

**LOŽISKÁ UHLOVODÍKOV VO VÝCHODOSLOVENSKOM
NEOGÉNE***(11 obr. v texte)*

RUDOLF RUDINEC*

Месторождения углеводородов и неогене Восточной Словакии

V neogéne Vostочной Словакии разведкой за последних двадцать лет были разведаны промышленные месторождения газа Трговище — Поздишовце, Стретава, Птрукша и Бановце. Нефть встречается только в виде минералогических проявлений. В работе описывается геологическое строение и некоторые вопросы относительно происхождения и аккумуляции нефти и газов в этой области.

**Les gîtes de carbures dans le Néogène
de la Slovaquie Orientale**

Au cours de vingt années de recherches géologiques on a découvert dans le Néogène de la Slovaquie Orientale des gîtes industriels de gaz, comme à Trhovište — Pozdišovce, Stretava, Ptrukša et à Bánovce. La présence du pétrole dont la structure cet article décrit, est d'un caractère minéralogique. L'auteur présente aussi quelques questions concernant la genèse et l'accumulation de résines se trouvant dans cette région.

Od začatia prvého hlbokého vrtu Sečovce-1 vo východoslovenskom neogéne v roku 1954 uplynulo viac ako 20 rokov. Za ten čas sa v spomínanej oblasti vyhlbilo 2433 vrtov plytkého štruktúrneho prieskumu (Cf 300), 374 vrtov stredne hlbokého štruktúrneho prieskumu (Cf 600) a 145 hlbokých vrtov.

Príspevok si kladie za cieľ podať ucelený obraz o náležištiach¹ plynu a ropy

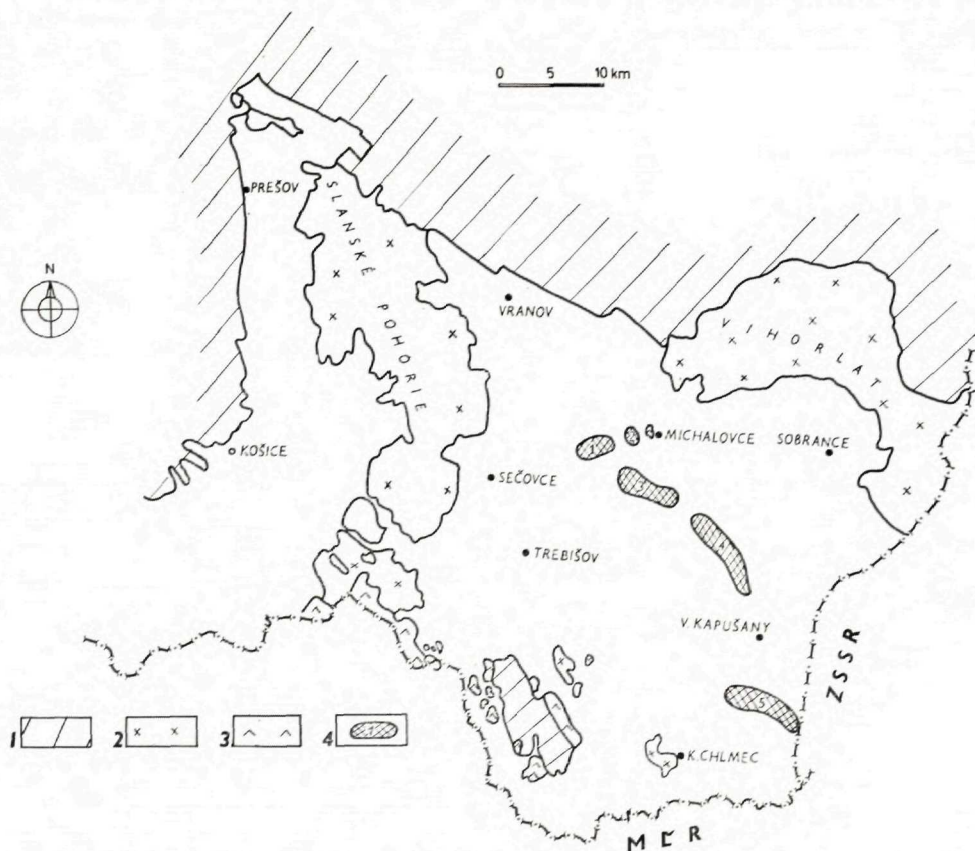
¹ Termín náležište používam ako súborné označenie viacerých ložísk uhľovodíkov v jednej štruktúre. Pod pojmom ložisko sa rozumie jedna nasýtená vrstva.

