтяных перспектив блока MVIA бассейна Douala (Республика Камерун) со структурно-тектонических позиций с использованием дистанционного зондирования геологической среды. Бассейн Douala расположен в одном из крупнейших нефтяных регионов мира и является составной частью Западно-Африканской системы, образованной в результате рифтинга Африки из Южной Америки. Формирование локальных структур кристаллического фундамента и осадочных пород вызвано тектоническим фактором, который связан с развитием многочисленных региональных рифтовых структур.

Исследование региона основано на тепловизионной томографии (ТВТ) геологической среды [1] с использованием космических спектрально-зональных снимков в тепловом инфракрасном (ИК) диапазоне длин волн 8...14 мкм. Моделирование выполнено по изоб-

ражениям, полученным со спутника MODIS с пространственным разрешением пикселя (1...0,5) км и Landsat-8 (пиксель до 30 м). Построены разрезы и карты теплового поля (ТП) и блоково-разломных структур. Проведено тектоническое районирование земной коры (ЗК) территории континента, что обеспечило выделение по геотермическим признакам вероятных зон накопления углеводородов в осадочном чехле.

Метод ТВТ позволил:

- развить гипотезу о формировании углеводородов бассейна Douala;
- установить значимость геотермического критерия при обнаружении нефтегазоносных залежей;
- выявить и проверить качество ловушек нефти отдельных структур;
- определить наличие разрывных нарушений через трассирование зон разгрузки глубинных вод, их влияние на сохранность залежи углеводородов.



Технология направлена на создание объемной модели ТП по разработанным алгоритмам тепловизионной томографии [2]. В результате рассчитывается низкочастотная составляющая аномалий, обусловленная эндогенным потоком теплового излучения от глубинных источников с классификацией неоднородностей среды по форме [3]. Плотность потока теплового излучения визуализируется в виде карт-срезов для различных глубин и вертикальных разрезов с разным пространственным разрешением, по которым устанавливается общая картина их направления и неоднородности. По вертикальным сечениям рассчитывают дифференциальные производные, характеризующие градиент изменения и тепловую слоистость разреза, блоково-разломную тектонику. Через структуру поля и ее геодинамическую интерпретацию определяют форму и механизм тепловых потоков, возможность накопления и сохранность флюидов в среде.

Во всех построениях и интерпретации ТВТ использован единый методологический подход. Он предусматривает анализ регионального и детального строения теплового поля. Это способствовало формированию единых физико-геологических моделей среды и повышению корректности при решении геофизической задачи.

Метод ТВТ имеет предпосылки для непосредственного обнаружения залежей УВ. Они основаны на уменьшении теплопроводности самих залежей по сравнению с окружающими породами и наличии косвенных признаков, обусловленных вторичными физико-химическими изменениями свойств среды в краевой части продуктивного пласта (образование вертикальных топливных элементов – локальных источников тепла) за счет ореолов рассеяния УВ газов вблизи залежи.

### Результаты регионального моделирования геологической среды

Региональный уровень исследования основан на обработке ИК снимков КА MODIS. Опираясь на современную концепцию тектонических потоков в формировании Земли и принцип актуализма, авторами созданы физико-геологические модели. Они отражают тепловую делимость литосферы на разных уровнях и устанавливают связь слабодифференцированной верхней мантии со структурами земной коры (рис. 1).

Гетерогенность литосферы бассейна Douala проявилась в вертикальном расколе ЗК, горизонтальном

расслоении глубинных геологических слоев и созданию в литосфере аллохтонных литопластин. Однородные по морфологии блоки окрашены равномерно, с незначительным увеличением или уменьшением цвета. Некоторое различие поля внутри объекта в виде локальных тел указывает на сильную горизонтальную расслоенность, трещиноватость среды. Изменчивость внутренней конструкции в разрезе представляет собой закономерное чередование хорошо выдержанных прослоев, что позволяет достоверно оценивать форму структур и их пространственное положение.

