

Stochastical approach in deterministic calculation of geological risk - theory and example

T. Malvić

PRESENTATION FROM SCIENTIFIC AND EXPERT GATHERINGS

Calculation of geological risk (or Probability Of Success; abbr. *POS*) of hydrocarbon discovery in existing or new play or prospect in the Drava depression has been done using well-known deterministical procedure. Such approach, with slightly modifications, can be used in almost all reservoir lithologies in any hydrocarbon basin or depression. This calculation, although already an old-fashion tool, represent reliable tool and it is why it is still applicable in many oil and gas companies or consulting firms.

Analysis is performed in the youngest part of reservoir (which encompasses four lithofacies) in the Stari Gradac-Barcs Nyugat field. It is represented by coarse-grained sediments of Badenian age. This field is selected regarding there are already done some estimations of existence of additional hydrocarbon reserves in the 'subtle' traps, but also numerous geostatistical analysis with porosity data taken from all reservoir's lithofacies. Of course, the youngest and the shallowest lithofacies included the most such measurements, and also it is (together with the next, deeper lithofacies) reservoir's part with the largest hydrocarbon reserves.

Deterministical approach in *POS* calculation had been improved in deterministical-stochastical, by using geostatistical porosity maps, where this variable is expressed through three possible realizations (minimal, median and maximal) for analysed Badenian lithofacies.

Total *POS* remained the equal as such value calculated only deterministically ($POS=0.375$). It is because average porosity in analysed Badenian clastics varying in narrow interval, and its selection from stochastical results did not have influence on estimation of probability of new hydrocarbon reserves existence. But, in deeper lithofacies, where lithology is more heterogeneous and/or more cataclised, variations in porosity are significantly higher. In such case, introducing of deterministical-stochastical approach could result in changes in *POS* values, depending on which stochastical realization had been selected as representative.

Key words: geological risk, determinism, stochastic, porosity, Pannonian basin

1. Introduction

Calculation of geological risk is well-established tools for estimation of possible reservoir in new or existing plays, prospects or reservoirs. This procedure is well described in many papers; in the areas of the Drava depression such tool and evaluation of play and prospects is published in papers referenced as.^{1, 2, 3, 4, 9} In paper¹ also some areas in the Sava depression are evaluated. It is useful to define area where such calculation is performed. In such case, 'play' is generally defined as an operational unit and 'prospect' as an economic unit. Each play can be characterized by several prospects and/or fields having similar geological features and history.^{5,7} In this paper the term 'play' is used as a substitute for stratigraphic interval(s) within which the economic volumes of hydrocarbon reserves are discovered.

Mathematically, it is simple deterministical multiplication of several geological categories and final result is *estimation* of hydrocarbon existence. Such estimation can be more or less subjective, depending if the each single category value is evaluated from engaged professional or taken from official probability tables.

On the other hand, many geostatistical estimations are more and more performed stochastically (instead of

deterministically), especially estimations of reservoir petrophysical variables. It is because natural phenomena (or geological processes) are situated between deterministical and chaotical models, i.e. in the 'realm' of stochastic.

Porosity is always one of variables that are estimated as part of category 'Reservoir' (Table 1), in the calculation of geological risk. It is why can be observed as one of two subcategories in mentioned category. Just this variable can be (favourable) estimated stochastically, through a set of realizations (minimum, median, maximum etc.) and consequently statistics of this variable can be obtained from hard and simulated data together. It is why here is considered how stochastical estimation of porosity can be incorporated in deterministical geological risk calculation. Finally, it resulted in hybrid-type of geological risk calculation what is described in the following chapters.

2. Short theory of geological risk, deterministical equaion and stochastical realizations

Calculation of geological risk is well-established tools for estimation of possible reservoir in new or existing plays,

Table 1. This is an example of relevant database prepared for the Bjelovar subdepression and can be mostly unchanged applied in all the Drava depression (after 2, 3)

TRAP		RESERVOIR		SOURCE ROCKS		MIGRATION		PRESERVATION OF HYDROCARBONS	
Structural	Reservoir type	Source facies	HC shows	Reservoir pressure	'p'				
Anticline and buried hill linked to basement	Sandstone, clean and laterally extended; Basement granite, gneiss, gabbro; Dolomites with secondary porosity; Algae reefs with significant secondary porosity, due karsting or other subaerial processes exposure	Kerogene type I and/or II	Production of hydrocarbons	Higher than hydrostatic	1.00				
Faulted anticline	Sandstones, rich in silt and clay; Basement with secondary porosity, limited extending; Algae reefs, filled with skeletal debris, mud and marine cements	Kerogene type III	Hydrocarbons in traces; New gas detected >10%	Approximately hydrostatic	0.75				
Structural nose closed by fault	Sandstone including significant portion of silt/clay particles, limited extending;	Favourable palaeo-facies organic matter sedimentation	Oil determined in cores (luminescent analysis, core tests)	Lower than hydrostatic	0.50				
Any "positive" faulted structure, margins are not firmly defined	Basement rocks, including low secondary porosity and limited extending	Regionally known source rock facies, but not proven at observed locality	Oil determined in traces (lumin. anal., core tests)		0.25				
Undefined structural framework	Undefined reservoir type	Undefined source rock type	Hydrocarbon are not observed		0.05				
Stratigraphic or combined	Porosity features	Maturity	Position of trap	Formation water					
Algae reef form	Primary porosity >15% Secondary porosity >5%	Sediments are in catagenesis phase ("oil" or "wet" gas-)	Trap is located in proven migration distance	Still aquifer of field-waters	1.00				
Sandstones, pinched out	Primary porosity 5-15% Secondary porosity 1-5%	Sediments are in metagenesis phase	Trap is located between two source rocks depocentres	Active aquifer of field-waters	0.75				
Sediments changed by diagenesis	Primary porosity <10 Permeability <1x10 ⁻¹³ micrometer ²	Sediments are in early catagenesis phase	Short migration pathway (<=10 km)	Infiltrated aquifer from adjacent formations	0.50				
Abrupt changes of petrophysical properties (caly, different facies)	Secondary porosity <1%	Sediments are in late diagenesis phase	Long migration pathway (>10 km)	Infiltrated aquifer from surface	0.25				
Undefined stratigraphic framework	Undefined porosity values	Undefined maturity level	Undefined source rocks		0.05				
Quality of cap rock		Data sources	Timing						
Regional proven cap rock (seals, isolator)		Geochemical analysis on cores and fluids	Trap is older than matured source rocks		1.00				
Rocks without reservoir properties		Analogy with close located geochemical analyses	Trap is younger than matured source rocks		0.75				
Rocks permeable for gas (gas leakage)		Thermal modeling and calculation (e.g. Lopatin, Waples etc.)	Relation between trap and source rocks is unknown		0.50				
Permeable rocks with locally higher silt/clay content		Thermal modeling at just a few locations			0.25				
Undefined cap rock		Undefined data sources			0.05				

LEGEND :

 Category	 Geological event (two colors are used only because of visibility)
 Sub-Category	 Probability for particular geological event

prospects or fields. This procedure is more or less subjective, because each single category could be evaluated:

- (a) from engaged professional (geologist),
- (b) taken from official probability tables or
- (c) using benchmark test, respecting new well data.

