

# New approach to correlation of hydrocarbon reservoirs in sandstone layers of the "Mokrin" field"

Saša Ivanišević, Dejan Radivojević



Дигитални репозиторијум Рударско-геолошког факултета Универзитета у Београду

[ДР РГФ]

New approach to correlation of hydrocarbon reservoirs in sandstone layers of the "Mokrin" field" | Saša Ivanišević, Dejan Radivojević | 17th Serbian Geological Congress, Vrnjačka Banja, 17-20 maj 2018 | 2018 | |

<http://dr.rgf.bg.ac.rs/s/repo/item/0005449>

Дигитални репозиторијум Рударско-геолошког факултета Универзитета у Београду омогућава приступ издањима Факултета и радовима запослених доступним у слободном приступу. - Претрага репозиторијума доступна је на [www.dr.rgf.bg.ac.rs](http://www.dr.rgf.bg.ac.rs)

The Digital repository of The University of Belgrade Faculty of Mining and Geology archives faculty publications available in open access, as well as the employees' publications. - The Repository is available at: [www.dr.rgf.bg.ac.rs](http://www.dr.rgf.bg.ac.rs)

17. Конгрес геолога Србије 17 <sup>th</sup> Serbian Geological Congress	Књига апстраката Book of Abstracts	399-404	Врњачка Бања, 17-20. мај 2018. Vrnjačka Banja, May 17-20, 2018.
--	---------------------------------------	---------	--

## НОВИ ПРИСТУП У КОРЕЛАЦИЈИ ЛЕЖИШТА УГЉОВОДОНИКА У СЛОЈЕВИМА ПЕШЧАРА ПОЉА „МОКРИН“

Саша Иванишевић<sup>1</sup>, Дејан Радивојевић<sup>2</sup>

<sup>1</sup>) НИС Гаспром њефт, Дирекција за истраживање и разраду лежишта, Народног фронта 12, 21000 Нови Сад, Србија,  
e-mail: sasa.ivanisevic@nis.eu

<sup>2</sup>) Универзитет у Београду, Рударско-геолошки факултет, Департман за регионалну геологију,  
Каменичка 6, 11000 Београд, Србија, e-mail: dejan.radivojevic@rgf.bg.ac.rs

**Кључне речи:** геофизички каротаж, депозиционе средине, лежишта угљоводоника, миоцен, пост-рифтно, секвенциона стратиграфија.

### УВОД

Лежишта нафте и гаса поља „Мокрин“ на основу досадашње корелације представљају појединачне слојеве пешчара. Корелација је базирана на сличности облика геофизичких каротажних кривих, бушотинским подацима и хроностратиграфској подели, не узимајући у обзир депозиционе средине у којима су настали слојеви који садрже угљоводонике. Овакав приступ је, због недоследности у избору маркера у издвајању и корелацији лежишта угљоводоника, довео до погрешних процена резерви нафте и гаса, конфузије у тумачењу хидродинамичких мерења и смањењу нивоа ефикасности у процесу управљања лежиштима. За разлику од приступа који се примењује у „индустријском“ истраживању, нови приступ у корелацији лежишта нафте и гаса поља „Мокрин“, приказан је кроз корелацију стратиграфских јединица базирану на интерпретацији депозиционих средина изведену према принципима секвенционе стратиграфије.