Реальные среды имеют зоны с инверсией тепловых потоков. Поэтому геотермические этажи ЗК дешифрируются многочисленными зонами разуплотнения пород с очень изменчивой морфологией границ. Можно предположить, что температурные слои в коре являются пологозалегающими дислокационными зонами. Именно этим объясняется их наложение на разновозрастные вещественно-структурные комплексы. В результате моделирования ТП отчетливо проявляется региональная граница на глубинах 37...48 км. Она соответствует уровню подошвы земной коры и кровли литосферной мантии, которая сравнима с поверхностью Мохоровичича. При этом ряд блоков древних комплексов коры не утрачивает связи с породами верхней мантии (ПК 460 км). Нижние их горизонты охватывают породы неистощенной мантии на десятки километров в глубину, создавая реликты плотных блоков. Изменение строения средней части ЗК проявляется в результате интенсивного внедрения мантийного вещества по зонам разломов (ПК 500...600 км) и структурного преобразования вещественного состава материнских пород.

Глубинные разломы проявляются в осадочном чехле, коре и мантии в форме вертикальных, наклонных или листрических зон разуплотнения среды. Тектонические нарушения оказывают существенное влияние на размещение залежей углеводородов и служат природными индикаторами их перспектив путем ранжирования опережающих разломов на геодинамические активные зоны перетоков и накопления флюидов. Модели блоково-разломных структур блока MVIA и расположение локальных тепловых источников отражают перемещение флюидов (жидких и газообразных) и их локализацию в структурах осадочного чехла при наличии ловушек и покрышек. Следовательно, в качестве термодинамических критериев выделения перспективных зон служат выходы глубинных гео-

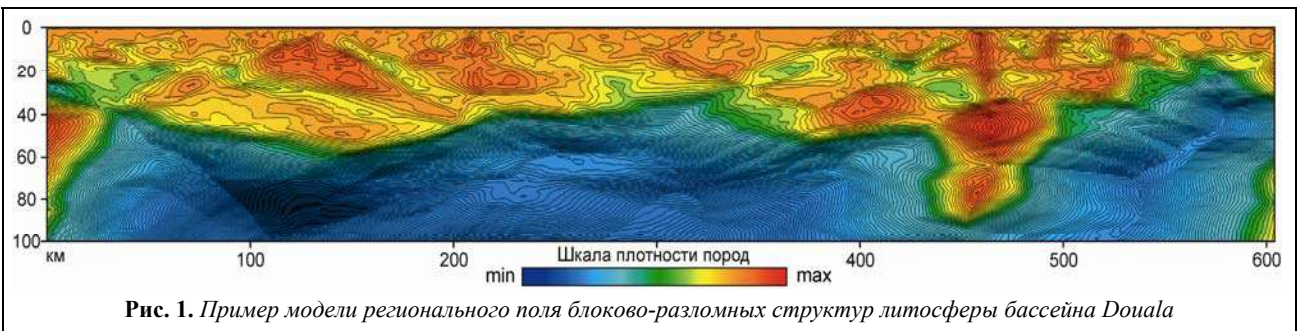


Рис. 1. Пример модели регионального поля блоково-разломных структур литосферы бассейна Douala

термальных зон разуплотнения земной коры, расположенные вблизи восходящих линейных тепловых потоков.

**Локальный уровень исследования блока MVIA**

Остановимся на геoinформационной возможности тепловизионной томографии при выделении локальных перспективных залежей. По объектам и методам изучения исследования включают три уровня, направленных на решения вопросов генерации, аккумуляции и консервации углеводородов.