* Ing. Rudolf Rudinec, Nafta, n. p., 071 01 Michalovce.

vo východoslovenskom neogéne. Z nálezísk plynu v príspevku podrobnejšie analyzujeme najmä nálezisko Pozdišovce-stredná kryha, Pozdišovce — Trhovište, Bánovce — Lastomír, Stretava a Ptrukša, ako aj niektoré ďalšie prejavy živíc v iných štruktúrach.

Všeobecná charakteristika roponosných a plynonosných pascí

Doterajšie práce naftového prieskumu vo východoslovenskom neogéne objavili prvé priemyselné akumulácie zemného plynu. Aj keď ide o relatívne malé náleziská, ich ekonomický prínos je vzhľadom na geografickú polohu nesporný.



Obr. 1. Prehľadná mapa plynových nálezísk v Potiskej nížine

1 — predneogenné útvary, 2 — andezity, 3 — ryolity, 4 — plynové náleziská (1. Pozdišovce — Trhovište, 2. Pozdišovce-stredná kryha, 3. Bánovce — Lastomír, 4. Stretava, 5. Ptrukša)

Fig. 1. General map showing gas pools in the Potiská nížina (R. Rudinec 1974)

1 — Pre-Neogene formations, 2 — andesite, 3 — rhyolite, 4 — gas pools (1. Pozdišovce — Trhovište, 2. Pozdišovce-middle block, 3. Bánovce — Lastomír, 4. Stretava, 5. Ptrukša)

Akumulácie a prejavy plynu v oblasti boli zistené okrem pliocénu vo všetkých známych neogénnych súvrstviach. Ich množstvo však v jednotlivých súvrstviach kolíše. Podobné rozdiely sú aj v priestorovom rozmiestení.

Z rozšírenia dodnes známych hospodársky významných nálezísk vidieť, že sa viažu najmä na severovýchodné krídlo panvy.

Výskyt kvapalných uhlíkovodíkov (ropy) bol vo východoslovenskom neogéne zistený vo viacerých súvrstviach, ale možno ho charakterizovať viac-menej len ako mineralogický.

Skôr ako pristúpime k podrobnejšej charakteristike najvýznamnejších plynových nálezísk tohto územia, uvedieme niekoľko poznámok ku klasifikácii pascí a kolektorov.

V súčasnosti je viacero systémov na klasifikáciu ropných a plynových pascí, ale ani jeden z nich nezahŕňa v plnej miere rôznorodosť, ktorá je v prírode.

Na základe štúdia mnohotvárnosti objavených ložísk predložila skupina sovietskych naftových geológov na VIII. svetovom naftovom kongrese v Moskve (A. G. A l e s k i n et al. 1971) návrh delenia na šesť skupín.

Hlavné skupiny: A. štruktúrna,
B. litologická,
C. stratigrafická.

Skupiny (podskupiny), ktoré sú kombináciou hlavných skupín:

A — B. štruktúrno-litologická,
A — C. štruktúrno-stratigrafická,
B — C. litologicko-stratigrafická.

Podľa tohto delenia ide vo východoslovenskom neogéne o štruktúrno-litologický typ pascí. Vytváral sa v priebehu sedimentácie za pôsobenia tektonických pohybov, ktoré viedli k deformácii vyklíňujúcich vrstiev.

Zdá sa, že vo väčšine plynových nálezísk je mechanizmus vzniku ich štruktúrnej stavby založený na jednom hlavnom a ďalšom k nemu protiklonnom zlome (Trhovište — Pozdišovce, Stretava, Bánovce n/Ondavou).

Najčastejším kolektorom vo východoslovenskom neogéne je slabo spevnený rôznorodý piesok, v niektorých prípadoch až silne piesčité il, stredno- a hrubozrnný pieskovec a konglomeráty. Vo všetkých piesčitých polohách s vápenatým základným tmelom sa v rozličnom množstve vyskytuje tufická prímes sopečného materiálu, ktorá má negatívny vplyv na jednu z najdôležitejších vlastností kolektora, na priepustnosť. Prímes sopečného materiálu nielenže znižuje priepustnosť, ale aj znemožňuje jej sekundárne zvýšenie pri intenzifikačných prácach (kyselinovania a pod.). Všetky tieto kolektory možno globálne hodnotiť ako vrstvovité.