Generally, the hydrocarbon plays or prospects are deterministically analysed by several independent geological categories, like: (1) structures, (2) reservoirs, (3) migration, (4) source rocks and (5) preservation of hydrocarbons (e.g. references 2, 3, 7). The most categories

can be evaluated using well-files, well logs, seismic, cores, stratigraphic interpretations, information from typical geological sections and other relevant laboratory analyses. Many of these data can be simple determined using internal or published tables of geological probabilities for different basins and depressions. Such database for Croatian part of Pannonian basin is published in references^{2, 3} and shown on Table 1.

It needs to be noted that presented table is valid for typical lithological sequences for Pannonian basin. In the broad sense it can be applied in three different types of reservoir stratigraphy; starting from the oldest these are: (1) Palaeozoic interval (mostly represented by gabbro and metamorphics), (2) Middle Miocene (mostly breccia and conglomerates of Badenian age) and (3) Upper Miocene (reservoirs are represented by sandstones).

Such defined values from Table 1 make possible to calculate geological risk or Probability Of Success (POS) for any consider play of prospect by using Equation 1:

$$POS = p(\text{structures}) \times p(\text{reservoir}) \times p(\text{migration}) \times p(\text{source rocks}) \times p(\text{preservation}) \quad (1)$$

where are:

- POS* final value of geological risk (or probability of discovery),
- p* (structures) probability of existence of structure in reservoir, and estimated from relevant column in Table 1 (i.e. from the values available for this category in table),
- p* (reservoir; migration; source rocks; preservation) - same procedure as for *p* (structure).

The POS and 'p' are deterministical calculation of probability values in range 0-1. Let us now to consider the subcategory *porosities* under category *reservoir* (Table 1). Porosity is the most often analysed through porosity maps and finally to expressed as mean value belonging to the map. Such porosity map can be interpolated deterministically using methods like kriging, cokriging, inverse distance weighting etc. or stochastically (using simulation like sequential Gaussian simulation or others). The other way, i.e. conditional simulation, gives the set of realizations that are different, but all are equiprobable. It means that all such maps are possible and variations in inter-well areas are result of uncertainties allowed by interpolation algorithm, also honour input data (so called hard data). If such approach is introduced in deterministical calculation of POS (Equation 1) it implies that porosity probability [p(porosity)] could be selected from Table 1 several times, and each selection can result in another probability values.

Applied stochastic tool is defined as SGS (Sequential Gaussian Simulation) methods that are kriging based (kriging map is zero realization) and where unsampled locations are sequentially estimated in random order until all unsampled cell are not estimated. SGS were used because the reservoir space can be considered as a space of apparent randomness, especially in the case of petrophysical parameters. Regarding randomness in reservoir space, it would be more precise to state that "...at any scale there is a single true distribution of reservoir properties in a reservoir, although some of the depositional and diagenetic processes forming of reser-



Fig. 1. The location of Stari Gradac-Barcs Nyugat
Sl. 1. Smještaj polja Stari Gradac-Barcs Nyugat

voir properties are not well understood because the lack of knowledge about the initial and boundary conditions. That is why we applied many stochastic approaches in estimating deterministic attributes.” (personal communication and valuable opinion of Prof. Dr. János Geiger, 2009). Simulation made possible to scope a whole set of uncertainties, while interpolation method (even kriging) give us a smoothed picture of reservoir properties which is appropriate for visualizing trends but not always for describing reservoir heterogeneities.

3. Case study – stochastic porosity variations in clastics lithofacies of Badenian age from reservoir of the Stari Gradac-Barcs Nyugat field

Let consider as example very interesting heterogeneous reservoir of the Stari Gradac-Barcs Nyugat field. This gas- condensate field is located on the Croatian-Hungarian border (Figure 1), along the Drava river, approximately 150 km east from Zagreb.

3.1. Short geological settings of the analysed field

The field is situated in the northwestern part of the Drava depression. This depression is southern branch of the Pannonian basin system. The reservoir is of massive type, trapped with combined structural-stratigraphic closure. Lithology of the reservoir is very complex, divided in four lithofacies (but all connected in single hydrodynamic unit):

- (a) Clastites of Badenian and (possibly) Upper Triassic age;

- (b) Dolomites of Lower Triassic age;
- (c) Quartzites of Lower Triassic age;
- (d) Metavolcanites of Permian, Devonian and (possibly) Carboniferous age

The variation in calculation of geological risk, improved with stochastic analysis of porosities, had been applied for the youngest lithofacies of coarse-grained clastics of Badenian age. This part of reservoir is located in the youngest (Neogene age) part (Figure 2) of buried hill, which is mostly formed in the rocks of Mesozoic and Palaeozoic ages.

The porosity, in Badenian clastites, as the variable analysed stochastically had been firstly interpolated deterministically using improvement of the Ordinary Kriging instead of the Inverse Distance Weighting method. These two methods are also compared by cross-validation and kriging showed the significant lower error (kriging=3.914 vs. inverse distance=5.279).

3.2. Geostatistical mapping of porosity

The kriging interpolation was based on anisotropic variogram model with principal axis striking 120-300° and subordinate axis on 30 - 210° direction. These are also structural axes of the field. The principal range is 3 500 meters and subordinate 1 200 meters (ref. 6). It is important that input dataset comprised only 15 hard-data, and modelling of subordinate axis was mostly done from experience from other fields. Kriging map was base (or zero-realization) for stochastic modelling. But, limited input dataset strongly forced using of stochastic approach, which can better modelled and show uncertainties.

