

Exploration and production activities in northern Adriatic Sea (Croatia), successful joint venture INA (Croatia) and ENI (Italy)

T. Malvić, M. Đureković, Ž. Šikonja, Z. Čogelja, T. Ilijaš, I. Kruljac

REVIEW

Exploration efforts in Croatian part of Northern Adriatic started in 1970 with 2D seismic acquisition and exploration drilling. Till 1995 more than 16,000 km of 2D seismic were acquired and 80 wells drilled. During early 80-s, several gas fields of significant production potential were discovered. Gas reservoirs are in unconsolidated to poor consolidated Pleistocene sands of the Po Depression (Ivana Formation in Croatia, Ravenna and Carola in Italy). Traps are structural and structural-stratigraphic, mostly formed as a result of differential compaction, also supported with folding, Mesozoic palaeorelief and lateral facies changing. Biogenic gas is trapped "in situ", composed mainly of methane with very low quantities of nitrogen. Due to the lack of infrastructure and technological problems related to the sand control, the development of the fields was postponed till 1996, when the implementation of, at that time, state-of-the-art sand control technology started. Most of the production wells were dual-completed with high rate water pack and/or "frac & pack" (FracPack) sand control technique applied. This technology was proved very efficient when developing unconsolidated reservoirs. Successful implementation of sand control increased expectations and encouraged partners (INA and ENI) to invest (via joint venture INAgip) in new exploration and production cycle. Since 1996 approximately 5,000 km² of 3D seismic were acquired, 12 new exploration wells were drilled and additional 7 gas fields discovered. INAgip developed 9 gas fields with 105 gas reservoirs, drilled more than 40 production wells, installed 19 production platforms and reached average production of approximately 30,000 boe/day.

Key words: northern Adriatic Sea, Po Depression, Pleistocene, sands, gas, field development, Croatia

1. INTRODUCTION IN EXPLORATION HISTORY OF THE NORTHERN ADRIATIC

The history of hydrocarbon exploration in the entire Croatian area of the Adriatic Sea started in 1968, when the ship for marine seismic surveying "Vez" performed the first exploration. Today in this area exist about 45,000 km of 2D seismic lines and 6,200 km² of 3D seismic areas as well as 135 wells. The very first well Jadran-1, using French platform "Neptune", had been drilled in Dugi otok Depression in 1970. Soon, in 1973, is discovered Ivana Gas Field with Jadran-6 well in the areas of Northern Adriatic. Discovered reservoirs in Ivana Field belong to Quaternary sediment of the Po Depression. This discovery initiated investment in three Croatian platforms (named "Panon", "Zagreb" and "Labin"), which resulted in discoveries of new six gas fields in the Northern Adriatic (Ika, Ida, Annamaria, Ksenija, Koraljka and Irma) in the period between 1978-1993.

In February 1996 the work continued by forming a joint venture company between INA (Croatia) and ENI (Italy) for exploration and production of gas from the Northern Adriatic fields. The main reason was great ENI's experience in exploration and production of numerous hydrocarbon fields located in off-shore area of Ravenna, i.e. in sediments of Po River palaeodelta and existing system of pipelines constructed in the Italian part of the Po Depression (off-shore and on-shore). It resulted in successful discoveries of the next seven fields: Marica, Katarina,

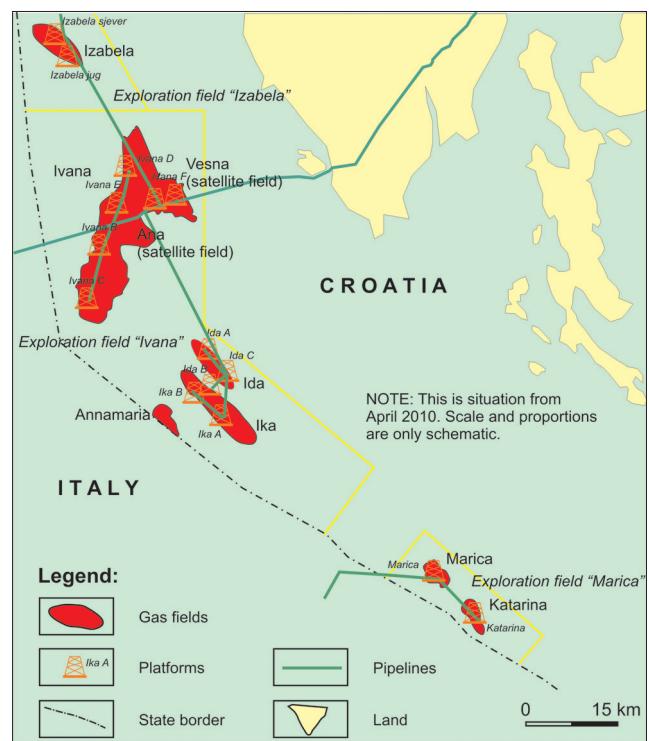


Fig. 1.1. Schematic map of Croatian gas fields in Northern Adriatic

Sl. 1.1. Shematska karta hrvatskih plinskih polja u Sjevernom Jadranu

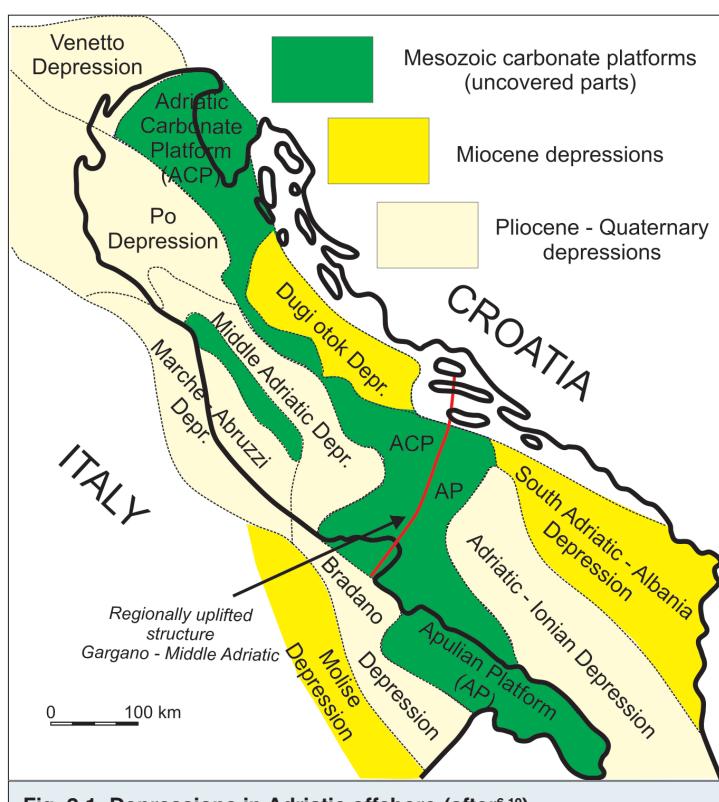


Fig. 2.1. Depressions in Adriatic offshore (after^{6,10})
Sl. 2.1. Depresije u jadranskom podmorju (prema lit.^{6,10})

Ana, Vesna, Irina, Ika-SW, Božica after 1996, with significant reserves of hydrocarbon gas^{8,9}, even if it is compared with reservoirs located in the Croatian part of Pannonian Basin. Large quantities of proven gas reserves, numerous fields and especially reservoirs as well

as partially different depositional conditions for reservoir lithofacies in Pliocene and Pleistocene periods represented reasons for division of the Northern Adriatic into three large exploration fields named Izabela, Ivana and Marica (Figure 1.1).