Podľa zistenia sú kolektormi aj sopečné pyroklastiká, najmä tufy, ba dokonca aj sekundárne rozpukané andezity. V podloží neogénu sú dobrými kolektormi silne rozpukané dolomity a dolomitické vápence.

Charakteristika plynových nálezísk vo východoslovenskom neogéne

Nálezisko Trhovište — Pozdišovce
(obr. 2 a 3)

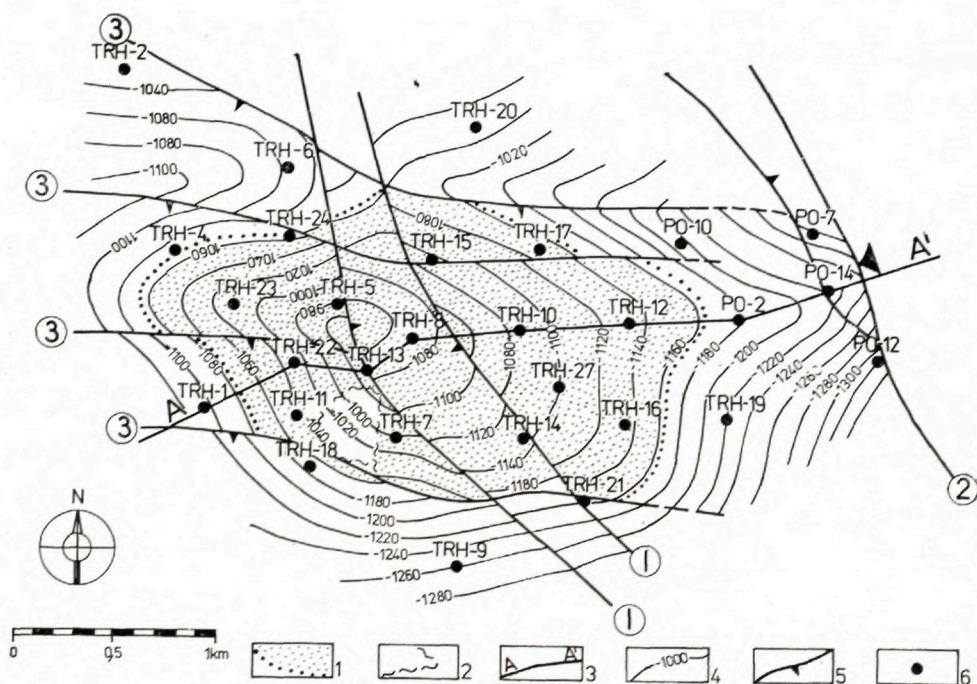
Nálezisko zemného plynu Trhovište — Pozdišovce je v severnej časti Potiskej

nížiny, asi 10 km západne od Michaloviec (D. Ďurica — R. Rudinec 1967). Vyhlbilo sa tu 29 vrtov a ich výsledky poskytli obraz o úložných pomeroch a rozsahu plynonosnej plochy.

Ako ukazuje obr. 3, hlboké vrty v štruktúre prevrtali súvrstvia spodného sarmatu, vrchného badenu (rotálievový a bolivino-buliminový vývoj), stredného badenu (zóna aglutinancií), spodného badenu a zachytili súvrstvia karpátu.

Litologicky sú všetky súvrstvia vybudované z pelitov a detritov v rozličnom zastúpení. Detritická zložka prevláda najmä vo vrchnom badene, v rotálievom vývoji a v spodnom badene. Jednotlivé plynové ložiská sú vo vrchnom rotálievom badene. Pováčšine ide o lokálne šošovkovité obzory, ktoré na krátku vzdialenosť vyslieňujú a opätovne sa objavujú.