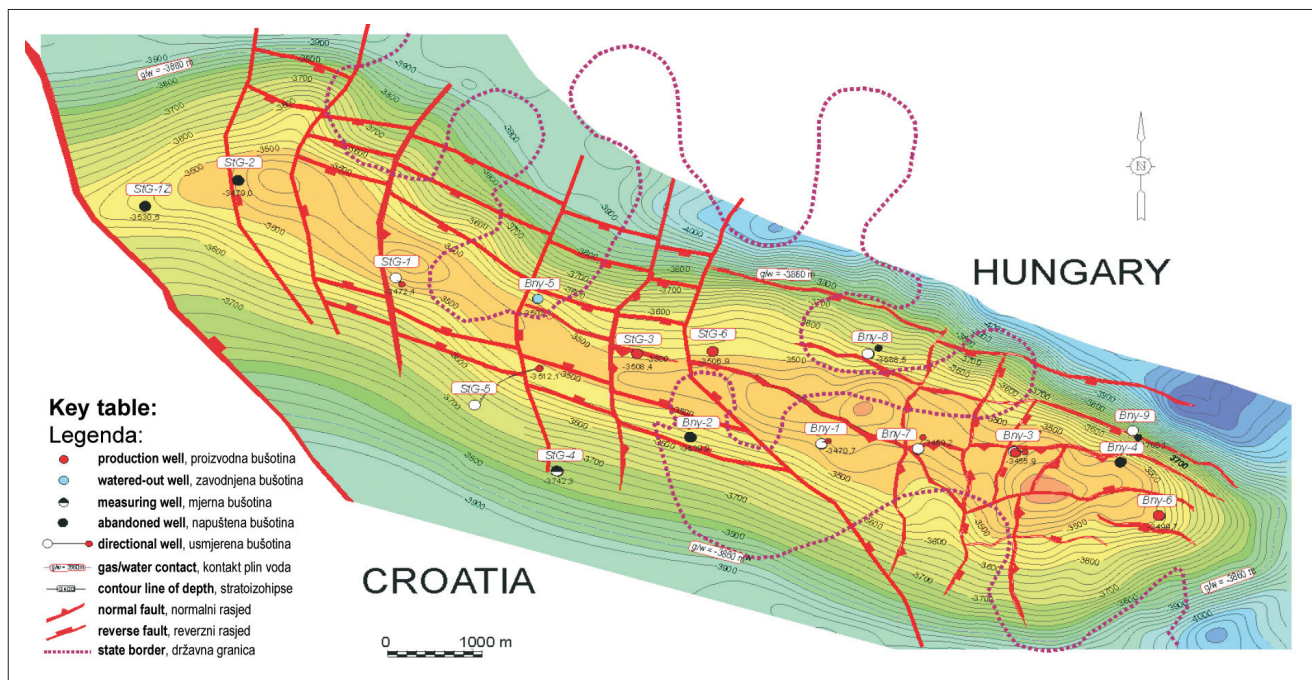
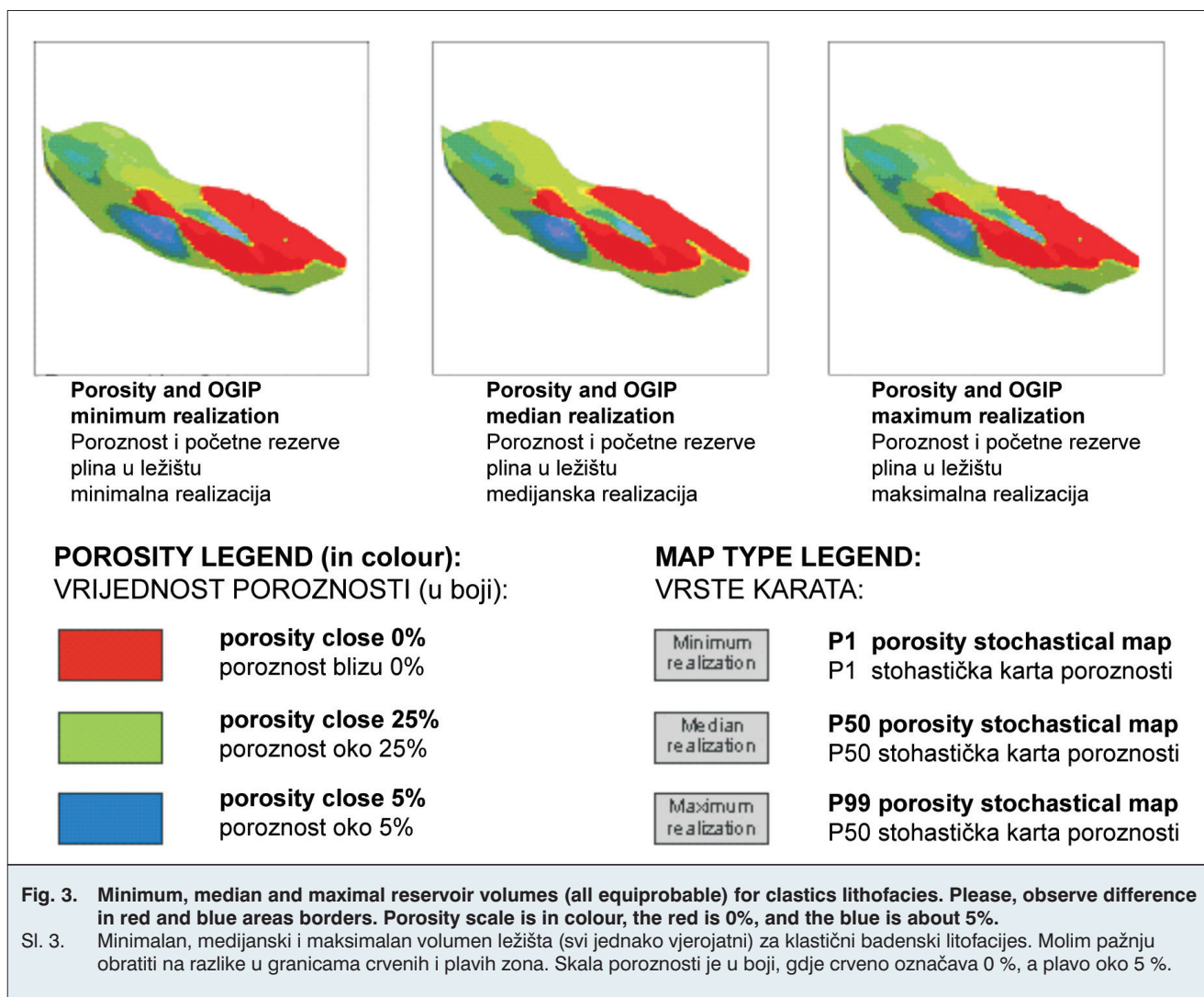


Fig. 2. Structure map of top of lithofacies Clastites (after reference 8)
 Sl. 2. Strukturna karta po kovrini litofacijesa badenskih klastita (iz rada 8)



Number of 100 simulations was performed for each lithofacies. Interesting realizations were chosen from OGIP (Original Gas In Place) histograms marking minimum, median (P50 quantile) and maximum volumes. We assumed that it is the simplest and fair ranking criteria. It could be interesting to look at results that are presented through complex stochastic map (multiplication of *variable* porosity and *several constants* named as gross pay, net/gross and hydrocarbon saturation maps; Figure 3).

3.3. Deterministical calculation of POS

All categories are evaluated deterministically (after Table 1 and Equation 1). The Badenian reservoir is characterized with following values:

(1) Structures:

- Trap is faulted anticline ($p=0.75$);
- Quality of cap rock is regionally proven ($p=1.00$);

(2) Reservoir:

- Coarse-grained sandstones ($p=1.00$);
- Primary porosity < 5% ($p=0.50$);

(3) Source rocks:

- Kerogen type II ($p=1.00$);

(4) Migration:

- Proven production ($p=1.00$);
- Position of trap ($p=1.00$);
- Trap is older than mature source rocks ($p=1.00$);

(5) HC preservation:

- Higher than hydrostatic ($p=1.00$);
- Still aquifer ($p=1.00$).