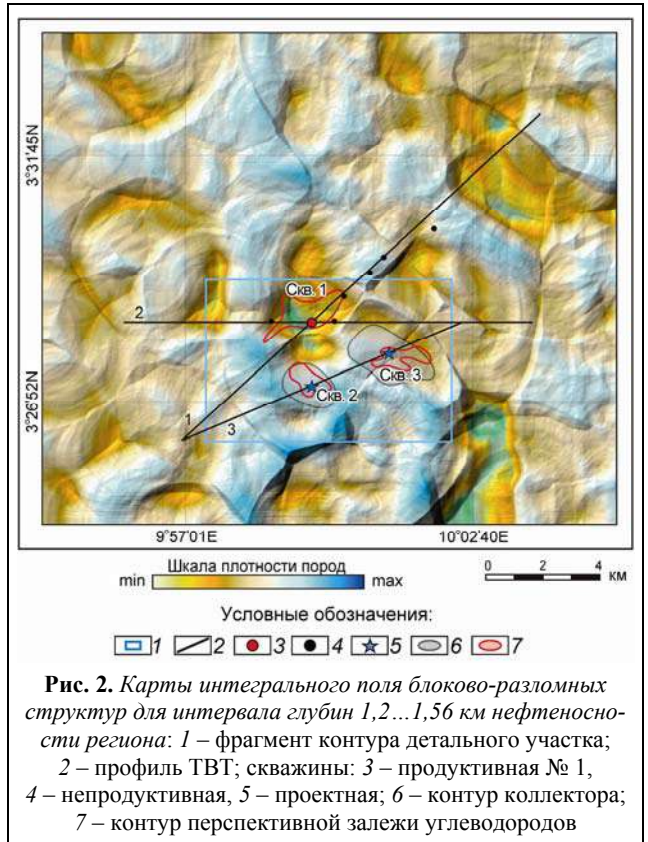
На изучаемой территории по методу ТВТ установлены два типа структурных ловушек нефти: *приразломный*, который вскрыт продуктивной скв. 1, и *эрозионный*, расположенный на выступе блока фундамента в пределах скв. 2 и 3 (рис. 2).

Перспективные на углеводороды участки разделены центральным глубинным разломом северо-восточного простирания (рис. 3), который в разрезе проникает на десятки километров в глубину (рис. 4, ПК 8...9 км). В рассматриваемой вертикальной дислокационной зоне структурные условия сохранности залежи нефти маловероятны. Ранее установлены высокие проницаемость и насыщенность среды глубинных флюидов. Поэтому ряд пробуренных скважин вблизи тектонического нарушения является непродуктивным на углеводороды. Сказывается эффект наличия большого количества свободной воды в среде, вытеснявшей легкие углеводороды из коллекторов, что является одним из объяснений отрицательного результата бурения.

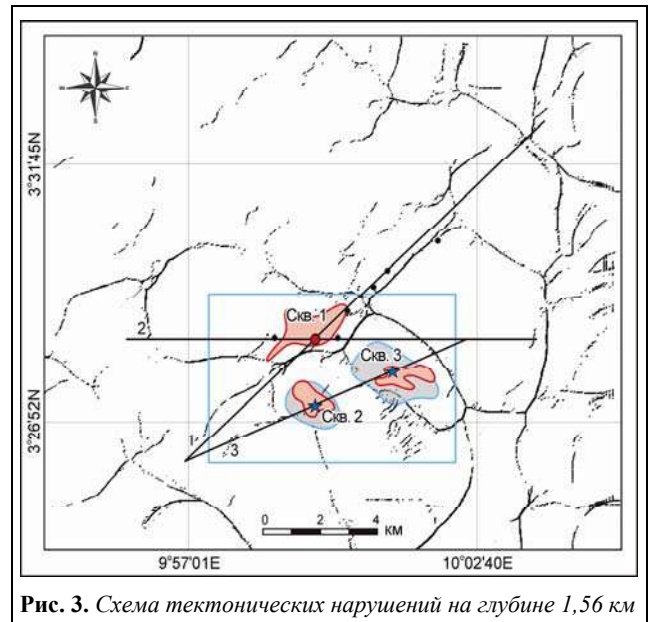
В качестве термодинамических критериев выделения перспективных зон служат наличие структурных асимметричных *козырьков* на моделях ТП для интервала потенциально нефтегазоносных глубин (см. рис. 4, скв. 1). Козырьки нарушают общий план горизонтально-слоистого разреза и представляют собой структуру пород чехла, в которой образуются локальные участки холодных зон, перекрытые более теплыми (плотными) отложениями.