Priebeh doterajšej ťažby ukázal na pestrý faciálny vývoj a vyslieňovanie jednotlivých piesčitých vrstvičiek a vrstiev aj vnútri relatívne dobre korelova-



Obr. 2. Štruktúrna mapa povrchu hlavného plynového horizontu (h) vo vrchnom badene na plynovom náležišti Trhovište — Pozdišove

1 — plynová časť, 2 — vyslieňovanie obzoru, 3 — geologický rez, 4 — štruktúrne línie, 5 — zlomy (1. — trhovištský, 2. močaransko-topľanské, 3. trhovištské priečne), 6. — vrty

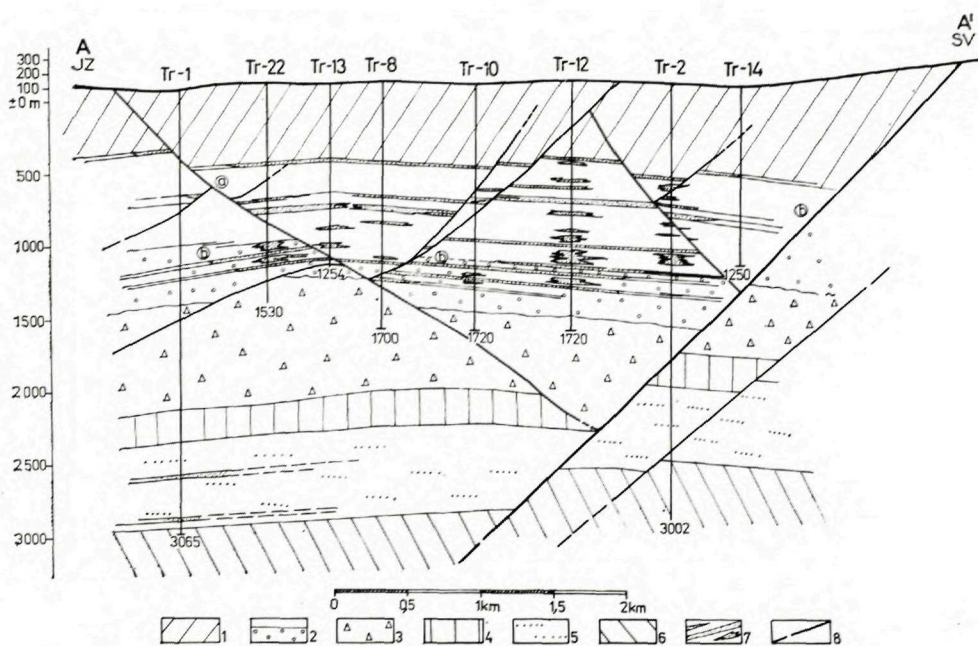
Fig. 2. Trhovište — Pozdišove gas pool

Structural map of the surface of the main gas horizon in the Upper Badenian — Rotalia development (R. Rudinec 1974)

1 — Gaseous part, 2 — marly development of the horizon, 3 — geological section, 4 — structural lines, 5 — faults (1. Trhovište, 2. Močarany — Topľa, 3. Trhovište cross faults), 6. — wells

teľných piesčitych komplexov (Trhovište-8-13).

Z hľadiska geologickej stavby predstavuje nálezisko Trhovište — Pozdišovce brachyantiklinálu pretiahnutú východo-západným smerom (obr. 2). Brachyantiklinálu porušuje rad zlomov poklesového charakteru, ktoré rozdeľujú produktívnu časť náleziska na rad samostatných tektonických celkov. V širšom kontexte sa štruktúra viaže na poklesnutú kryhu močarianskeho zlomového pásma, ktoré je v severnej časti panvy dominujúcim tektonickým elementom. Vrchol štruktúry sa viaže na trhovišťský zlom, severozápado-juhovýchodného smeru, ktorý je protiklonným zlomom k močarianskemu zlomovému pásmu (obr. 3). Oba tieto zlomy pôsobili syngeneticky vo vrchnom badene, a tak trhovišťský zlom treba chápať ako vyrovnávací. Okrem toho štruktúru porušuje ďalší systém paralelných trhovišťských priečných zlomov východo-západného smeru s úklonom na juh.



Obr. 3. Pozdĺžny geologický rez plynovým náleziskom Trhovište — Pozdišovce
 1 — spodný sarmat, 2 — vrchný baden — rotaliový vývoj, 3 — vrchný baden — bolivino-buliminová zóna, 4 — stredný baden — zóna aglutinácií, 5 — spodný baden, — 6 karpát, 7 — plynový obzor, b — hlavný plynový horizont, 8 — zlomy a) trhovišťský, b) močaransko-topľanské)

Fig. 3. Longitudinal section through the Trhovište — Pozdišovce gas pool (R. Rudinec 1974)

1 — Lower Sarmatian, 2 — Upper Badenian — Rotalia development, 3 — Upper Badenian — Bolivino-Bulimina Zone, 4 — Middle Badenian — Agglutinantia Zone, 5 — Lower Badenian, 6 — Karpatian, 7 — gas horizons, b — main gas horizon, 8 — faults (a) Trhovište fault, b. Močarany-Topľa fault)