Total Probability of Success (POS) is multiplication of probability of porosity (0.5) and all other categories (0.75), i.e. $POS=0.375$.

3.4. Deterministical-stochastic calculation of POS

Average porosity values for selected realizations had been 3.1%, 3.2% and 3.53% respectively. This value could be considered as three possible inputs for subcategory porosity, and calculation of three possible POS values. Let us again consider the values from Table 1.

The Stari Gradac-Barcs Nyugat field is proven gas-condensate field, with proven reservoirs, production and known location of source rocks as well as migration pathways. It means that all categories can be evaluated as follows:

(1) Structures:

- Trap is faulted anticline ($p=0.75$);
- Quality of cap rock is regionally proven ($p=1.00$);

(2) Reservoir:

- Coarse-grained sandstones ($p=1.00$);
- Primary porosity three values 3.1; 3.2; $3.53 < 5\%$ ($p=0.50$); (this subcategory had been stochastically estimated by minimal, median and maximal values, i.e. P1, P50 and P99 realizations)

(3) Source rocks:

- Kerogen type II ($p=1.00$);

(4) Migration:

- Proven production ($p=1.00$);
- Position of trap ($p=1.00$);
- Trap is older than mature source rocks ($p=1.00$);

(5) HC preservation:

- Higher than hydrostatic ($p=1.00$);
- Still aquifer ($p=1.00$).

The total $POS = 0.5 \times 0.75 = 0.375$. Of course, the field area is considered as the mature petroleum zone and obtained POS can be used as descriptive value for chance to find additional by-passed or satellite gas or condensate volumes inside field polygon or very adjacent areas structurally connected by the field structure.

It is easy to observe that in both cases, i.e. in deterministical and deterministical-stochastical calculation, are obtained equal values of 0.375. It indicates on several statements:

- (a) Methodology had been correctly applied, and results has not been changed although stochastics is introduced;
- (b) Significant difference between deterministical and deterministical-stochastical results would probably appeared due to weak estimation of average porosity;
- (c) Furthermore, it is obvious that interval where porosity varying in analysed lithofacies can fluctuate around the mean, respecting statistical rules (i.e. standard deviation), in relative narrow borders. It indicates on relatively homogeneous distribution of this variable in analysed reservoir;
- (d) This methodology is successfully tested and it can be expected that, in lithologies where porosity ranges are wider, it probably would result in different POS value if it is calculated by deterministical-stochastical approach.

4. Conclusion

Reservoir space is always characterised with uncertainties, and permanent problem is how to express them. It could be done using several deterministical

values, based on experience collected in observed basin or depression with hydrocarbon reservoirs, but sometimes also applying stochastics in such regions.

In both case reservoir parameters in geological risk calculation are parameters that could be varied numerically using appropriate mathematical tools. Majority of geological categories are strictly based on laboratory or well test result and can be shown only by single deterministical value.

But two categories can be stochastically analysed in each field. These are

- (a) 'Reservoir' regarding porosity and
- (b) 'Preservation' through reservoir depth.

It described case analytically is confirmed that in category 'Reservoir':

1. Porosity has values in the range 3.1 (minimum), 3.2 (mean) and 3.53% (maximum);
2. It was not change in POS value in any approach (deterministical or deterministical-stochastical), because all porosity values belong to the same geological event in subcategory 'Porosity features', shown in 2nd column on Table 1 (i.e. case that primary porosity is less than 10%, and permeability less than $10^{-3} \mu\text{m}^2$);
3. However, it indicate that the youngest part of reservoir (Badenian clastites) is mostly characterised by homogeneous porosity distribution, i.e. average values calculated from measured and simulated values is located in relatively in narrow interval;
4. In such case applying of deterministical-stochastical approach in POS calculation did not yield any changes in result, but its using proved correctness of the methodology, which than can be applied in older lithofacies (rocks) in analysed field or other fields with similar lithologies, where can be expected higher variations in porosity values (whether primary or secondary);
5. Presented methodology can be applied in all types of hydrocarbon reservoirs in the Drava depression, especially in clastics facies (sandstones, breccia and conglomerates).

Acknowledgments

This work represents part of a multidisciplinary geological investigation that was performed in the 2009 within the project entitled "Stratigraphical and geomathematical researches of petroleum geological systems in Croatia" (project no. 195-1951293-0237), which was financed by the Ministry of Science, Education and Sports of the Republic of Croatia.

The paper was presented as abstract and in some different form at the 13th Hungarian and 2nd Croatian-Hungarian geomathematical congress in Mórahalom, Hungary, 21-23 May 2009. The Organizing committee had approved to prepare presentation also as the paper for journal "Nafta".

5. References

1. Hernitz, Z. et al. (2000) Probability evaluation of new hydrocarbon discoveries in selected parts of the Sava and Drava depression, Croatia, *Nafta, special issue*, 144-155.
2. Malvić, T. and Rusan, I. (2009) Investment Risk Assessment of Potential Hydrocarbon Discoveries in a Mature Basin (Case Study from the Bjelovar Sub-Basin, Croatia), *Oil and Gas European Magazine*, 35, 2, 67-72, Hamburg.
3. Malvić, T. and Rusan, I. (2007) Potential hydrocarbon discoveries in Bjelovar subdepression, Croatia, Search and discovery, article #10133, AAPG/Datapages Inc. (<http://www.searchanddiscovery.net/>), Tulsa.
4. Malvić, T. et al. (2007) Using of exponential function in risk assessment for investment in potential hydrocarbon discovery, *Naftaplin, special issue*, 4 (book 27), 33-42.
5. Rose, P. R. (2001) *Risk analysis and management of petroleum exploration ventures*, AAPG, Methods in Exploration Series, 12, 164 p., Tulsa.
6. Smoljanović, S. and Malvić, T. (2005) Improvements in reservoir characterization applying geostatistical modelling (estimation & stochastic simulations vs. standard interpolation methods), Case study from Croatia, *Nafta*, 56, 2, 57-63.
7. White, D. A. (1992) *Selecting and assessing plays*, AAPG, Business of Petroleum Exploration: Treatise of Petroleum Geology (Ed. Steinmetz, R.), Chapter 8, 87-94, Tulsa.

Unpublished papers:

8. Gaćeša, S., Futivić, I., Gyorgy, F. and Horvath, Z. (2001) Barcs Nyugat - Stari Gradac field study, INA-Naftaplin & MOL KTD, Zagreb, unpublished company document.
9. Malvić, T. (2003) *Oil-geological relations and probability of new hydrocarbon discoveries in the Bjelovar subdepression [Naftnogeološki odnosi i vjerojatnost pronalaska novih zaliha ugljikovodika u Bjelovarskoj uleknini]*. Unpublished PhD thesis, in English and Croatian, University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, Zagreb.