2. GEOLOGICAL SETTINGS OF THE PLIOCENE AND PLEISTOCENE SEDIMENTS IN NORTHERN ADRIATIC

Adriatic Basin is divided on particular depressions that started to form in Miocene and Pliocene (Figure 2.1). Characteristic Miocene depressions are Dugi otok, South Adriatic-Albania and Molise. Later, in Pliocene, sinking of sea basin bottom caused forming of more depressions, namely Veneto, Po, Marche-Abruzzi, Middle Adriatic, Bradano and Adriatic-Ionian.⁶ Only some areas, like Istra, of the past Adriatic Carbonate Platform (AdCP) were not covered with younger (Cenozoic) sediments. The Croatian gas fields analyzed here belong to SE part of the Po Depression, which is one of the largest and youngest Adriatic depressions.

The largest part of the Po Depression today is located onshore, between Southern Alps and Apennines, but this nowadays alpine area was covered by the sea during Pliocene, spreading to margins of Istrian part of AdCP. Generally, the Po Depression is filled by sediments of Pliocene, Pleistocene and Holocene age. Siliciclastic detritus have origin from Alps and partially from Apennines.⁸ Total thickness can locally overreach 6000 m in the Italian part, but generally the depositional systems in entire part (Croatian and Italian) resulted in different facies of delta and prodelta, which interrupted hemipelagic, basin sedimentation. These facies differences resulted in different but correlative lithostratigraphic nomenclature in the Croatian and Italian parts of the Po Depression that is given in Table 2.1.

During Pliocene and Pleistocene the material in the Po Depression was mainly transported by palaeo Po River, including subsidiaries and other rivers like Adige River that still today transports detritus in the Po Depression, and possible Piave River that is a main detritus source for the Veneto Depression. In any case, all detritus transported on and along the sea bottom in the Po Depression had been deposited, with turbidites, in different lithofacies of delta and prodelta. In the Croatian part the dominant was prodelta environment, due to the distance from Po palaeodelta to Italian palaeocoast. This palaeodelta extended periodically towards SE, mostly in Quaternary glacial periods^{3,10}, when mechanisms of sea-

Table 2.1. Lithostratigraphy nomenclature in the Po Depression¹⁰

Chronostratigraphic units	Lithostratigraphic formations		
	Croatian name	Italian name	
Holocene	Ivana	Ravenna	
Pleistocene		Carola	Santerno
Pliocene	Istra	Porto Garibaldi	
		Corsini (exclusive in Italian part)	
		Canopo (exclusive in Italian part)	
		Santerno	
Miocene	Susak	Clara	
		Corinna	
		Schlier	
		Cavanella B	
		Bisciaro	
		Cavanella A	
Oligocene		Scaglia Cinerea	
Eocene (Palaeocene?)		Scaglia	
Mesozoic	Dinaridi	Calcare Del Cellina	

level increasing (alocyclic process) or lateral facies migration (autocyclic process) took place in entire Northern Adriatic. Turbidites transported majority of the material in relatively shallow, hemipelagic environment, with depth up to 200 m, and alteration of turbiditic intervals and hemipelagic facies represents main property of depositional sequences in the Croatian part of the Po Depression during Pliocene and Pleistocene. In such prodelta environment fine-grained sediment indicated on turbidites of low density⁵ or currents with dominantly distal facies of Bouma sequence¹, like Tc, Td and Te. These low energy sediments are in alteration with interturbiditic, hemipelagic interval, often called as Tf⁷.

Numerous Pliocene lithofacies had been defined on locations of the Po palaeodelta slope, i.e. in Italian part of depression. This palaeoslope had been located, compared with contemporary delta around Ravenna, about 200 km W/NW and influence of turbidites created on shallow slope in Croatian part was probably very low or absent, what lasted at least to Upper Pliocene. That is why Pliocene in the Croatian part is mostly represented by basin hemipelagic clays and silts (Istra Formation), which can be easily recognized at the very southeast Croatian gas fields like Katarina and Marica Fields (Figure 1.1).

However, Pleistocene lithofacies are significantly different from Pliocene due to inter-bedding intervals of sands and silts. As Po River delta moved toward SE, more sands and silts had been transported to the Croatian part of depression. Such mostly psamitic facies can be recognized in all Croatian gas reservoirs discovered in Pleistocene sequence (i.e. in Ivana Formation), and are described, e.g., in the Ivana Field.² The total thickness of Pleistocene sediments is between 900 and 1500 m, where particular sandy gas pools can reach thickness of more than 20 m.

3. RESERVOIRS, DEVELOPMENT AND PRODUCTION ON NORTHERN ADRIATIC CROATIAN GAS FIELDS

Gas reservoirs in the Northern Adriatic had been discovered using seismic data (2D and 3D) acquired in the period 1968-2007. Seismic attribute analysis of gas saturated zones showed recognizable attribute anomalies (so called "bright spots"). It was applied in delineation and characterization of reservoirs.