Geologické ocenenie

Plynové horizonty sú na náležišti Trhovište — Pozdišovce v hĺbkovom intervale od 500—1500 m. Okrem plynonosného piesku z bázy spodného sarmatu všetky ostatné patria do rotálieového vývoja vrchného badenu. Mocnosť produktívnych pieskov, resp. komplexov je od 1—2 do 20 m. Kolektorom je slabo spevnený piesok, príp. silne piesčitý vápenatý íl, stredno- až hrubozrnný slabo tufitický pieskovec, miestami až konglomeráty. Faciálny charakter kolektorov je plošne veľmi nestabilný. Sčasti to možno vidieť na priloženom reze (obr. 3). Variabilné fyzikálne vlastnosti kolektorov sa odzrkadľujú v produkcii z jednotlivých ložísk.

Na celom náležišti bolo vyčlenených iba sedem stálejších obzorov, ostatné sa prejavujú ako lokálne šošovky s malým plošným rozsahom. Najväčší počet takýchto šošoviek zachytil vrt Trhovište-12 (39 obzorov).

Pórovitosť piesku kolíše v rozsahu 14—29 % a priepustnosť sa pohybuje medzi 9 až 292 mD.

O kolísavej priepustnosti obzorov svedčia aj veľké rozdiely v kapacite plynu, ktorá sa pohybuje od 20 000 Nm³/24 hod. až do milióna, poväčšine od 100—400 tisíc Nm³/24 hod.

Podľa obsahu vyšších uhľovodíkov možno plyn charakterizovať ako suchý až slabo gazolinický. Priemerný obsah gazolínu na 1 Nm³ je okolo 10 g. Podľa Englerovej destilačnej krivky sa na jeho zložení zúčastňujú hlavne uhľovodíky C₃, C₄, C₅ až C₈, pričom podstatný podiel pripadá na C₃ (od 86 do 92 %), zvyšok na ostatné.

Priemerné zloženie plynu je: metán 91,2 %, propán 1,8 %, bután 0,1 %, dusík 0,6 %, etán 5,2 %, CO₂ 0,4 %, hustota 0,6174, výhrevnosť (vlhký) 8 072 kcal/m³. Ložiskový tlak jednotlivých obzorov je o 3—15 atp vyšší ako hydrostatický.

Medzi plynovými obzormi sú ďalšie priepustné piesčité horizonty, ktoré sú zavodené. Voda v nich je silne mineralizovaná, alkalicko-slaná, je natriovo-bi-karbonátového typu s celkovou mineralizáciou 8 200—24 000 mg/l.

Priebeh doterajšej ťažby ukazuje, že v jednotlivých ložiskách ide o expanzný režim. Konfrontácia zásob vypočítaných objemovou metódou a metódou poklesu tlaku, ktorú poskytol doterajší priebeh ťažby, ukazuje, že vypočítané zásoby (okolo 1 miliardy Nm³) plynu sú na predmetnom náležišti reálne.

Pre úplnosť treba ešte uviesť, že plynové obzory s malou kapacitou zistil na náležišti Trhovište — Pozdišovce aj vrt Trhovište-1 v súvrství spodného badenu (obr. 3).