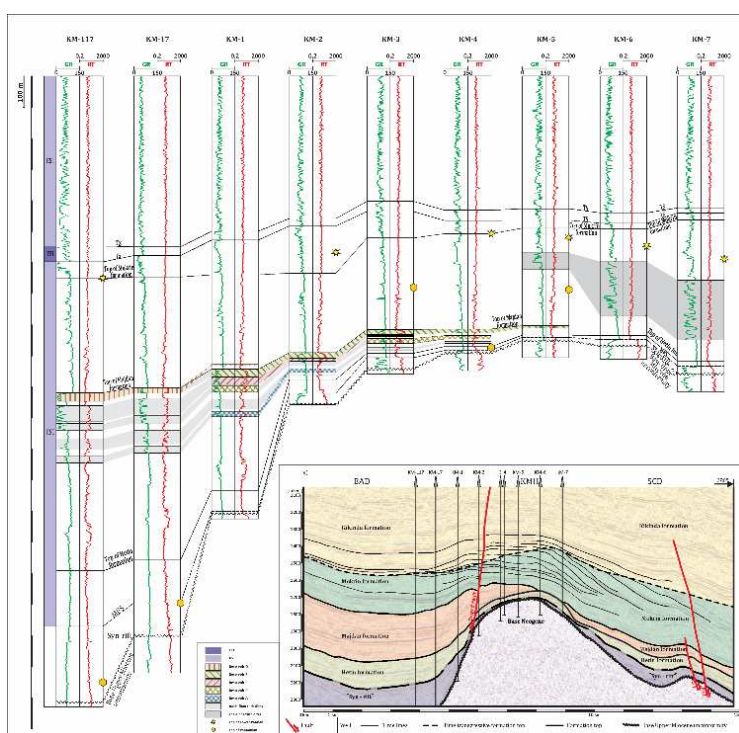
### МАТЕРИЈАЛИ И МЕТОДЕ

Разликовање депозиционих средина базирано је на квалитативној интерпретацији кривих геофизичког каротажа и анализи геолошких података из девет дубоких бушотина: КМ-117, 17, 1, 2, 3, 4, 5, 6 и 7 (слика 1а и 1б). Принципи секвенционе стратиграфије примењени су у анализи геофизичких и геолошких података, а корелација лежишта угљоводоника приказана је кроз интеграцију девет бушотина и једног сеизмичког профила. Сеизмички профил је оријентисан правцем запад-исток, прелази преко структуре „Кикинда-Мокрин“ и повезује поменуте бушотине. Реконструкција депозиционих средина и корелација литостратиграфских јединица (слика 1а и 1б) изведена је на основу анализе облика и карактеристика кривих каротажа природне гама радиоактивности – *GR* (*Gamma Ray Log*) и специфичног електричног отпора - *RT* (*Resistivity*). Левкасти облик криве *GR* указује на снижавање нивоа воде у басену и повећање енергије депозиције што доводи до редукције садржаја шејла и повећања садржаја песка у слоју. Звонасти облик криве *GR* прати тренд уситњавања зрна навише и указује на смањење нивоа енергије депозиције. Цилиндрични облик криве *GR* појављује се наспрам слојева песка који су депоновани у средини где се релативни ниво депозиције није мењао, а принос седиментног материјала био велики.

### РЕЗУЛТАТИ

Како се екстензија Панонског басена није одиграла истовремено на целом простору, синрифтној фази на истражном простору одговарају седименти доњег и средњег (бадена и сармата) миоцена са изузетком депресије Српска Црња где је синрифтна фаза нешто млађа и одговара

последњем кату средњег миоцена – панону (Matenco & Radivojević, 2012). Дискорданција у бази неогена представља доњу границу синрифтних седимената, док је горња граница, према седиментима Хетин формације, представљена површином максималног плављења (*maximum flooding surface* – *MFS*), слика 1а и 1б. Пострифтној фази на истражном простору припадају седименти панонске, понтске, плиоценске и квартарне старости (Matenco & Radivojević, 2012; Radivojević, 2014). На основу интерпретације сеизмичких података реконструисана је трајекторија ивице шелфа, на основу које није уочен значајан пад нивоа воде у језеру, тако да су пострифтни седименти депоновани у оквиру системског појаса високог нивоа воде (*highstand systems tract* – *HST*) и трансгресивног системског појаса (*transgressive systems tract* – *TST*), (Ivanišević & Radivojević, 2018). Висок принос седиментног материјала током овог периода довео је до формирања седиментне секвенце велике дебљине у оквиру које су издвојени дубоководни језерски, прелазни (делтни) и копнени (флувијални) седименти. Ови седименти су слично као у суседним подручјима (Magyar *et al.*, 2004, Juhasz *et al.*, 2007; Matenco & Radivojević, 2012; Sztano *et al.*, 2016,) подељени на више формација Хетин, Мајдан, Мокрин, Кикинда и Палудин (Ivanišević & Radivojević, 2018 ).