Важным результатом изучения гетерогенных структур блока MVIA является установление в строении верхней части фундамента вертикальных проницаемых областей и горизонтальных плотных неоднородностей регионального распространения.

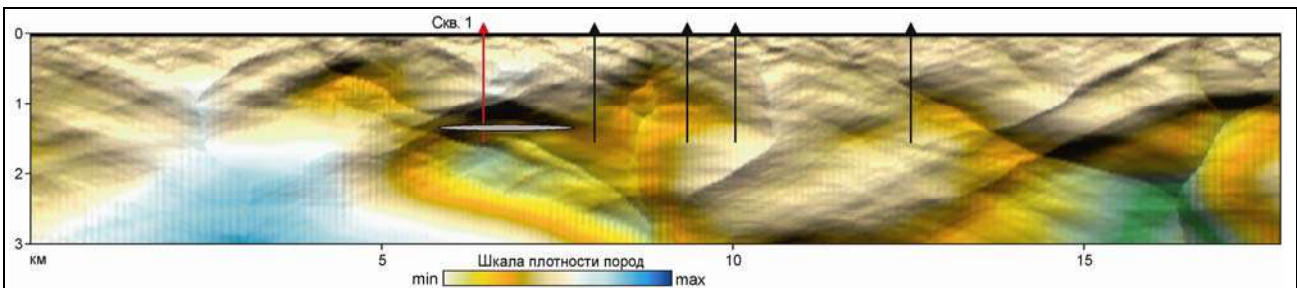
Эффекты сжатия и растяжения, сдвига и надвига крупных блоков являются процессом естественной деформации, которую можно различать по качествен-



**Рис. 2.** Карты интегрального поля блоково-разломных структур для интервала глубин 1,2...1,56 км нефтеносности региона: 1 – фрагмент контура детального участка; 2 – профиль ТВТ; скважины: 3 – продуктивная № 1, 4 – непродуктивная, 5 – проектная; 6 – контур коллектора; 7 – контур перспективной залежи углеводородов