Author:

Tomislav Malvić, DSc, Graduate in Geology, INA-Naftaplin, Sector for Geology and Reservoir Management, Advisor, tomislav.malvic@ina.hr
University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,
Department for Geology and Geological Engineering, Assistant Professor

Stohastički pristup u determinističkom izračunu geološkoga rizika – teorija i primjer

T. Malvić

IZLAGANJE SA STRUČNIH I ZNANSTVENIH SKUPOVA

Za izračun geološkoga rizika (ili vjerojatnosti, engl. skr. *POS*) otkrića ugljikovodika u postojećem ili novome stratigrafskom intervalu ili izglednom području unutar Dravske depresije upotrijebljen je dobro poznati deterministički postupak. Isti se može primijeniti, uz male dorade, za gotovo sve litologije ležišta u bilo kojem naftno-plinskom bazenu ili depresiji. Takav izračun, iako već pomalo zastario, predstavlja pouzdani alat te, zahvaljujući tomu, još uvijek ga primjenjuju brojne nafto-plinske tvrtke i konzultantske kuće.

Analiza je načinjena u najmlađem dijelu ležišta (obuhvaća četiri litofacijesa) u polju Stari Gradac-Barcs Nyugat koji je predstavljen krupnoklastičnim sedimentima badenske starosti. To polje je odabrano s obzirom da su tamo već načinjene određene procjene postojanja dodatnih količina ugljikovodika u 'skrivenim' zamkama, ali i brojne geostatističke analize na podacima poroznosti iz svih ležišnih litofacijesa. Naravno, najmlađi i najbliži litofacijesa obuhvatio je najveći broj takvih mjerenja, a ujedno je to (uz sljedeći dublji litofacijesa) ujedno dio ležišta s najvećim rezervama ugljikovodika.

Deterministički pristup izračuna *POS*-a nadograđen je u determinističko-stohastički, upotrebom geostatističkih karata poroznosti gdje je ona izražena kroz tri moguće realizacije (minimalnom, medijanskom i maksimalnom) za analizirani badenski litofacijesa.

Ukupni *POS* ostao je isti kao i onaj dobiven isključivo deterministički ($POS=0,375$). Razlog tomu je što srednja poroznost u analiziranim badenskim klastitima varira u uskome intervalu te ne utječe na procjenu vjerojatnosti postojanja novih količina ugljikovodika. No, u dubljim litofacijesima, gdje je litologija heterogenija i/ili znatnije raspucana varijacije poroznosti su znatno veće te bi uvođenje determinističko-stohastičkog pristupa dovelo do promjena u vrijednostima *POS*-a, ovisno o tomu koja je stohastička realizacija odabrana kao reprezentativna.

Ključne riječi: geološki rizik, determinizam, stohastika, poroznost, Panonski bazen

1. Uvod

Izračun geološkoga rizika dobro je poznati alat za procjenu mogućih ležišta u novim ili postojećim stratigrafskim intervalima, izglednim područjima ili ležištima. Taj postupak dobro je opisan u nizu radova, a za područje Dravske depresije takva procjena objavljena je u radovima.^{1, 2, 3, 4, 9} U radu¹ također su procjenjena neka područja u Savskoj depresiji. Pri tomu je potrebno definirati područje u kojem se takav izračun radi. Tako se općenito stratigrafski interval (engl. „play“) promatra kao operativna jedinica, a prospekt (engl. „prospect“) ili u prijevodu 'izgledno područje' kao ekonomska jedinica. Svaka stratigrafska jedinica može biti obilježena s nekoliko prospekata i/ili polja, a koja sva imaju slična geološka obilježja i povijest.^{5, 7} U ovome radu engleski izraz „play“ je upotrijebljen kao zamjena za stratigrafski interval/intervale unutar kojega(ih) su već otkrivene ekonomske količine ugljikovodika.

Matematički, to je jednostavni deterministički umnožak nekoliko geoloških kategorija, a konačan rezultat je procjena postojanja ugljikovodika. Takva procjena može biti više ili manje subjektivna, oviseći prvenstveno o tomu je li svaka pojedinačna kategorija procijenjena od profesionalca ili preuzeta iz službenih tablica vjerojatnosti.

U drugu ruku, mnoge geostatističke procjene su sve više orijentirane stohastički (umjesto deterministički), posebno one koje se odnose na ležišne varijable. Takav pristup odgovara ponašanju prirodnih fenomena (ili geoloških procesa) koji se najčešće nalaze između determinizma i kaosa, tj. području stohastike.

Poroznost je jedna od stalnih varijabli koja se procjenjuje unutar kategorije 'Ležište' (tablica 1) koje se procjenjuje kod izračuna geološkoga rizika. Zato se može promatrati i kao jedna od dvije podkategorije unutar spomenute kategorije. Upravo ta varijabla se može (čak preporučeno) procijeniti stohastički kroz niz realizacija (minimum, medijan, maksimum itd.), a naknadno se može zajednički iz 'čvrstih' i simuliranih podataka izračunati bolja statistika varijable. U radu je promatrano kako se stohastička procjena poroznosti može uključiti u izračun geološkoga rizika. Na kraju to rezultira u hibridnoj vrsti kalkulacije *POS*-a što je opisano u sljedećim poglavljima.

2. Kratka teorija geološkoga rizika, determinističke jednadžbe i stohastičkih realizacija

Izračun geološkoga rizika je dobro poznati alat kojim se procjenjuje vjerojatnost postojanja ležišta u novom ili postojećem izglednom području ili polju. Kalkulacija je

Tablica 1. Primjer upotrebive baze podataka načinjene za prostor Bjelovarske subdepresije, a koja se može uglavnom neizmijenjena primijeniti u cijeloj Dravskoj depresiji (prema ^{2,3})