**Слика 1.** а) Интерпретиран сеизмички профил са литостратиграфским јединицама (формацијама). б) Корелација каротажних података у оквиру горњомиоценовских формација на простору структуре Кикинда-Мокрин. Упоредни приказ индустријске корелације лежишта А, Д, Е, F и G и нове корелације у оквиру турбидита дна басена Мајдан формације. Хроностратиграфске границе дате су према традиционалној индустријској интерпретацији. Површина максималног плављења (MFS), формациона граница (FB), трансгресивна површина (TS), системски појас високог нивоа воде (HST), трансгресивни системски појас (TST), временски трансгресивна горња граница формације (TTFT), депресија Банатско Аранђелово (BAD), депресија Српска Црња (SCD) и структура Кикинда-Мокрин (KMH), (Ivanišević & Radivojević, 2018).

**Figure 1.** a) Interpreted seismic profile with lithostratigraphic units (formations). b) Well-log data correlation within Upper Miocene formations in the area of the “Kikinda-Mokrin” high. Parallel presentation of the industrial correlation of A, D, E, F and G reservoirs and the new correlation within the basin-bottom turbidites of the Majdan Formation. Chronostratigraphic boundaries are given according to the traditional industrial interpretation. Maximum flooding surface (MFS), formation boundary (FB), transgressive surface (TS), highstand systems tract (HST), transgressive systems tract (TST), time transgressive formation top (TTFT), Banatsko Aranđelovo depression (BAD), Srpska Crnja depression (SCD) and Kikinda-Mokrin high (KMH), (Ivanišević & Radivojević, 2018).

Хетин формација – лапорци отвореног језера су генерално представљена дубоководним језерским седиментима, хемипелашким и карбонатним лапорцима. На истражном простору пред-

стављена је глиновитим лапорцима који су депоновани преко синрифтих седимената. Мајдан формација – турбидити дна басена су представљени интеркалацијама дубоководних турбидитских пешчара центра басена, глином и лапорцима. Турбидитски пешчари су увек депоновани преко лапораца Хетин формације, док изнад њих увек леже седименти падине Мокрин формације. Мокрин формација депонована је на падини и на скоро целом истражном простору представљена је дебелим глиновито лапоровитим седиментима са ретким интеркалацијама пешчара. Изузетак представља апикални део структуре „Кикинда-Мокрин“ где су добро развијени турбидити депоновани у бази падине. Горња граница ове формације је временски трансгресивна и представљена трајекторијом ивице шелфа (Ivanišević & Radivojević, 2018). Кикинда формација – фације чела делте, делтне и обалске равнице доминантно су изграђене од пешчара са интеркалацијама алевролита и глине и локалним појавама угља. Седименти Кикинда формације депоновани су плитководној средини и препознају се по проградационо-аградационим серијама (слика 1а и 1б). Преко седимената Кикинда формације лежи Палудин формација представљена флувијалним седиментима.

Хемипелашки лапорци Хетин формације сматрају се главним матичним стенама у српском делу Панонског басена (Radivojević, 2014). Угљоводоници који су присутни у пешчарским слојевима на простору структуре „Кикинда-Мокрин“ генерисани су у хемипелашким лапорцима Хетин формације која је депонована у депресији Банатско Аранђелово. На истражном простору структуре „Кикинда-Мокрин“ турбидитски пешчари Мајдан формације представљају резервоар стене (Ivanišević & Radivojević, 2018).