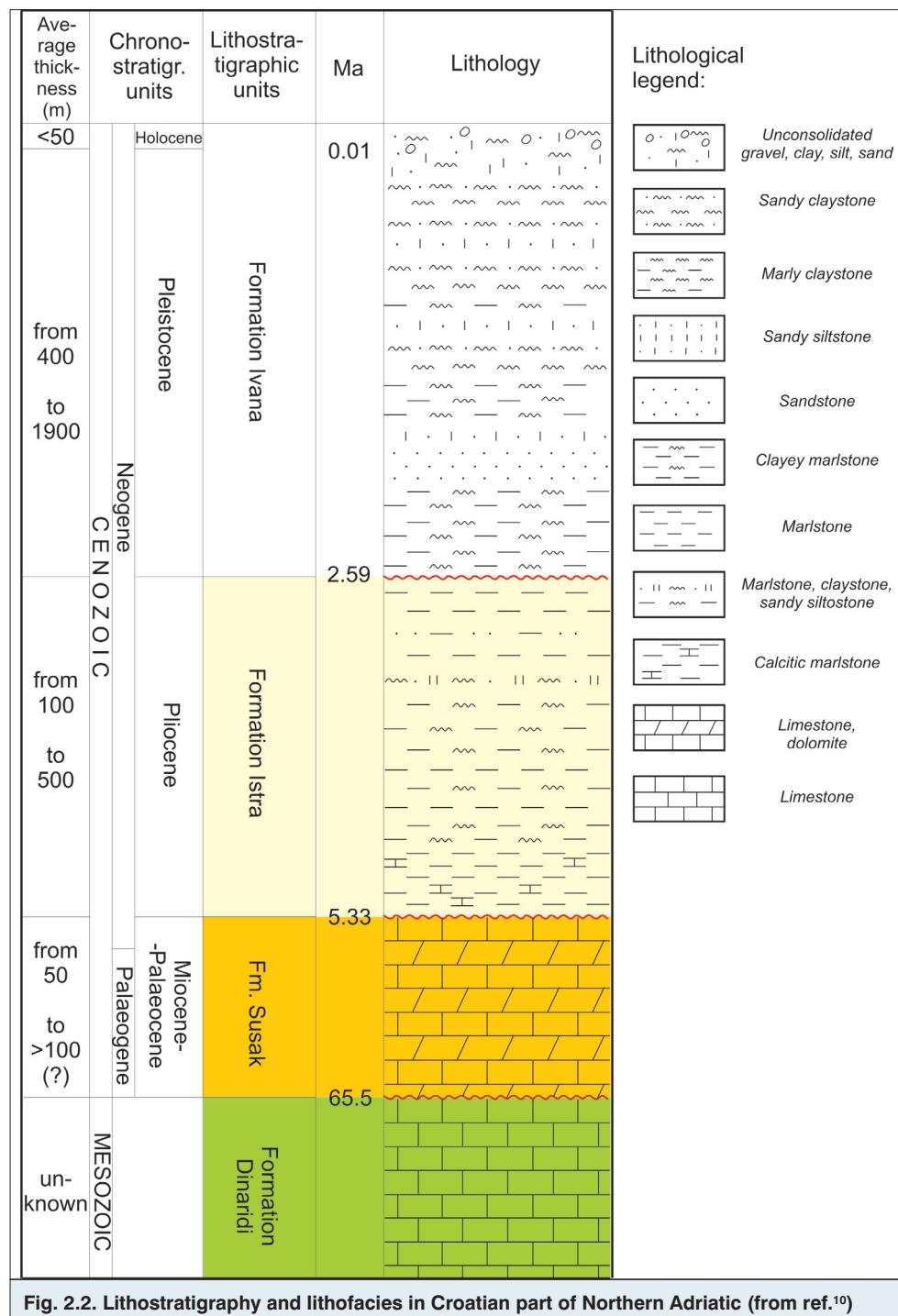


Fig. 2.2. Lithostratigraphy and lithofacies in Croatian part of Northern Adriatic (from ref.¹⁰)
Sl. 2.2. Litostratigrafija i litofacijesi u hrvatskom dijelu Sjevernog Jadrana (iz lit.¹⁰)

Development and production from those gas reservoirs in the Croatian part of the Po Depression started regularly with establishing of joint venture INAgip company in 1996. This process included several phases with spreading of number of platforms and wells through the time. Also, the significant production from this region eventually served as a trigger for planning and construction of pipeline network for supporting gas transport and consumption in southern Croatia (Figure 1.1).

3.1. Development and production

Development of gas fields started in the 1996 and continued in several phases:

- Phase 1 encompassed development of the Ivana Gas Field with four platforms (Ivana A, B, D and E) and construction of connections on pipeline on Italian side. Production started in October 1999.
- Phase 2 included development of Ika and Ida Fields using five platforms, and additional development (Ivana C) and compressor (Ivana K) platform. Moreover, the entire infrastructure for transport on Croatian land was build. All developed fields belong to the exploration field "Ivana". Moreover, this phase also included development in exploration field "Marica", where Marica and Katarina Fields started producing in 2004 and 2006, respectively. This phase ended with 13 active platforms, 34 production wells and more than 300 km of subsea gas pipeline.
- Phase 3 began with the development in 2007 and production in 2009 from the Annamaria, Ana, Vesna and Irina Fields.
- Phase 4 is currently in preparation and will include Ika-SW, Ivana-SW and Božica Fields.

All mentioned gas fields were developed on the basis of the detailed geological model, with special attention on facies distribution, because reservoir ratio of "sand/shale" content is very variable in particular fields. The reason is spatial and temporal migration of turbiditic current, resulting in different distribution of fine-grained psammitic and pelitic detritus.

It means that each field's model needs to be separately evaluated regarding the reservoir boundaries and estimation of proven or probable reserves. Such local approaches to estimation of reserves was very important especially in the areas of thin and silty reservoirs, like the one that had been discovered in Aiza-Laura contract area, i.e. exploration field "Marica" (Figure 1.1). This area extends far to southeast, on the margins of the Po Depression, and during the first stages of exploration the numerical geological risk for each prospect as the base for further development was also calculated. So Krpan et al. (ref.⁴) published such calculation of Probability of Success (POS) based on the estimation of the four geological categories: (1) generation of hydrocarbons, (2) migration, (3) trapping and (4) preservation of hydrocarbons for then named Prospect B. POS

reached 77%, what was base for estimation of potential OGIP (Original Gas In Place) using volumetric method, continuation of drilling and eventually discovering and development of Marica and Katarina Gas Fields.

3.2. Reservoir properties

Productive gas pools are located in unconsolidated sands on depths 600-1250 meters (Ivana Formation) and limestones on depths 1,420-1,470 m (Susak Formation). Sands are rarely replaced by poor consolidated sandstones, but only in the deepest Pleistocene reservoirs. Gas in reservoirs is almost pure methane (more than 98% CH₄ and about 1.6% N₂, 0.2% CO₂), accumulated with pressure gradient slightly higher than 1 bar/10 m, e.g. in Ivana Field 1.02-1.03 bar/10 m (ref.²). The production is currently active from 105 reservoirs.

Lithologically the reservoir sediments consist of fine to very fine grained sands. The amount of detrital matrix in reservoirs is dispersed or concentrated in thin laminae. It is described mainly as mineral smectite, like in the Ivana Field reservoirs, where portion of matrix does not exceed 7% and of carbonate cement is about 8-12%. The initial primary porosity is reduced by later mechanical compaction and chemical alteration.