ZAMKA	LEŽIŠTE	MATIČNE STIJENE	MIGRACIJA	OČUVANJE UGLJIKOVODIKA	'p'
Strukturalna zamka	Vrsta ležišta	Matični facijesi	Pojavnost ugljikovodika	Tlak ležišta	
Antiklinala i paleouzdignuće povezano sa starijim stijenama	Pješčenjak, čist i znatnoga lateralnoga prostranja; Pz podina predstavljena granitom, gnajsom, gabrom; Dolomiti sa sekundarnom poroznošću; Algalni grebeni sa značajnom sekundarnom poroznošću, razvijenom zbog okršavanja ili izloženosti (pod)površinskim procesima trošenja	Kerogen tipa I i/ili II	Proizvodnja ugljikovodika	Veći od hidrostatičkoga	1,00
Rasjednuta antiklinala	Pješčenjak, bogat siltom i glinom; Stijene Pz i Mz podine sa sekundarnom poroznošću, maloga pružanja; Algalni grebeni, ispunjeni s fragmentima skeletas, muljem i marnskim cementom	Kerogen tipa III	Ugljikovodici su opaženi u tragovima; Opažen je novi plin koncentracije >10 %	Približno hidrostatički	0,75
Strkturni nos zatvoren rasjedom	Pješčenjak koji uključuje značajan udjel čestica silta/gline, maloga prostranja	Povoljni paleo-facijesi za taloženje organske tvari	Nafta je opažena u jezgrama (luminiscentnom analizom, testiranjem jezgri)	Manji od hidrostatičkoga	0,50
Svaka "pozitivna" rasjednuta struktura, čije granice nisu točno određene	Stijene Pz i Mz podine, uključujući nisku sekundarnu poroznost i relativno malo prostranje	Regionalno poznati facijesi matičnih stijena, ali nisu dokazani na promatranom lokalitetu	Nafta je opažena u tragovima (lumin. anal., testiranjem jezgri)		0,25
Strukturalni sklop nije određen	Vrsta ležišta nije određena	Vrsta matičnih stijena nije određena	Nisu opaženi ugljikovodici		0,05
Stratigrafska ili kombinirana	Vrijednosti poroznosti	Zrelost	Položaj zamke	Slojna voda	
Algalni greben	Primarna poroznost >15 %; Sekundarna poroznost >5 %	Sedimenti su u katagenskoj fazi ("naftni" prozor ili "vlažnoga" plina)	Zamka je određena unutar dokazanoga migracijskog puta	Miran akvifer ležišnih voda	1,00
Pješčenjak koji isključuje	Primarna poroznost 5-15 %; Sekundarna poroznost 1-5 %	Sedimenti su u metagenskoj fazi	Zamka se nalazi između dva depocentra matičnih stijena	Aktivan akvifer ležišnih voda	0,75
Sedimenti izmijenjeni dijagenezom	Primarna poroznost <10 %; Propusnost <1x10 ⁻³ (-3) mikrometara ²	Sedimenti su u ranoj katagenskoj fazi	Kratki migracijski put (<=10 km)	Slojne vode se infiltriraju u ležište iz susjednih stijena	0,50
Nagle promjene petrofizikalnih svojstava (zbog gline, promjene facijesa)	Sekundarna poroznost <1 %	Sedimenti su u kasnoj dijagenetskoj fazi	Dugi migracijski put (>10 km)	Akvifer je infiltriran vodom s površine	0,25
Stratigrafski sklop nije određen	Vrijednosti poroznosti nisu određene	Razina zrelosti nije određena	Matične stijene nisu određene		0,05
Kvaliteta izolatorskih stijena		Data sources	Vrijeme		
Regionalno dokazane izolatorske stijene		Geokemijske analize na jezgrama i fluidima	Zamka je starija od zrelih matičnih stijena		1,00
Stijene bez ležišnih svojstava		Analogija s prostorno bliskim geokemijskim analizama	Zamka je mlađa od zrelih matičnih stijena		0,75
Stijene propusne za plin ('gubitak' plina)		Modeliranje i izračun termijske zrelosti (npr. Lopatin, Waples i dr.)	Odnos između zamke i matičnih stijena je nepoznat		0,50
Propusne stijene s mjestimice povećanim udjelom gline/silta		Modeliranje termijske zrelosti na tek nekoliko lokacija			0,25
Izolatorske stijene nisu određene		Izvor podataka nije određen			0,05

LEGENDA:

 Kategorija	 Geološki događaj (upotrebili su dvije boje samo zbog veće preglednosti)
 Podkategorija	 Vjerojatnost za pojedinačni geološki događaj

na najvećim dijelom subjektivan postupak, jer svaka pojedinačna kategorija može biti procijenjena:

- od strane zaduženog inženjera (geologa),
- iz službeno prihvaćenih tablica vjerojatnosti ili
- naknadom provjerom vjerojatnosti (engl. „benchmarking“) poštujući nove bušotinske podatke.

Općenito, stratigrafski zanimljivi intervali, s obzirom na ležišta ugljikovodika, analiziraju se deterministički procjenom nekoliko neovisnih kategorija poput: (1) strukture, (2) ležišta, (3) migracije, (4) matičnih stijena i (5) očuvanja ugljikovodika (npr. u radovima^{2, 3, 7}). Vjerojatnosti većine kategorija mogu se procijeniti iz podataka sadržanim u izvješćima bušotina, te podacima

sadržanim na karotažnim dijagramima, seizmici, podacima dobivenim analizom jezgara, kao i informacijama o stratigrafiji, te onih prikupljenim na tipskim geološkim sekcijama, ali i iz drugih odgovarajućih laboratorijskih analiza. Veliki broj tih podataka može se jednostavno odrediti iz internih ili publiciranih tablica geoloških vjerojatnosti koje vrijede za različite bazene i depresije. Takvu tablica za hrvatski dio Panonskoga bazena objavljena je u radovima^{2, 3}, a prikazana je na tablici 1.

Važno je primijetiti da prikazana tablica vrijedi za tipične litološke sekvence u Panonskome bazenu. U širem smislu, takve sekvence se mogu podijeliti u tri stratigrafska intervala, započevši s najstarijim (1) paleozojskim intervalom (uglavnom izgrađenim od gabra i metamorfita), zatim (2) srednjomiocenskih (uglavnom badenske breče i konglomerati) te (3) gornjomiocenskim (predstavljenim pješčenjacima kao ležištima).

Tako određene vrijednosti na tablici 1 omogućavaju izračun geološkog rizika (engl. „Probability Of Success“ – POS) za svaki promatrani stratigrafski interval upotrebom sljedeće jednadžbe 1:

$$POS = p \text{ (strukture)} \times p \text{ (ležišta)} \times p \text{ (migracije)} \times p \text{ (matičnih stijena)} \times p \text{ (očuvanja)} \quad (1)$$

Gdje su:

- POS konačna vrijednost geološko rizika (ili vjerojatnosti otkrića),
 p (strukture) vjerojatnost postojana strukture unutar ležišta, a procijenjene iz odgovarajućega stupca na tablici 1 (odnosno iz vrijednosti dostupnih za tu kategoriju u tablici),
 p (ležišta; migracije; matičnih stijena; očuvanja) - jednako kao i p (strukture).

Vrijednosti varijabli POS i 'p' su odabrane deterministički kao vjerojatnosti iz intervala 0-1. Promotrimo sada podkategoriju poroznost koja se nalazi unutar kategorije ležište (tablici 1). Poroznost je najčešće analizirana upotrebom karata poroznosti te se na kraju prikazuje kao srednja vrijednost izračunata iz takve karte. Takve karte poroznosti mogu se interpolirati deterministički (upotrebom metoda poput kriginga, kokriginga, inverzne udaljenosti itd.) ili stohastički (korištenjem simulacija poput sekvencijskih Gaussovih ili drugih vrsta). Ovaj drugi način, koji uključuje uvjetne simulacije, kao rezultat daje niz realizacija koje su sve drugačije, ali jednako vjerojatne. To podrazumijeva da su sve takve karte moguće, dok su razlike u međubušotinskom prostoru rezultat nesigurnosti svojstvenih interpolacijskom algoritmu. Također sve karte „poštuju“ ulazne podatke (tzv. 'čvrste' podatke). Ako se takav pristup uvede u deterministički izračun POS-a (jednadžba 1) to podrazumijeva da se vjerojatnost poroznosti [p(poroznosti)] može odabrati iz podataka danih na tablici 1 nekoliko puta uzastopce, a svaki odabir može rezultirati drugačijom vjerojatnošću.