Индустријска корелација лежишта која се примењује у пракси базирана је на сличности облика каротажних кривих (Е-лог маркери), бушотинским подацима и хроностратиграфској подели, не узимајући у обзир депозиционе средине. На слици 1б приказан је приступ који је коришћен у „индустријском“ препознавању, издвајању и корелацији лежишта А, D, E, F и G као појединачних слојева пешчара на пољу „Мокрин“. Недоследност у избору маркера, издвајању и корелацији лежишта угљоводоника довела је до погрешних процена резерви нафте и гаса и конфузије у тумачењу хидродинамичких мерења, што је резултирало мање ефикасним управљањем лежиштима. Новом интерпретацијом корелисане су литостратиграфске јединице (слика 1а) и реконструисане депозиционе средине, што је утицало и на боље схватање елемената „угљоводоничног система“. Комерцијалне количине угљоводоника утврђене су у турбидитским пешчарима у депресији Банатско Аранђелово западно од Сегединског раседа (KM-117, 17, 1 и 2), док су источно од њега присутне некомерцијалне количине гаса у бушотинама KM-3, 4 и 5 (слика 1а и 1б). Подаци добијени у процесу испитивања бушотина и током разраде лежишта указују да је Сегедински расед био делимична баријера у процесу миграције угљоводоника. Поред лапораца који раздвајају лежишта у слојевима пешчара, глине и лапорци депоновани на падини (Мокрин формација) представљају регионалне заштитне стене на целом подручју.

## ЗАКЉУЧАК

На основу претходних истраживања базираним на принципима „индустријске“ корелације, лежишта угљоводоника поља „Мокрин“ представљају појединачне слојеве пешчара. Нови приступ је анализом геолошких и геофизичких података по принципима секвенционе стратиграфије, са акцентом на дефинисање депозиционих средина, показао да су лежишта нафте и гаса развијена у турбидитима Мајдан формације депонованим на дну Панонског језера. Угљоводоници акумулирани у лежиштима поља „Мокрин“ генерисани су у хемипелашким лапорцима Хетин формације депонованим у депресији Банатско Аранђелово. Заштитне стене представљају глиновито лапоровити седименти Мокрин формације.

Примена приступа базираног на анализи депозиционих средина омогућила је много бољи увид у просторну дистрибуцију матичних, резервоар и заштитних стена, што може да доведе до много прецизније процене резерви угљоводоника. Такође, овакав приступ у интерпретацији геолошких и геофизичких података утиче на смањење степена ризика у истраживању, као и на ефикасније планирање разраде и производње нафте и гаса из лежишта.

# NEW APPROACH TO CORRELATION OF HYDROCARBON RESERVOIRS IN SANDSTONE LAYERS OF THE „MOKRIN“ FIELD

Saša Ivanišević<sup>1</sup>, Dejan Radivojević<sup>2</sup>

<sup>1</sup>) NIS Gazprom Neft, Department for Geological Research and Reservoir Engineering, No. 12 Narodnog fronta Street, 21000 Novi Sad, Serbia, e-mail: sasa.ivanisevic@nis.eu

<sup>2</sup>) University of Belgrade, Faculty of Mining and Geology, Regional Geology Department, No. 6 Kamenička Street, 11000 Belgrade, Serbia, e-mail: dejan.radivojevic@rgf.bg.ac.rs

**Key words:** Well Logging, depositional environment, hydrocarbon reservoirs, Miocene, post-rift, sequence stratigraphy.

## INTRODUCTION

Based on the correlation applied so far, oil and gas reservoirs of the “Mokrin” field represent individual sandstone layers. The correlation is based on similarity in the shape of well-log curves, well data and chronostratigraphic classification, disregarding depositional environments where hydrocarbon-bearing layers occurred. Due to inconsistencies in the selection of markers in designation and correlation of hydrocarbon reservoirs, this approach has led to incorrect assessments of oil and gas reserves, confusion in the interpretation of hydrodynamic measurements and reduced efficiency in the process of reservoir management. As opposed to the approach applied in industrial research, the new approach to correlation of oil and gas reservoirs of the “Mokrin” field is presented through the correlation of stratigraphic units based on the interpretation of depositional environments executed according to the principles of sequence stratigraphy.