Most reservoirs are defined by structural traps (Figure 3.1). Those are gentle anticlines or brachianticlines, sometimes characterized by lateral facies changes to-

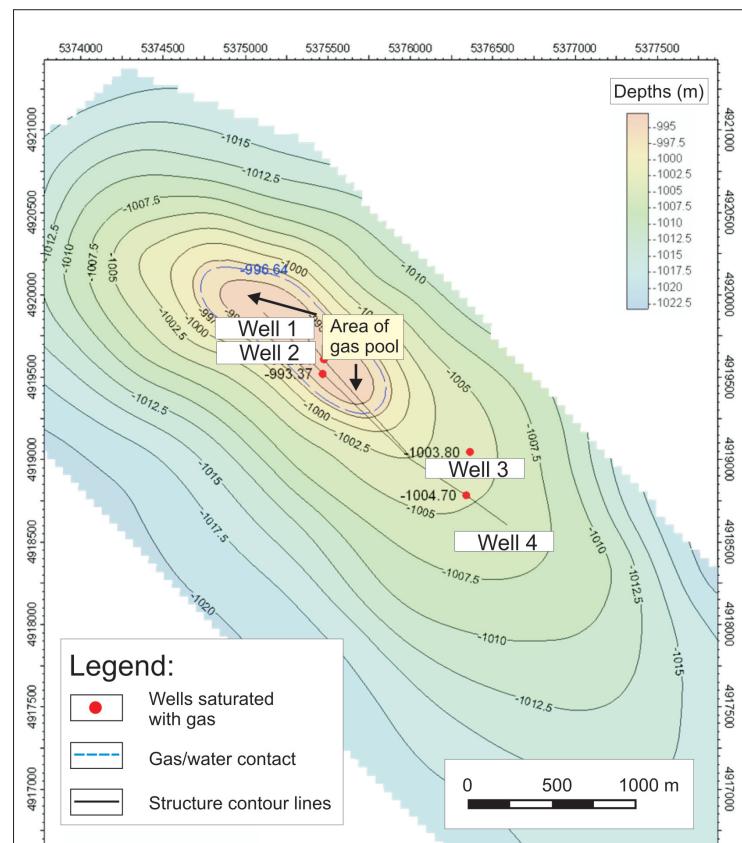


Fig. 3.1. One typical Pleistocene anticline with gas pool in the Northern Adriatic

Sl. 3.1. Tipična pleistocenska antiklinala s ležištem plina u Sjevernom Jadranu

ward deeper, impermeable or poorly permeable parts, defining such also stratigraphic traps. The main trapping mechanism had been differential compaction thanks to the large quantities of hemipelagic sediments (marls, clayey marls, and marly clays) which were periodically interrupted by depositions of sands and silts in Po prodelta. These turbiditic sequences (Tc-e) had the lower rate of compaction than completely pelitic sediments (Tf). Therefore, series of sands and silts after compaction remained as structurally shallower (uplifted) parts, forming anticlines as endpoints for gas migration. This mechanism was also supported with regular folding as results of continuous Quaternary compression in Northern Adriatic area and stress directed from SW to SE. In addition, the oldest Pleistocene reservoirs had been influenced by Mesozoic basement shapes, i.e. with "buried hills".

4. FIELDS DEVELOPMENT AND WELL COMPLETION

The main characteristics of the Northern Adriatic gas fields are set of turbiditic facies that are reservoirs with very low or not at all compaction. It means that primary (inter-granular porosity) in reservoirs range in high values, i.e. between 22-37% and accompanying permeability between 100 and 1,500 mD ($100\text{-}1,500 \times 10^{-15} \text{ m}^2$). However, absence of compaction led to very complex production conditions due to sand and sandy silt flows toward wellbore as results of production, decreasing or reservoir pressure and moving of solid particles (detritus) together with reservoir's fluid flow.

Average reservoir lithofacies consist of about 50% of sand and about 40% of silt, with water saturation between 20-50%. The drilling of such high permeable producing zones should be performed creating the lowest possible formation damage. Therefore, a water based mud had been used to form effective filter cake in order to control and stop fluid loss. Oppositely, testing of oil based mud creates a strong filtrate invasion, which the perforation with gravel pack could not cross. In such cases FracPack technique is considered as the best option for the optimized production. This technique means that a small fracture is created behind casing and the gravel is injected into fracture, also bypassing possible formation damage that could be present around the wellbore. But it could be used only in parts of pools distant from gas/water contact or in the case of pool completely saturated with gas. In other situations, i.e. perforation located close to fluid contact, there is a very high possibility that fracture would connect the well bore and water saturated part of reservoir. In any case, gravel was injected into the perforations in order to support good perforation packing and bypass infiltrated zone. However, the problem with unconsolidated reservoirs is in flow of detritus particles that is accompanied with gas production. Reservoir sand or silt can plug the screen very quickly leading to very high skin. Reservoir detritus can also erode the screen including sand or silt produced, together with gas, at the surface. Technique of gravel packing played the role for stabilizing sand and silt in the Northern Adriatic reservoirs.

It is important to point out that any damaging material, like gravel, injected into reservoir (in this case mostly sand) can reduce the well productivity. Another fine-grained or mud material could also decrease the gravel filter permeability, causing similar reduction of production rate or period. It asked for permanent reaching the maximal cleanliness of perforation and bed using appropriate tubular, tanks, lines and other. Acid pickling of the work string (except of plastic coated) and casing was recommended as cleaning techniques in the described reservoirs. Drilling fluid was continuously projected with goal of minimum invasion in the reservoir pore space.

All mentioned general problems and techniques related to well completion showed that production from unconsolidated Pleistocene reservoirs was not an easy task, especially if the goal was a long-term production with stable rate of gas. It was engineering demanding job including the planning of perforation, fracturing, drilling fluids and maintenance of borehole cleanliness.

5. CONCLUSIONS

The Croatian gas fields located in the SE part of the Po Depression are very important source of hydrocarbons and represent a significant part of the Croatian hydrocarbon gas recoverable reserves. The predictions show that production from these fields will last for the next 20 years. New large discoveries, like the Ivana Field, cannot be expected. However, there are still significant reserves in smaller satellite fields (like Ana and Vesna Fields) or in thin sandy silt layers (<1 m) which can produce with the advanced technology.

Well completion, regarding the thickness of reservoir, location of gas/water contact and saturation, showed the production can be the easiest maintain using gravel packing or FracPack techniques. That was a demanding task with selection of drilling fluid and continuing cleaning of borehole. The next one was projecting well direction, especially for horizontal wells.

INAgip is Croatian-Italian operative joint-venture company in the Northern Adriatic, responsible for three exploration fields (concession fields) where all Croatian gas fields in the Po Depression are located. This company will put much effort, in order to:

- a) To keep the present production rate and continue the new explorations and developments;
- b) Discover new reserves in previously unexplored reservoirs or transform some of the unrecoverable into recoverable reserves.

Gas fields discovered and developed in the Croatian part of the Po Depression, i.e. in the area of the Northern Adriatic, represent the example of successful development and production from geologically very young reservoirs. These Pleistocene sediments are very demanding production target, mostly because they are unconsolidated and sometimes very thin (less than 1 meter). The first fact causes "reservoir detritus flow" toward borehole during production and solving of this sediment property was demanding task in well's completion.