**Рис. 3.** Схема тектонических нарушений на глубине 1,56 км



**Рис. 4.** Модель блоково-разломных структур по профилю 1

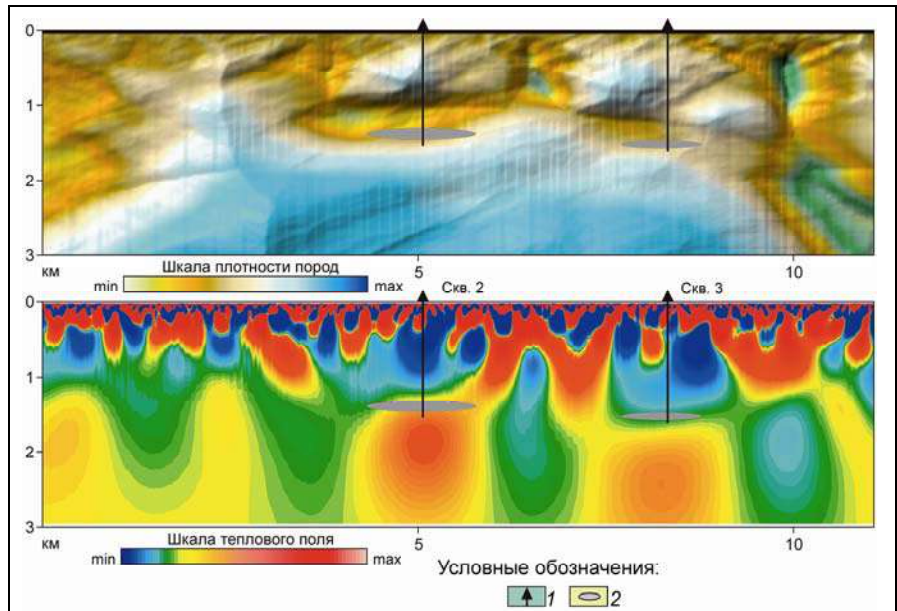


ным показателям – интенсивности теплового поля и плановому положению линий градиента для характерных глубин. Морфология среды прослеживается по оттенкам рисунка при переходе к менее плотным блокам. Например, на разрезе интегрального поля блоково-разломных структур (рис. 5, ПК 3 и 10 км) обрисовываются оси плотных пород. По мере увеличения глубины они приобретают отчетливое глубинное простираие.

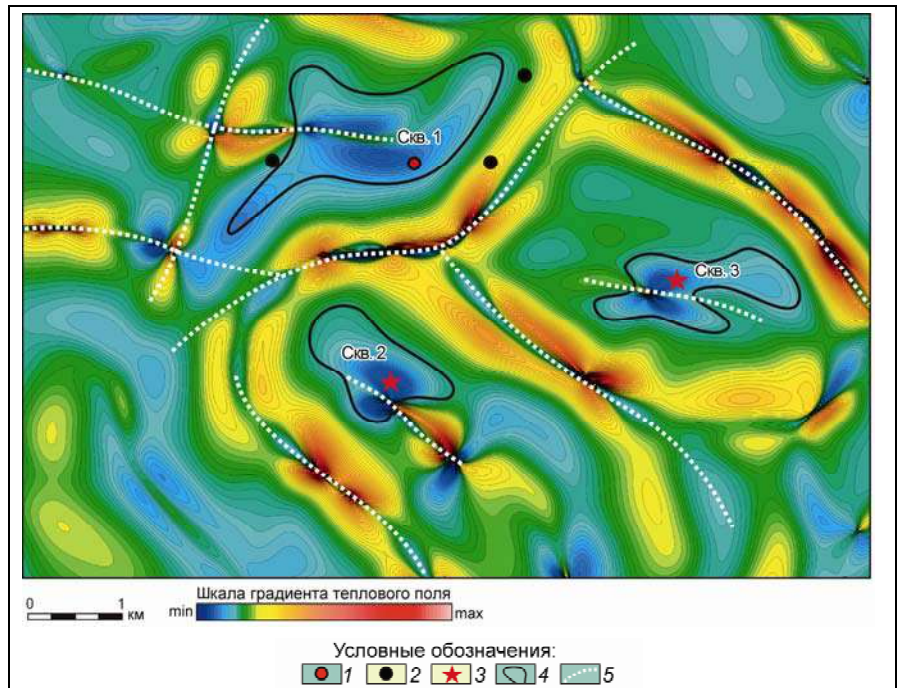
В модели на отметке свыше 1,8 км наблюдается погребенная, симметричная, валообразная структура фундамента. В ее апикальной части формируются незначительные структурные осложнения чехла в виде увеличенной толщины проницаемых слоев. Относительно более высокое гипсометрическое положение эрозионного выступа фундамента по своей природе может создавать условия формирования небольших залежей углеводородов в рыхлых породах. Основным геологическим риском перспективы низкой концентрации УВ является качество покрышки и коллектора.

Дополнительными признаками для выбранного местоположения рекомендуемых скв. 2 и 3 являются локальные тепловые источники на глубине 1,8...2,2 км. Восходящие конвективные тепловые потоки от источников равномерно воздействуют на верхние слои осадочного чехла в области залежи. На основании детального анализа ТВТ в них создаются геотермальные условия (большие толщина и протяженность по латерали горизонта) для физико-химических изменений геологической среды и в формировании залежей легких углеводородов.