## MATERIAL AND METHODS

Differentiation between depositional environments is based on the quantitative interpretation of well-log curves and the analysis of geological data from nine wells: KM-117, 17, 1, 2, 3, 4, 5, 6 and 7 (Figure 1a and 1b). The principles of sequence stratigraphy have been applied in the analysis of geophysical and geological data, while the correlation of hydrocarbon reservoirs is presented through the integration of nine wells and one seismic profile. The seismic profile is west-east oriented, crossing the “Kikinda-Mokrin” high and connecting the above wells. Reconstruction of depositional environments and correlation of lithostratigraphic units (Figure 1a and 1b) have been executed based on the analysis of the shape and characteristics of curves of gamma ray (GR) and specific resistivity (RT) logs. Funnel shape of the GR log points to the reduction in the basin water level and the increase in the level of depositional energy, which leads to the reduction in the content of shale and increase in the content of sand in the formation. Bell shape of the GR log follows the trend of grain tapering out upwards, pointing to the reduction in the level of depositional energy. Cylindrical shape of the GR log occurs against sand layers deposited in the environment where the relative deposition level has not changed, while the sediment yield has been considerable.

## RESULTS

Since the extension of the Pannonian Basin did not occur simultaneously across the whole area, the syn-rift stage in the exploration area corresponds to the sediments of the Lower and Middle (Badeonian and Sarmatian) Miocene with the exception of the Srpska Crnja depression where the syn-rift stage is somewhat younger corresponding to the last stage of the Middle Miocene - Pannonian (Matenco & Radivojević, 2012). Discordance at the Neogene base represents the lower boundary of syn-rift sediments, while the upper boundary, according to the Hetin formation sediments, is represented by the maximum flooding surface (MFS), Figure 1a and 1b. The post-rift stage in the exploration area includes

sediments of the Pannonian, Pontian, Pliocene and Quaternary age (Matenco & Radivojević, 2012; Radivojević, 2014). Based on the interpretation of seismic data, the shelf-edge trajectory was reconstructed, on the basis of which no significant drop in the lake water level was detected, so that post-rift sediments are deposited within the highstand systems tract and the transgressive systems tract, (Ivanišević & Radivojević, 2018). High sediment yield over the period led to the formation of a very thick sedimentary sequence where deep-water lake, intermediate (delta) and land (fluvial) sediments are distinguished. Similar to the neighbouring areas (Magyar et al., 2004, Juhasz et al., 2007; Matenco & Radivojević, 2012; Sztano et al., 2016), these sediments are classified into several formations: Hetin, Majdan, Mokrin, Kikinda and Paludina (Ivanišević & Radivojević, 2018).

Hetin Formation - open lake marls are generally represented by deep-water lake sediments, hemipelagic and carbonate marls. In the exploration area, it is represented by clayey marls deposited over syn-rift sediments. Majdan Formation - basin-bottom turbidites are represented by intercalations of basin-centre deep-water turbidite sandstones, clay and marl. Turbidite sandstones are always deposited over the Hetin Formation marls, while they are, in turn, always sealed by sediments of the Mokrin Formation slope. Mokrin Formation is deposited on the slope, and almost across the entire exploration area it is represented by thick clayey and marly sediments with rare sandstone intercalations. The exception is the apical part of the Kikinda-Mokrin high where well-developed turbidites are deposited at the slope base. The upper boundary of the formation is time transgressive and represented by the shelf-edge trajectory (Ivanišević & Radivojević, 2018). Kikinda Formation - facies of the delta front, delta and shore plains are predominantly made of sandstones with siltstone and clay intercalations and local occurrences of coal. Kikinda Formation sediments are deposited in shallow-water environments and are recognized by progradation and aggradation series (Figure 1a and 1b). Kikinda Formation sediments are sealed by the Paludina Formation represented by fluvial sediments.

Hemipelagic marls of the Hetin Formation are regarded as the main source rock in the Serbian part of the Pannonian Basin (Radivojević, 2014). Hydrocarbons present in the sandstone layers in the area of the "Kikinda-Mokrin" high are generated in hemipelagic marls of the Hetin Formation which is deposited in the Banatsko Aranđelovo depression. In the exploration area of the "Kikinda-Mokrin" high, turbidite sandstones of the Majdan Formation represent reservoir rocks (Ivanišević & Radivojević, 2018).