6. REFERENCES

1. Bouma, A.H. (1962) *Sedimentology of some flysch deposits: a graphic approach to facies interpretation*, Amsterdam, Elsevier.
2. Đureković, M., Krpan, M., Pontiggia, M., Ruvo, L., Savino, R. and Volpi, B. (1998) Geological modelling and petrophysical characterisation of turbiditic reservoirs of the Ivana gas field – R. Croatia, *Nafta*, 49, 7/8, 241-258.
3. Kalac, K. (2008) *Biostratigrafsko-kronostratigrafska istraživanja pliocensko-pleistocenskih naslaga u podmorju Jadrana s posebnim osvrtom na klimatske promjene*, Naftaplin, knjiga 45/8, Zagreb.
4. Krpan, M., Đureković, M., Jelić-Balta, J. and Parlov, B. (2001): Geological risk analysis, OGIP estimation, production scenarios and economic evaluation of gas prospects in the Northern Adriatic Sea, *Nafta*, 52, 11, 337-352.
5. Middleton, G.V. & Hampton, M.A. (1976) *Subaqueous sediment transport and deposition by sediment gravity flows* – in: Stanley, D. J. & Swift, D.J.P. (ed.): *Marine Sediment Transport and Environmental Management*, John Wiley, New York.
6. Prelogović, E. and Kranjec, V. (1983) Geološki razvitetak područja Jadranskog mora. *Pomorski zbornik*, 21, 387-405.
7. Van Der Lingen, G.J. (1969) The turbidite problem, *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, 12, 7-50.
8. Velić, J. (2007) *Geologija ležišta nafte i plina*, Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb.
9. Velić, J., Malvić, T., Cvetković, M. & Urbanac, B. (2010) Characteristics of Hydrocarbon Fields in the Croatian Part of the Pannonian Basin, *Oil Gas European Magazine*, 36, 3, 146-147.
10. Velić, J. & Malvić, T. (2011): Depositional conditions during Pliocene and Pleistocene in Northern Adriatic and possible lithostratigraphic division of these rocks (Taložni uvjeti tijekom pliocena i pleistocena u Sjevernom Jadranu te moguća litostratigrafska raščlamba nastalih stijena), *Nafta*, 62, 1-2, 25-38.



Authors:

Tomislav Malvić, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, Department of Geology and Geological Engineering, Pierottijeva 6, 10000 Zagreb,
INA-Industry of Oil Plc., Sector for Geology and Geological Engineering, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Corresponding author e-mail: tomislav.malvic@ina.hr

Miro Đureković, INA-Industry of Oil Plc., Sector for Geology and Geological Engineering, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Želimir Šikonja, INA-Industry of Oil Plc., Sector for Production of Oil&Gas in SE Europe, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Zoran Čogelja, INA-Industry of Oil Plc., Sector for Geology and Geological Engineering, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Tomislav Ilijas, INA-Industry of Oil Plc., Sector for Geology and Geological Engineering, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Igor Kruljac, INA-Industry of Oil Plc., Sector for Geology and Geological Engineering, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Istraživačke i proizvodne aktivnosti u Sjevernom Jadranu (Hrvatska) kao primjer uspješnog zajedničkog ulaganja Ine (Hrvatska) i ENI-ja (Italija)

T. Malvić, M. Đureković, Ž. Šikonja, Z. Čogelja, T. Ilijaš, I. Kruljac

PREGLEDNI ČLANAK

Istraživanje u hrvatskom dijelu Sjevernog Jadrana započelo je 1970. godine snimanjem 2D seizmike te istraživačkim bušenjem. Do 1995. načinjeno je više od 16 000 km 2D seizmičkih profila te 80 bušotina. Tijekom ranih 80-ih godina XX. stoljeća otkriveno je nekoliko plinskih polja koja su kasnije postigla značajnu proizvodnju ugljikovodika. Ležišta plina nalaze se u nekonsolidiranim ili tek slabo konsolidiranim pijescima pleistocenske starosti taloženim u Padskoj depresiji (litostratigrafski pripadaju formaciji Ivana prema hrvatskoj, odnosno formacijama Ravenna i Carola po talijanskoj podjeli). Zamke su strukturnog i strukturno-stratigrafskog tipa, uglavnom oblikovane procesom diferencijalne kompakcije te, manjim dijelom, boranjem, naslijedivanjem oblika mezozojskog paleoreljefa te bočnom promjenom facijesa. Plin je biogenog podrijetla, nastao i nakupljen uglavnom „in situ“, a sastavljen prevladavajuće od metana s vrlo malim udjelom dušika.

Zbog nedostatka infrastrukture u početku proizvodnje te tehničkih problema zbog kontrole kretanja pijeska u ležištu, razrada sjevernojadranskih polja započela je 1996., kada je, za to vrijeme, primijenjena vrlo napredna kontrola proizvodnje iz pijesaka. Većina proizvodnih bušotina tako je opremljena dvostrukom, tj. opremom za visoki protok vode (engl. high rate water pack) i/ili kontrolu kretanja pijeska (engl. FracPack sand control technique). Ta tehnologija se pokazalo vrlo uspješnom kod crpljenja iz nekonsolidiranih ležišta. Primjena kontrole pijeska potaknula je partnera (INA i ENI) da zajednički ulože (preko tvrtke INAgip) u novi ciklus istraživanja i proizvodnje. Tako je od 1996. snimljeno približno 5000 km² 3D seizmike, izbušeno 12 novih istraživačkih bušotina te otkriveno dodatnih 7 plinskih polja. Radom tvrtke INAgip otkriveno je ukupno 105 plinskih ležišta u 9 plinskih polja, načinjeno preko 40 proizvodnih bušotina, instalirano 19 proizvodnih platformi te dosegnuta prosječna proizvodnja oko 30 000 boe/day.

Ključne riječi: Sjeverni Jadran, Padska depresija, pleistocen, pijesci, plin, razrada polja, Hrvatska

1. UKRATKO O POVIJESTI ISTRAŽIVANJA U SJEVERNOM JADRANU

Istraživanje u hrvatskom dijelu Jadranskoga mora započelo je 1968. godine uporabom broda za marinska seizmička istraživanja „Vez“. Danas u tom prostoru postoji snimljeno oko 45 000 km 2D seizmičkih profila, 6200 km² 3D seizmike te je načinjeno 135 bušotina. Prva bušotina bila je Jadran-1 izbušena pomoću francuske platforme „Neptune“ u području Dugootočke depresije 1970. godine. Uskoro, 1973. godine, otkriveno je plinsko polje Ivana bušotoninom Jadran-6 i to u području Sjevernog Jadrana. Ležišta su smještena u kvartarnim sedimentima istaloženim u području Padske depresije. To otkriće potaklo je nabavu tri hrvatske platforme (Panon, Zagreb i Labin) što je rezultiralo otkrićem još šest plinskih polja u tom prostoru (Ika, Ida, Annamaria, Ksemija, Koraljka i Irma) u razdoblju 1978.-1993.