При изучении фрагмента детального участка (рис. 6) по интенсивности локального теплового поля выделяются три аномальные зоны, сформированные песчаными коллекторами. Они имеют асимметричную форму, ступенчатое погружение в структурном плане и весьма резкое разделение между собой градиентом значений теплового поля. С тектонической позиции



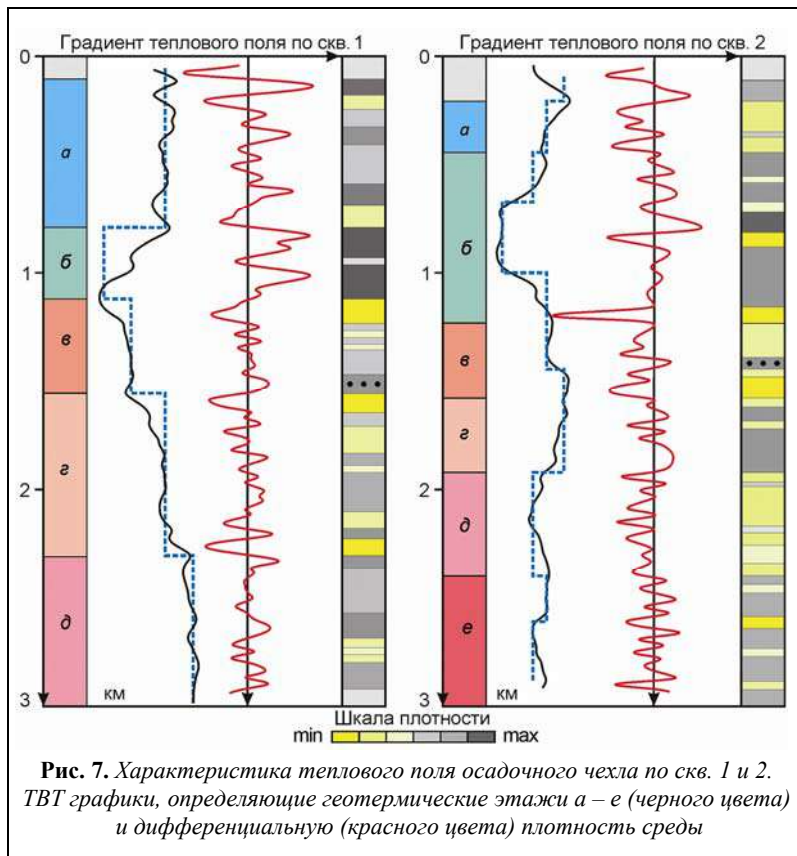
**Рис. 5.** Модель блоково-разломных структур и дифференциального теплового поля источников по профилю 3:  
1 – местоположение проектной скважины в перспективной зоне; 2 – залежь углеводородов



**Рис. 6.** Фрагмент дифференциального теплового поля детального участка блока MVIA: скважины: 1 – продуктивная № 1, 2 – непродуктивная, 3 – проектная; 4 – перспективная зона на углеводороды; 5 – градиентная зона ТП, сопоставимая с локальным разломом

строение высоких градиентов рассматривается как локальные пликативные разломы чехла. Они разбивают блок на отдельные однородные трапециевидные зоны, в центральной части которых располагаются контуры коллекторов. Выявленные массивные залежи частично осложнены второстепенными разломами, формирующими линейные трещинные системы. Это может привести к изменению строения продуктивного горизонта и, как следствие, повлиять на качество





**Рис. 7.** Характеристика теплового поля осадочного чехла по скв. 1 и 2. ТВТ графики, определяющие геотермические этажи а – е (черного цвета) и дифференциальную (красного цвета) плотность среды

покрышки. Например, срыв в латеральной корреляции пласта разбивает его на две самостоятельные залежи нефти.