Jedan od praktičnih stohastičkih alata nazvan je SGS (skr. od engl. „Sequential Gaussina Simulation“) metodom. Ona se temelji na krigingu, no lokacije bez uzoraka su sekvencijski procijenjene u slučajnom nizu sve do trenutka kada sva takva mjesta (ćelije) nisu poprimile neku vrijednost. SGS se upotrebljava upravo

stoga jer prostor ležišta može biti smatran kao prostor ispunjen prividnim slučajnostima (ili nesigurnostima), posebno kada se promatraju petrofizikalni podatci. U stvari, promatrajući nesigurnosti u prostoru ležišta može se jasnije ustvrditi kako „...na bilo kojoj skali postoji samo jedna točna razdioba ležišnih parametara, iako neki taložni i dijagenetski procesi koji utječu na stvaranje tih parametara još uvijek nisu u potpunosti proučeni, tj. toliko proučeni da bi se mogao u cijelosti objasniti njihov utjecaj, od početka do kraja njihova djelovanja, na vrijednosti ležišnih parametara. Upravo je to razlog zašto se kod procjene determinističkih varijabli primjenjuju brojni stohastički pristupi.“ (osobna komunikacija i vrijedno mišljenje prof. dr. sc. Jánosa Geigera, 2009). Simulaciju omogućavaju dobivanje uvida u svojstva tih nesigurnosti, dok interpolacijske metode (pa i kriging) daju samo približnu općenitu sliku (odgovarajući izraz je bolje opisan na engleskom, a glasi „smoothed“ što znači da na karti nema naglih prijelaza, već interpolacija načinjena na temelju postavljene ekvidistancije). Takvi prikazi pogodni su za uvid u ponašanje kartirane varijable u ležištu, no nije uvijek alat kojim se mogu opisati sve heterogenosti.

3. Praktični primjer – stohastičke varijacije poroznosti u klastičnom litofacijesu badenske starosti u ležištu polja Stari Gradac-Barcs Nyugat

Promotrimo jedan vrlo zanimljivi primjer heterogenoga ležišta u polju Stari Gradac-barcs nyugat. Radi se o plinsko-kondenzatnome polju smještenom na samoj hrvatsko-mađarskoj granici (slika 1), uz tok rijeke Drave. Polje se nalazi približno 150 km istočno od Zagreba.

3.1. Kratak opis geološke građe analiziranog polja

Polje se nalazi u sjeverozapadnom dijelu Dravske depresije. Ta depresija je jugozapadni ogranak Panonskoga bazena. Ležište je masivnoga tipa, a zamka je strukturno-stratigrafskog tipa. Litološki sastav ležišta je vrlo složen te je ono podijeljeno u četiri litofacijesa (koji su svi povezani u jednu hidrodinamsku cjelinu):

- klastiti badenske (te možda mjestimice gornjotrijaske) starosti;
- dolomiti donjotrijaske starosti;
- kvarciti također donjotrijaske starosti;
- metavulkaniti permske, devonske (ali moguće i karbonske) starosti.

Varijacije u izračunu geološkoga rizika, s poboljšanjem u takvome izračunu dobivenim uporabom stohastičke analize poroznosti, prikazani su za najmlađi litofacijes badenskih klastita. Taj dio ležišta nalazi se u najmlađem, neogenskom, dijelu (slika 2) paleouzdignuća (engl. „buried hills“) oblikovanog uglavnom u stijenama mezozojske i paleozojske starosti.

Poroznost unutar badenskih klastita, kao promatrana varijabla analizirana i stohastički, prvo je interpolirana deterministički upotrijebivši metodu običnoga kriginga,

umjesto inverzne udaljenosti. Razlog je što su rezultati te dvije metode uspoređeni kros-validacijom te je rješenje dobiveno krigingom pokazalo znatno manju pogrešku (kriging=3,914 nasuprot inverzne udaljenosti=5,279).

3.2. Geostatističko kartiranje poroznosti

Interpolacija krigingom temeljila se na upotrebi anizotropnog variogramskog modela u kojem je glavna os imala pružanje pravcem 120-300°, a sporedna 30-210°. To su ujedno i strukturne osi polja. Doseg na glavnoj osi iznosio je 3 500 metara, a na sporednoj 1 200 metara (rad ⁶). Važno je naglasiti kako je ulazni skup podataka obuhvatio samo 15 mjerenja ('čvrstih' točaka), pa je modeliranje sporedne osi načinjeno uglavnom na temelju iskustva (analogije) s drugih polja. Karta dobivena krigingom (ili 'nulto' rješenje) bila je osnova za stohastičko modeliranje. Također, oskudni ulazni skup podataka znatno je pogodniji za upotrebu stohastike, kojom se mogu bolje modelirati i prikazati nesigurnosti.

Za svaki litofacijes načinjeno je 100 realizacija. Interesantne realizacije izdvojene su koristeći histogram OGIP-a (skr. od engl. „Original Gas In Place“), odabirući minimalan, medijanski (kvantil P50) i maksimalni volumen. Pretpostavljeno je kako je to najjednostavniji i objektivni rangirajući kriterij. Zanimljivo je pogledati rezultate koji su prikazani kroz složenu, stohastički dobivenu, kartu na slici 3 [umnožak *varijable* poroznosti i *konstanti* ukupne debljine (engl. „gross pay“), odnosa debljine propusnih stijena i ukupne debljine (engl. „net/gross“) te zasićenja ugljikovodicima („hydrocarbon saturation“), također predstavljene kartama].

3.3. Deterministički izračun POS-a

Sve kategorije su procijenjene deterministički (prema tablici 1 i jednadžbi 1). Dio ležišta badenske starosti obilježen je sljedećim vrijednostima:

(1) Strukture:

Zamka je rasjednuta antiklinala ($p=0,75$);

Kvaliteta izolatorskih stijena dokazana je dobrom regionalno ($p=1,00$);

(2) Ležište:

Krupnozrnasti pješčenjaci ($p=1,00$);

Primarna poroznost manja je od 5 % ($p=0,50$);

(3) Matične stijene:

Kerogen tipa II ($p=1,00$);

(4) Migracija:

Proizvodnja postoji ($p=1,00$);

Postoji zamka ($p=1,00$);

Zamka je postojala prije nego li su matične stijene dostigle zrelost ($p=1,00$);

(5) Očuvanje ugljikovodika:

Tlak je veći od hidrostatičkoga ($p=1,00$);

Slojna voda (akvifer) nije aktivna ($p=1,00$).

Vjerojatnost uspjeha (POS) je umnožak vjerojatnosti poroznosti (0,5) te vrijednosti svih ostalih kategorija (0,75) pa ukupno iznosi $POS=0,375$.