U veljači 1996. stvorena je zajednička tvrtka INE (Hrvatska) i ENI-ja (Italija) za istraživanje i proizvodnju plina iz sjevernojadranskih polja (INAgip). Jedan od glavnih razloga za zajedničko ulaganje bilo je ENI-jevo veliko iskustvo u istraživanju i proizvodnji iz velikog

broja polja smještenih u podmorju blizu Ravenne, tj. u sedimentima paleodelte rijeke Po, kao i postojanje sustava podmorskih i kopnenih cjevovoda na talijanskoj strani. Djelatnošću tvrtke INAgip otkriveno je još sedam novih polja nakon 1996. i to polja Marica, Katarina, Ana, Vesna, Irina, IKA-SW i Božica sa značajnim rezervama ugljikovodičnog plina^{8,9}, čak i ako se u obzir uzmu ležišta u hrvatskom dijelu Panonskoga bazena. Velike količine dokazanih rezervi plina, brojna polja i posebno ležišta, kao i djelomice različiti taložni uvjeti ležišnih litofacijesa u pliocenu i pleistocenu, bili su razlozi za podjelu sjevernojadranskog područje u tri velika istraživačka polja nazvana Izabela, Ivana i Marica (slika 1.1).

2. GEOLOŠKI ODNOSSI PLIOCENSKIH I PLEISTOCENSKIH SEDIMENATA U SJEVERNOM JADRANU

Jadranski bazen podijeljen je u nekoliko depresija koje su se oblikovale u miocenu i pliocenu (slika 2.1). Pri tomu su kao miocenske depresije izdvojene depresije Dugi otok, Južnojadransko-albanska i Moliška. Kasnije, u pliocenu, tonjenje dna bazena uzrokovalo je stvaranje novih, mlađih depresija. To su Venecijanska, Padska,

Marche-Abruzzi, Srednjojadranska, Bradano i Jadransko-jonska⁶. Samo neka područja bazena, poput Istre ili dijelova Jadranske karbonatne platforme (JKP) nisu danas prekrivena kenozojskim sedimentima. Hrvatska plinska polja prikazan u radu pripadaju jugoistočnom dijelu Padske depresije, koja je ujedno jedna od najvećih u Jadranu.

Najveći dio Padske depresije danas se nalazi na kopnu, između Južnih Alpi i Apenina, gdje je to alpsko područje bilo tijekom pliocena prekriveno morem, koje se pružalo sve do ruba istarskog dijela JKP-a. Tako je Padska depresija prekrivena sedimentima pliocenske, pleistocenske i holocenske starosti. Siliciklastični detritus podrijetlom je iz Alpi, te manjim dijelom iz Apenina⁸. Njegova ukupna debljina može lokalno biti veća od 6 000 m u talijanskom dijelu, no općenito su taložni sustavi u cijeloj depresiji (hrvatskom i talijanskom dijelu) rezultirali u različitim facijesima delte i prodelte, koji su prekidani s hemipelagičkom bazenskom sedimentacijom. Ti faciesi su obuhvaćeni različitom litostratigrafskom nomenklaturom u hrvatskom i talijanskom dijelu Padske depresije, no moguće ih je korelirati (tablica 2.1).

Tijekom pliocena i pleistocena materijal u Padskoj depresiji uglavnom je prenošen paleotokom rijeke Po, uključujući pritoke i druge rijeke poput rijeke Adige koja i danas taloži detritus u depresiji, a moguće je i utjecaj rijeke Piave koja je glavni izvor materijala u Venecijanskoj depresiji. U svakom slučaju, cijelokupni materijal u podmorju Padske depresije bio je taložen turbiditima, tj. u različitim litofacijesima delte i prodelte. U hrvatskom dijelu bio je dominantan litofacijes prodelte, zbog udaljenosti od paleodelte rijeke Po na talijanskoj obali. Takva paleodelta periodički se širila prema jugoistoku, uglavnom u kvartarnim glacijalnim razdobljima^{3,10}, kada je mehanizam porasta morske razine (autociklički proces) ili bočne migracije facijesa (autociklički proces) djelovao u cijelom sjevernojadranskom prostoru. Turbiditi su prenosili glavninu materijala u relativno plitkom, hemipelagičkom okolišu, s dubinama do 200 metara, a izmjena turbiditskih i hemipelagičkih facijesa glavno je obilježje taložnih sekvencija u hrvatskom dijelu Padske depresije tijekom pliocena i pleistocena. U takvim prodeltama sitnozrnnati sedimenti ukazuju na turbidite niske gustoće⁵ ili struje dominantno distalnih facijesa Bouma sekvencije¹, poput Tc, Td i Te. Ti sedimenti taloženi u okolišima male energije prijenosa nalaze se u izmjeni s meduturbiditskim, hemipelagičkim intervalom, često nazvanim Tf⁷.

Brojni pliocenski litofacijesi dokazani su na padini paleodelte rijeke Po, tj. u talijanskom dijelu depresije. Ta

Tablica 2.1. Litostratigrafska nomenklatura u Padskoj depresiji (iz lit.¹⁰)

Kronostratigrafske jedinice	Litostratigrafske formacije	
	Hrvatski naziv	Talijanski naziv
Holocen	Ivana	Ravenna
Pleistocen		Carola
		Porto Garibaldi
	Istra	Corsini (exclusive in Italian part)
		Canopo (exclusive in Italian part)
		Santerno
Pliocen		Santerno
Miocen	Susak	Clara
		Corinna
		Schlier
		Cavanella B
		Bisciaro
		Cavanella A
Oligocen		Scaglia Cinerea
Eocen (Paleocen?)		Scaglia
Mezozoik	Dinaridi	Calcare Del Cellina

padina bila je tada smještena, u usporedbi s današnjom deltom oko Ravenne, oko 200 km zapadno/sjeverozapadno, te je utjecaj turbidita stvorenih na toj plitkoj padini u hrvatskom dijelu depresije bio vrlo mali ili ga uopće nije bilo. To je razlog zašto je pliocen u hrvatskom dijelu uglavnom predstavljen hemipelagičkim glinama i siltovima (formacija Istra), koji vrlo lako mogu biti prepoznati na najjugoistočnijim hrvatskim plinskim poljima poput Katarine i Marice (slika 1.1).

Međutim, pleistocenski litofacijesi su značajno drugačiji od pliocenskih, jer su obilježeni izmjenom pjesaka i siltova. Kako se delta rijeke Po pomicala prema jugoistoku, više je pjeska i silta doseglo hrvatski dio depresije. Takvi, uglavnom psamitski facijesi, mogu biti raspoznati u svim hrvatskim ležištima otkrivenim u pleistocenskim sekvencijama (unutar formacije Ivana), a opisani su na primjer u polju Ivana.² Ukupna debljina pleistocenskih sedimenata kreće se između 900 i 1500 metara, unutar čega pojedina pješčana ležišta mogu imati debljinu veću od 20 metara.

3. LEŽIŠTA, RAZRADA I PROIZVODNJA U SJEVERNOJADRANSKIM PLINSKIM POLJIMA

Plinska polja u Sjevernom Jadranu otkrivena su uporabom seizmičkih (2D i 3D) podataka, prikupljenim između 1968. i 2007. godine. Analiza seizmičkih atributa zona zasićenih plinom ukazala je na prepoznatljive atributne anomalije (tzv. engl. *bright spot*), što je upotrijebljeno za okonturivanje i karakterizaciju ležišta.