Законурное дискретное распространение проницаемых каналов среды в пределах геологической структуры создает условия миграции эндогенного флюида (нефть, газ, водные растворы). Совокупный анализ местоположения их указывает на генетическую идентичность трех контуров коллектора. Следовательно, можно предположить, что установленные залежи входят в одно месторождение нефти.

Геотермическая колонка, построенная по продуктивной и проектной скважинам, позволяет в модели выделить 6 тепловых этажей среды и детально исследовать плотностные неоднородности разреза (рис. 7). ТВТ диаграммы предоставляют априорную информацию о плотности и толщине пород, целостности покрышки продуктивного коллектора. Разный уровень интегрального поля за пределами ствола скважины определяет форму и интенсивность графика ТП.

Минимальные значения поля соответствуют геологической среде, в которой наблюдаются интенсивные процессы развития флюидов, формирующие локальные зоны восходящих тепловых потоков. Геотермический горизонт (в) следует отнести к наиболее перспективной области поиска углеводородов. На уровне высокого градиента значений поля различимы интенсивные вариации дифференциальной характеристики среды. Относительное повышение плотности пород на уровне выявленного (скв. 1) и предполагае-

мого (скв. 2) продуктивных горизонтов (черные точки) сменяется на графике минимальными величинами, которые могут отвечать подстилающему водоносному горизонту. В данном случае не исключается фактор наличия в разрезе многопластовой залежи, но очень малой толщины.

Средние значения по скважине отражают кровельный и подошвенный геотермические этажи разреза. Максимальные значения поля приходятся на глубины более 1,5 км и отвечают слабому изменению пластовой плотности среды. Следовательно, геотермический горизонт имеет однородные свойства среды, в которой нет активных физико-химических процессов, свойственных залежам углеводородов.

**Методические рекомендации по дальнейшему повышению эффективности поиска углеводородов в осадочном чехле**

Следует проводить комплексирование материалов (сейсморазведки, гравиметрии, электромагнитных зондирований, каротажа скважин) с данными дистанционного тепловизионного зондирования для оценки достоверности полевых данных при решении геологической задачи и создании физико-тектонических схем региона. С этой целью используется информативный материал в виде карт–графиков и изолиний полей, разрезы и модели в единицах физических величин.

Как показал опыт, наилучший результат даёт комплексирование ТВТ и сейсмических данных, которое направлено на создание эвристической модели образования залежей углеводородов в осадочном чехле. Оно включает детализацию перспективных зон, выявление структурно-тектонических признаков поиска углеводородов и подразделяется на ряд самостоятельных исследований.

*Во-первых*, предлагаемый подход предшествует полевой сейсмической съемке и заключается в выполнении моделирования теплового поля по данным космического снимка в длинноволновом инфракрасном спектре. Он направлен на выбор оптимального расположения сейсмических профилей на площади с учетом простирания тектонических структур и необходимой глубины исследования акустического поля. Детальный анализ теплового поля позволяет определить участки для 3D сейсмической съемки.

*Во-вторых*, методика включает совместную количественную интерпретацию ТВТ, сейсморазведки и каротажных диаграмм скважин с последующим построением глубинной сеймотепловой и флюидодинамической моделей среды. Для повышения информативности материалов предусматривается:

➤ Совместный морфологический анализ структурных карт и разрезов. Данные ТВТ рассчитываются по заданным профилям и глубинам (в географических координатах), отвечающим материалам сейсморазведки.

➤ Использование разной природы формирования физических полей (акустического и теплового) в геологической среде на установление структурно-тектонических и термодинамических (реологическое состояние вещества) неоднородностей. Проводится локализация зон трещиноватости среды и разуплотнения пород, в состав которых входят зоны перетоков и накопления флюидов. В дальнейшем они используются для более эффективного выделения перспективных участков залежи углеводородов.