Industrial correlation of reservoirs used in practice is based on similarity in the shape of well logs (E-log markers), well data and chronostratigraphic classification, disregarding depositional environments. Figure 1b represents the approach used in industrial identification, designation and correlation of A, D, E, F and G reservoirs as individual sandstone layers in the "Mokrin" field. Inconsistencies in the selection of markers, designation and correlation of hydrocarbon reservoirs have led to incorrect assessments of oil and gas reserves and confusion in the interpretation of hydrodynamic measurements, which resulted in lower efficiency in the process of reservoir management. The new interpretation provides correlation of lithostratigraphic units (Figure 1a) and reconstruction of depositional environments, which also helps better understand the elements of the hydrocarbon system. Commercial quantities of hydrocarbons have been established in turbidite sandstones in the Banatsko Aranđelovo depression, west of the Szeged fault (KM-117, 17, 1 and 2), while east of the Szeged fault, there are non-commercial quantities of gas in the wells KM-3, 4 and 5 (Figure 1a and 1b). The data obtained in the process of well testing and during reservoir engineering indicate that the Szeged fault was a partial barrier in the process of hydrocarbon migration. In addition to marls which separate reservoirs in sandstone layers, clays and marls deposited on the slope (Mokrin Formation) represent regional insulator rocks across the whole area.

## CONCLUSION

According to previous research based on the principles of "industrial" correlation, hydrocarbon reservoirs of the "Mokrin" field represent individual sandstone layers. The new approach, using the analysis of geological and geophysical data according to the principles of sequence stratigraphy, with the focus on definition of depositional environments, has shown that oil and gas reservoirs are developed in

turbidites of the Majdan Formation deposited at the bottom of the Pannonian Lake. Hydrocarbons accumulated in the Mokrin field reservoirs are generated in hemipelagic marls of the Hetin Formation deposited in the Banatsko Arandjelovo depression. Clayey and marly sediments of the Mokrin Formation represent seal rocks.

Implementation of the approach based on the analysis of depositional environments ensures a much better insight into the spatial distribution of source, reservoir and seal rocks, which could result in more correct assessment of hydrocarbon reserves. Furthermore, such an approach to interpretation of geological and geophysical data contributes to risk reduction in exploration, and also to the more efficient planning of reservoir development and production.

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

- Ivanišević, S., Radivojević, D., 2018, Upper Miocene depositional environments of the Kikinda-Mokrin high (Serbia), AAPG Interpretation special edition "Characterization of hydrocarbon and geothermal resource potential and carbon sequestration opportunities of the Pannonian Basin", 65–76.
- Juhasz, Gy., Pogacsas, Gy., Magyar, I., Vakarcs, G., 2007, Tectonic versus climatic control on the evolution of fluvio-deltaic systems in a lake basin, Eastern Pannonian Basin. *Sedimentary Geology* 202, 72–95.
- Matenco, L. C., Radivojević, D., 2012, On the formation and evolution of the Pannonian Basin: Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinarides, *Tectonics*, v. 31, TC6007.
- Magyar I., Juhasz, Gy., Szuromi-Korecz A., Sutó-Szentai, M., 2004, The Totkomlos Calcareous Marl Member of the Lake Pannon sedimentary sequence in the Battonya-Pusztafoldvar region, SE Hungary. *Foldtani Kozlony* 133, 521–540 (in Hungarian with English abstract).
- Radivojević, D., 2014, Regional geological characteristic of Miocene sediments in northern Banat region, PhD thesis, University of Belgrade - Faculty of Mining and Geology, 167 pp.
- Sztano, O., Kovač, M., Magyar, I., Šujan, M., Fodor, L., Uhrin, A., Rybar, S., Csillag, G., Tokes, L., 2016, Late Miocene sedimentary record of the Danube/Kisalfold Basin: interregional correlation of depositional systems, stratigraphy and structural evolution, *Geologica Carpatica*, 67, 6, 525–542.