Razrada i proizvodnja iz tih plinskih ležišta u hrvatskom dijelu Padske depresije počela je nakon

stvaranja zajedničke hrvatsko-talijanske tvrtke INAgip, 1996. godine. To se odvijalo kroz nekoliko razdoblja koja su obuhvaćala sve veći broj platformi i bušotina. Značajna proizvodnja potaknula je prvo planiranje, a zatim gradnju cjevovoda za prijenos plina i do hrvatske obale (slika 1.1).

3.1. Razrada i proizvodnja

Godine 1996. započela je razrada plinskih polja koja se odvijala kroz nekoliko razdoblja:

- Razdoblje 1 obuhvatilo je razradu plinskog polja Ivana s četiri platforme (Ivana A, B, D i E) te povezivanje s cjevovodima na talijanskoj strani. Proizvodnja je započela u listopadu 1999.
- Razdoblje 2 uključilo je razradu polja Ika i Ida uporabom pet platformi, uz dodanu razradnu (Ivana C) i kompresorsku (Ivana K). Nadalje, izgrađena je cjelokupna infrastruktura za transport do hrvatskog ozemlja. Sva razrađena polja pripadaju istraživačkom polju „Ivana“. Također je načinjena i razrada istraživačkog polja „Marica“ na kojem su polja Marica i Katarina počela proizvoditi 2004. i 2006. godine. Na kraju toga razdoblja postojalo je 13 aktivnih platformi, 34 proizvodne bušotine te preko 300 km podmorskog cjevovoda.
- Razdoblje 3 započelo je razradom u 2007. godini, te proizvodnjom u 2009. godini i to s polja Annamaria, Ana, Vesna i Irina.
- Razdoblje 4 je u postupku planiranja, a uključit će radove u poljima Ika-SW, Ivana-SW te Božica.

Sva opisana plinska polja razrađena su na temelju detaljnoga geološkog modela, s posebnim naglaskom na kartiranje raspodjele facijesa, jer je odnos propusnog i nepropusnog sedimenta u ležištu vrlo promjenjiv, čak i unutar pojedinačnog polja. Razlog toj pojavi je u prostornoj i vremenskoj migraciji turbidita, što je za posljedicu imalo različitu razdiobu sitnozrnatoga psamitskoga te pelitnoga detritusa.

Zato je svaki model polja trebao pojedinačno biti procijenjen uzimajući u obzir granice ležišta te dokazane ili potencijalne rezerve. Tako, nazovimo ga lokalni, pristup procjeni rezervi imao je veliku važnosti u područjima tankih ili siltnih ležišta, poput onih koja su otkrivena na koncesiji Aiza-Laura, tj. unutar granica istraživačkog polja Marica (slika 1.1). To se područje ujedno širi prema jugoistoku, do ruba Padske depresije, te je stoga tijekom početne istraživačke faze trebao numerički biti izračunat geološki rizik za svaki pojedinačni prospekt. Ta vrijednost bila je osnova za buduću razradu. Tako su Krpan et al. (lit.⁴) objavili izračun vjerojatnosti uspjeha (engl. *Probability Of Success*, abbr. POS) temeljen na procjeni četiriju geoloških kategorija: (1) stvaranja ugljikovodika, (2) migracije, (3) zamki i (4) očuvanja ugljikovodika za prospekt B. Izračunati POS iznosio je 77%, što je predstavljalo osnovu za izračun potencijalnih rezervi ugljikovodika volumetrijskom metodom (engl. *Original Gas In Place*, abbr. OGIP). Na temelju tih vrijednosti su izrađene bušotine, te otkrivene i razrađene rezerve u plinskim poljima Marica i Katarina.

3.2. Svojstva ležišta

Ležišta iz kojih se proizvodi plin nalaze se u nekonsolidiranim pijescima na dubinama od 600 do 1 250 metara (unutar formacije Ivana) te vapnencima na 1 420 - 1 470 metara (formacija Susak). Pijesci rijetko prelaze u slabo konsolidirane pješčenjake, no samo u najdubljim dijelovima pleistocenskih ležišta. Plin je gotovo u cijelosti čisti metan (preko 98% te oko 1,6% N₂, 0,2% CO₂), u ležištima gdje je gradijent tlaka tek malo iznad 1 bara/10 metara. Na primjer u polju Ivana taj gradijent iznosi 1,02-1,03 bara/10 metara (lit.²). Proizvodnja se trenutno odvija iz 105 ležišta.

Litološki ležišni pijesci su sitnozrnati do vrlo sitnozrnati. Udjel detritičnog matriksa je raspršen kroz ležište, no može biti nakupljen i u vidu lamina. Taj matriks je uglavnom mineral smeđit, poput onoga u ležištima polja Ivana, gdje udjel cijelog matriksa ne prelazi 7%, a karbonatnog cementa 8-12%. Početna primarna poroznost je smanjenja zbog djelovanja mehaničke kompakcije i kemijske izmjene sedimenata.

Većina ležišta nalazi se u strukturnim zamkama (slika 3.1). To su „blage“ antiklinale (malih nagiba krila) ili brahiantiklinale, ponekad obilježene boćnim promjenama facijesa prema dubljim, nepropusnim ili slabo propusnim dijelovima. Na taj način su ponegdje oblikovane i stratigrafske zamke. Glavni mehanizam oblikovanja zamki bila je diferencijalna kompakcija, zbog velikih količina hemipelagičkih sedimenata (lapora, glinovitih laporanih i laporovitih glina), koji su periodički „prekidani“ taloženjem pjesaka i siltova iz prodelte rijeke Po. Takve turbiditne sekvencije (Tc-e) su bile podložne manjem stupnju kompakcije negoli potpuno pelitni sedimenti (Tf). Stoga su dijelovi s pjeskom i siltom, nakon kompakcije, preostali kao struktorno plići dijelovi (uzdignuti), oblikujući antiklinale i zamke na putu migracije plina. Taj mehanizam bio je dodatno naglašen kontinuiranim boranjem kao posljedicom kvartarne kompresije u Sjevernom Jadranu zbog stresa iz smjerova od jugozapada do jugoistoka. Također, najstarija pleistocenska ležišta bila su oblikom pod utjecajem mezozojske podine kao izdignutog paleoreljeфа (engl. buried hills).

4. RAZRADA POLJA I PRIPREMA BUŠOTINA ZA PROIZVODNJU

Glavna obilježje sjevernojadranskih plinskih polja je niz turbiditnih facijesa u kojima su nekonsolidirana ili vrlo slabo konsolidirana ležišta. To znači da primarna (međuzrnska) poroznost u ležištima varira u vrlo širokim granicama, tj. između 22 i 37%, te je prateća poroznost između 100 i 1500 mD (100-1,500x10⁻¹⁵ m²). Međutim, nepostojanje kompakcije uzrokuje vrlo složene proizvodne uvjete, jer se javlja tok pjesaka i sulta iz ležišta prema bušotini. Zbog toga tijekom proizvodnje dolazi do brzoga pada ležišnog tlaka ili gibanja čvrstih čestica (detritusa) prema perforacijama.