3.4. Determinističko-stohastički izračun POS-a

Prosječna vrijednost poroznosti za odabrane realizacije iznose (počevši s minimalnom) 3,1 %, 3,2 % te 3,53 %. Te vrijednosti smatraju se kao tri moguća rješenja za podkategoriju poroznosti, a koje bi trebale rezultirati u tri moguće vrijednosti POS-a. Pokušajmo ponovno promotriti vrijednosti sa tablice 1. Polje Stari Gradac-Barcs Nyugat je plinsko-kondenzatno polje s dokazanom proizvodnjom, te naravno ležištima i poznatim položajima matičnih stijena i migracijskih putova. To podrazumijeva da potrebne kategorije mogu biti procijenjene sljedećim vrijednostima (vrlo nalik onima u potpoglavlju 3.3. s razlikom kod procjene poroznosti):

(1) Strukture:

Zamka je rasjednuta antiklinala ($p=0,75$);

Kvaliteta izolatorskih stijena dokazana je dobrom regionalno ($p=1,00$);

(2) Ležište:

Krupnozrnasti pješčenjaci ($p=1,00$);

Primarna poroznost sadrži tri vrijednosti koje su sve manje od 5 % ($p=0,50$); (ta podkategorija je stohastički procijenjena s minimalnom, medijanskom i maksimalnom vrijednošću, tj. realizacijama P1, P50 i P99).

(3) Matične stijene:

Kerogen tipa II ($p=1,00$);

(4) Migracija:

Proizvodnja postoji ($p=1,00$);

Postoji zamka ($p=1,00$);

Zamka je postojala prije nego li su matične stijene dostigle zrelost ($p=1,00$);

(5) Očuvanje ugljikovodika:

Tlak je veći od hidrostatičkoga ($p=1,00$);

Slojna voda (akvifer) nije aktivna ($p=1,00$).

Ukupna vjerojatnost iznosi $POS=0,5 \times 0,75 = 0,375$. Naravno, analizirano područje polja predstavlja zrelu naftno-plinsku „provinciju“ te se dobiveni broj može smatrati vjerojatnošću za otkriće dodatnih zaobidenih ili „satelitskih“ količina plina ili kondenzata unutar granica kontura polja ili u vrlo bliskim manjim okolnim strukturama.

Lako je primijetiti kako su u oba slučaja, tj. determinističkom i determinističko-stohastičkom izračunu, dobivene jednake vrijednosti od 0,375. To nam ukazuje na nekoliko stvari:

- Metodologija je korektno primijenjena, a rezultati se nisu mijenjali zbog uvođenja stohastike;
- Znatnija razlika između determinističkoga i determinističko-stohastičkog rezultata vjerojatno bi proizašla iz ranije lošije procjene srednje poroznosti;
- Nadalje, očito je da je interval u kojima poroznost unutar analiziranog litofacijesa može varirati oko srednje vrijednosti, a da se poštuju statistička pravila (tj. standardna devijacija), relativno uzak što ukazuje na relativno homogenu razdiobu te varijable unutar analiziranog ležišta;

- d) Kako je metodologija uspješno testirana može se očekivati da će u litologijama gdje su rasponi poroznosti veći njezina primjena vjerojatno rezultirati u drugačijoj vrijednosti POS-a ako se on izračuna determinističko-stohastičkim pristupom.

4. Zaključak

Ležište je uvijek obilježeno nesigurnostima te je stalan izazov kako ih opisati. To se može načiniti upotrebom nekoliko determinističkih vrijednosti koje su određene na temelju iskustva stečenom u promatranom bazenu ili depresiji s naftno-plinskom ležištima, ali i primjenom stohastike u takvim područjima.

U oba slučaja ležišni parametri kod izračuna geološkog rizika mogu poprimiti različite numeričke vrijednosti izračunate upotrebom odgovarajućih matematičkih alata. Ipak većina geoloških kategorija je temeljena isključivo na rezultatima laboratorijskih ili bušotinskih testova te može biti iskazana samo jednom, determinističkom vrijednošću.

Ipak, dvije kategorije mogu se, u svakom polju, procjenjivati stohastički. To su:

- a) 'Ležište' s obzirom na poroznost i
- b) 'Očuvanje' s obzirom na dubinu ležišta.

U opisanom primjeru analitički je utvrđeno da unutar kategorije 'Ležište':

1. Poroznost može poprimiti vrijednosti iz intervala 3,1 (minimum), 3,2 (sredina) te 3,53 % (maksimum);
2. Takva rješenja nisu promijenila vrijednosti POS-a u niti jednom slučaju (determinističkom ili determinističko-stohastičkom), jer su sva pripadale istome geološkom događaju u podkategoriji 'Poroznost' (engl. „porosity feature“) prikazanoj u 2. stupcu na tablici 1 (tj. tvrdnji da je 'primarna poroznost manja od 10 %, a propusnost manja od 10^{-3} μm^2);
3. Međutim, rješenja su ukazala kako je najmlađi dio ležišta (badenski klastiti) obilježen uglavnom homogenom razdiobom poroznosti, tj. srednja vrijednost izračunata iz izmjerenih i simuliranih vrijednosti nalazi se u relativno uskom intervalu;
4. U takvom slučaju primjena determinističko-stohastičkog pristupa u izračunu POS-a nije donijela promjene u rezultatu, ali njegova upotreba je dokazala ispravnost metodologije koja se zatim može upotrijebiti u starijim litofaciesima (stijenama) u analiziranom polju ili na drugim poljima slične litologije, gdje su očekivane veće varijacije u vrijednostima poroznosti (bilo primarne bilo sekundarne);
5. Prikazana metodologija može se upotrijebiti u svim vrstama ležišta ugljikovodika u Dravskoj depresiji, posebno u klastičnim facijesima (pješčenicama, brečama, konglomeratima).

Zahvala

Prikazana analiza dio je multidisciplinarnog geološkog istraživanja koje je načinjeno u 2009. godini na projektu „Stratigrafska i geomatematička istraživanja naftnogeoloških sustava u Hrvatskoj“ (projekt broj 195-1951293-0237), koje je financirano od strane Ministarstva znanosti, obrazovanja i športa Republike Hrvatske.

Rad je u sažetijem i nešto drugačijem obliku bio predstavljen kao predavanje na 13. mađarskom i 2. hrvatsko-mađarskom geomatematičkom kongresu održanom od 21. do 23. svibnja u Mórahalomu u Mađarskoj, gdje je od strane organizacijskog odbora dopušteno da se priredi i kao članak za časopis „Nafta“.



Autor:

Tomislav Malvić, doktor znanosti, dipl. ing. geologije, INA-Naftaplin, Sektor za geologiju i upravljanje ležištima, savjetnik, tomislav.malvic@ina.hr
Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zavod za geologiju i geološko inženjerstvo, docent.

UDK: 553.982 : 550.8 : 502.2

553.982 ležište nafte i plina
550.8 geološka istraživanja
502.7 iscrpljivanje ležišta