➤ В случае выявления низкой эффективности сейсморазведки, как результат расхождения материалов с ТВТ, разрабатываются рекомендации по дальнейшему процессу совместной машинной обработки полевых данных. Она включает процедуру коррекции скоростного разреза с учетом выявленных границ раздела среды по ТВТ.

➤ Совместное рассмотрение ТВТ и диаграмм каротажа скважин с целью нормирования значений градиента теплового поля и прослеживания изменения фильтрационно-емкостных свойств пород в латеральном направлении. В методическом подходе используется разностный эффект, при котором геофизические исследования скважин отражают околоскважинное пространство среды, а тепловизионная томография интегрирует поле в объеме на значительном удалении.

### Заключение

При интерпретации ТВТ использован единый методологический подход, который предусматривает анализ регионального и детального строения блоково-разломных структур и локальных источников теплового поля. Это способствовало формированию единых физико-геологических моделей среды, повышению корректности при решении геофизической задачи, установлению направлений и форм практического использования полученных данных.

Метод ТВТ позволил:

- развить гипотезу о формировании углеводородов в нефтегазоносном бассейне Республики Камерун;
- установить значимость геотермического критерия при обнаружении нефтегазоносных залежей;
- выявить и проверить качество ловушек нефти отдельных структур;
- определить наличие разрывных нарушений через трассирование зон разгрузки глубинных вод и их влияние на сохранность залежи углеводородов.

Метод тепловизионной томографии геологической среды при поисках углеводородов, опробованный во многих странах мира, позволяет рекомендовать широкое применение технологии на территории Камеруна. С учетом сложных природных условий проведения наземных геофизических методов, космическая дистанционная тепловизионная съемка обладает рядом преимуществ: относительная дешевизна при анализе больших территорий, высокая производительность и информативность, независимость от рельефа и условий местности, абсолютная экологическая чистота.

Проверка эффективности ТВТ технологии при поисках углеводородов на территории Республика Камерун впервые выполнена для компании "SOCIETE NATIONALE DES HYDROCARBURES (CAM)".

### ЛИТЕРАТУРА

1. Каримов К.М., Каримова Л.К., Гатауллин К.Р. Тепловизионная томография геологической среды. – Казань, 2015. – 297 с.
2. Пат. РФ № 2556737. Каримов К.М. Способ тепловизионной диагностики геологической среды (варианты). – М., 2015.
3. Тихонов А.Н. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1977. – 735 с.

### LITERATURA

1. Karimov K.M., Karimova L.K., Gataullin K.R. Teplovizionnaya tomografiya geologicheskoy sredy. – Kazan', 2015. – 297 s.
2. Pat. RF № 2556737. Karimov K.M. Sposob teplovizionnoy diagnostiki geologicheskoy sredy (varianty). – M., 2015.
3. Tikhonov A.N. Uravneniya matematicheskoy fiziki. – M.: Nauka, 1977. – 735 s.

Камиль Мидхатович Каримов (д-р геол.-минер. наук, профессор),  
Ахмад Ал Али,  
Тимур Андреевич Вагапов,  
Марат Андреевич Лоншаков

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
420008, Россия, г. Казань, ул. Кремлевская, 18,  
e-mail: kamil1955@inbox.ru, alali.syy@gmail.com,  
tv-kzn@yandex.ru, maratlonsh@gmail.com

Kamil Midkhatovich Karimov (Dr. of geol.-mineral. sci., Professor),  
Akhmad Al Ali,  
Timur Andreevich Vagapov,  
Marat Andreevich Lonshakov

Kazan (Volga region) Federal University  
18, Kremlyovskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation,  
e-mail: kamil1955@inbox.ru, alali.syy@gmail.com,  
tv-kzn@yandex.ru, maratlonsh@gmail.com



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

**НЕФТИ и ГАЗА**

(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

**имени И.М. ГУБКИНА**

Базовый вуз нефтегазового комплекса России