Prosječni ležišni litofacijes sastoji se od oko 50% pjesaka i 40% sulta, uz zasićenje vodom između 20 i 50%. Bušenje i proizvodnja u tako iznimno propusnim zonama treba se planirati tako da je oštećenje sloja najmanje moguće. Zbog toga je isplaka na bazi slatke

vode rabljena i u cilju stvaranja efikasnog isplačnog kolača, a kako bi se spriječio gubitak fluida kod bušenja. Testirana je i uporaba isplake na bazi nafte, no infiltrirana i isprana zona su bile prevelike te se kasnije nije mogao primijeniti, za efikasno održavanje perforacija, šljunčani zapis (engl. *gravel pack*). Zato je razmatrana te uporabljena tzv. „FracPack“ tehnika za postizanje optimalne proizvodnje. Ona se temelji na izradi malih frakturna iza zacevljenja, te utiskivanju šljunka u te frakture. Na taj način se izbjegava oštećenje sloja u okolini kanala bušotine. No, takav postupak moguće je primijeniti samo u onim dijelovima ležišta koji su udaljeni od kontakta plina i vode ili onima u potpunosti zasićenim ugljikovodicima (bez utvrđenog kontakta). U suprotnom, perforacije koje bi se eventualno izradile u blizini spomenutog kontakta vjerojatno bi prouzročile povezivanje kanala bušotine i vodom zasićenog dijela ležišta, a upravo kroz frakturnu. U svakom slučaju, uloga šljunka je da održava perforacije otvorenima što je duže mogućim. To je posebno važno u nekonsolidiranim ležištima gdje postoji „tok“ detritusa zajedno s proizvodnim fluidom (ovdje je to plin). Tada pijesak ili silt mogu začepiti perforaciju vrlo brzo. Detritus također može erodirati i kanal bušotine, jer se tijekom proizvodnje pridobiva na površini zajedno s fluidom. Zato je tehnika „pakiranja“ šljunka imala je veliku ulogu u održavanju proizvodnje na Sjevernom Jadranu.

Važno je naglasiti kako bilo koji materijal s potencijalom za oštećenje kanala ili perforacije, utisnut u ležište (u ovom primjeru pješčano) može smanjiti proizvodnju. I ostali sitnozrnati ili glinoviti materijali mogu vremenom smanjiti propusnost takvoga šljunčanog „filtera“, uzrokujući smanjenje proizvodnje ili njezinoga trajanja. Zato se periodički radilo na održavanju čistoće takvih zasipa te uporabi odgovarajuće opreme i kiselinske obradbe (osim na plastičnim dijelovima). Isplačni fluid je tijekom cijelog vremena bio projektiran u cilju njegova najmanjeg mogućeg prodora u porni prostor ležišta.

Svi opisani problemi i tehnike primjenjene kod stavljanja bušotina u proizvodnju pokazali su kako je proizvodnja iz nekonsolidiranih pleistocenskih ležišta bila zahtjevan postupak. To posebno vrijedi ako se uzme u obzir planirana dugoročna proizvodnja sa stabilnim količinama plina. Takav inženjerski zahtjevan posao obuhvatio je niz operacija, uključujući planiranje perforacija, frakturna, odabir bušačeg fluida te održavanje čistoće kanala bušotine.

5. ZAKLJUČCI

Hrvatska plinska polja, smještena u jugoistočnom dijelu Padske depresije, predstavljaju vrlo važan izvor ugljikovodika te sadrže značajan dio hrvatskih pridobivih plinskih rezervi. Predviđanja ukazuju kako će proizvodnja iz tih polja potrajati još najmanje 20 godina. Nova velika otkrića, poput polja Ivana, više se ne očekuju. Međutim, postoje značajne rezerve u satelitskim poljima (poput Ane ili Vesne) te u tankim pjeskovito-siltnim slojevima (<1 metra) iz kojih će se moći proizvoditi uporabom napredne tehnologije.

Priprema bušotina, bez obzira na debjinu ležišta ili dubinu kontakta plina i vode, ukazala je da je proizvodnju najlakše održavati uporabom „šljunčanog zapisa“ ili „FracPack“ tehnikom. Bio je to, zbog niza razloga, zahtijevan zadatak koji je uključivao ispravan odabir bušačeg fluida te stalno čišćenje kanala bušotine. Također, puno pažnje i točnosti je zahtijevala izrada horizontalnih bušotina.

INAgip je zajednička hrvatsko-talijanska operativna tvrtka koja djeluje u Sjevernom Jadranu. Odgovorna je za tri istraživačka polja (koncesije) unutar kojih se nalaze sve hrvatska plinska ležišta otkrivena u sedimentima rijeke Po. U budućnosti aktivnosti te tvrtke odvijat će se u nekoliko smjerova:

- Održavanju trenutne razine proizvodnje te nastavljanju istraživanja i razrade;
- Otkrivanju novih rezervi u prethodno neistraženim ležištima ili razradom ranije nepridobivih u pridobive rezerve.

Hrvatska plinska polja unutar Padske depresije, tj. u području Sjevernog Jadranu, primjer su vrlo uspješne razrade i proizvodnje iz geološki vrlo mlađih ležišta. Pleistocenske taložine su vrlo zahtjevan proizvodni objekt, prvenstveno jer se radi nekonsolidiranim i ponegdje vrlo tankim slojevima (debljina manjih od 1 metra). Prvi razlog (nekonsolidiranost) uzrok je „toku“ detritusa u kanal bušotine. Rješavanje toga problema bio je vrlo zahtjevan inženjerski zadatak kod pripreme bušotina za proizvodnju.



Autori:

Tomislav Malvić, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zavod za geologiju i geološko inženjerstvo, Pierottijeva 6, 10000 Zagreb, INA-Industrija nafta d.d., Sektor za geologiju i geološko inženjerstvo, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Dopisni autor, e-adresa: tomislav.malvic@ina.hr

Miro Đureković, INA-Industrija nafta d.d., Sektor za geologiju i geološko inženjerstvo, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Želimir Šikonja, INA-Industrija nafta d.d., Sektor za proizvodnju nafti i plina u JI Europi, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Zoran Čogelja, INA-Industrija nafta d.d., Sektor za geologiju i geološko inženjerstvo, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Tomislav Ilijas, INA-Industrija nafta d.d., Sektor za geologiju i geološko inženjerstvo, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

Igor Kruljac, INA-Industrija nafta d.d., Sektor za geologiju i geološko inženjerstvo, Šubićeva 29, 10000 Zagreb.

UDK : 550.8 : 553.98 : 551.7.022.033 (45) (497.5)

550.8	geološka istraživanja
553.98	ležišta plina
551.7.022.033	litostatografija, pliocen, pleistocen
(45)	R. Italija
(497.5)	R. Hrvatska (Sjeverni Jadran)