Náležište Stretava

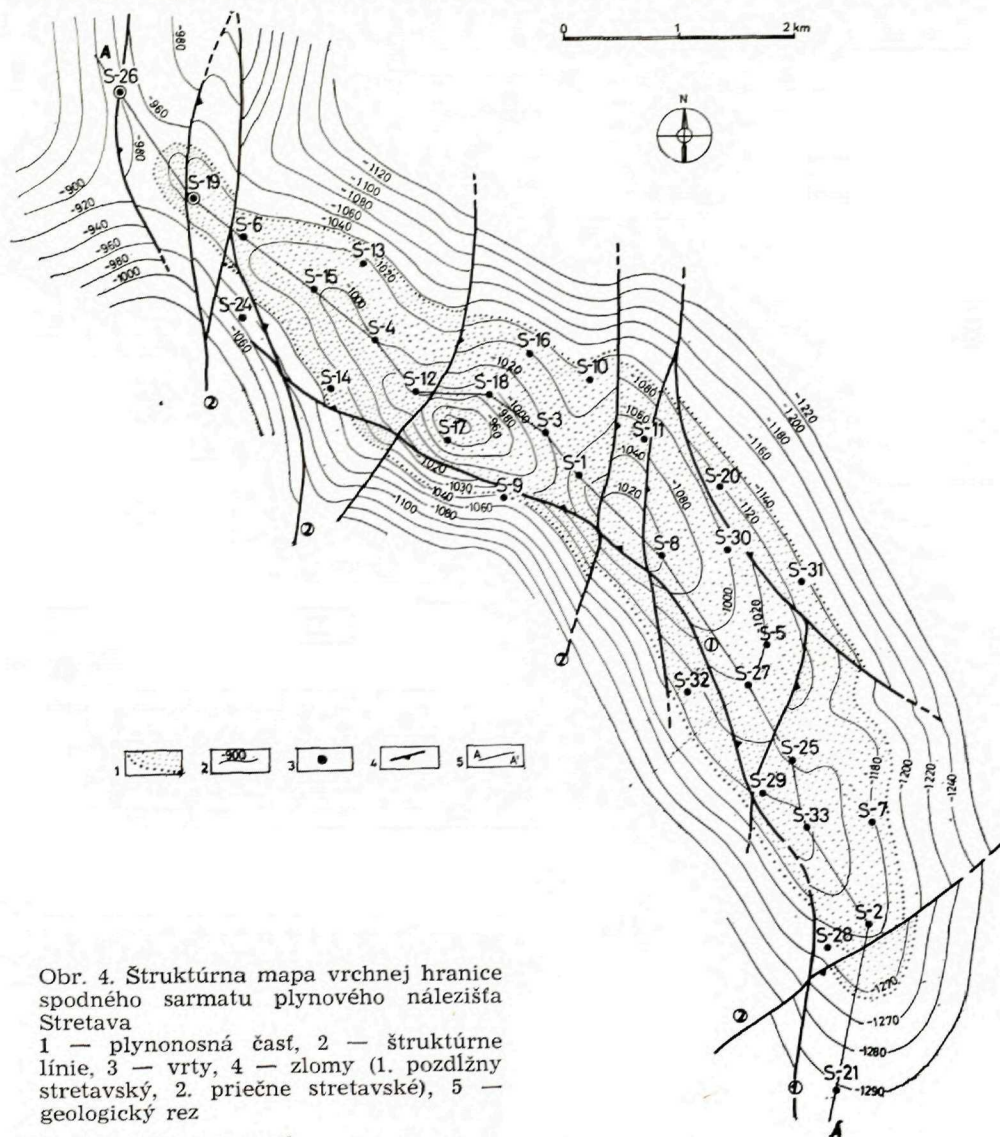
(obr. 4 a 5)

Náležište zemného plynu Stretava sa nachádza okolo 15 km juhovýchodne od Michaloviec, približne medzi obcami Palín a Pavlovce n/U. Prieskum náležišta je okrem niektorých doplnkov v juhovýchodnej časti ukončený. V roku 1973 sa začala priemyslová ťažba zo severozápadnej časti náležišta.

Doteraz bolo na náležišti vyhlbených 31 vrtov. Niektoré z nich, ako ukazuje obr. 5, dosiahli značnú hĺbku a prevrtali väčšiu časť badenu. Výsledky podrobného prieskumu umožňujú zostaviť podrobnú štruktúrnú mapu, ktorá dáva

obraz o geologickej stavbe náležišta a jeho plynosnej ploche (obr. 4). Geologickou stavbou náležišta Stretava sa zaoberajú správy R. Rudinca a C. Teresku (1966), E. Palšovej a C. Teresku (1966), E. Palšovej a C. Teresku (1973).

Ako ukazuje obr. 5, hlboké vrty prevrtali súvrstvie pliocénu, vyššieho sar-



Obr. 4. Štruktúrna mapa vrchnej hranice spodného sarmatu plynového náležišta Stretava

1 — plynosná časť, 2 — štruktúrne línie, 3 — vrty, 4 — zlomy (1. pozdĺžny stretavský, 2. priečne stretavské), 5 — geologický rez

Fig. 4. Stretava gas pool
Structural map of the upper boundary of the Lower Sarmatian (according to C. Teresku 1973 modified and supplemented by R. Rudinec 1974)
1 — Gas-bearing part of the pool, 2 — structural lines, 3 — wells, 4 — faults (1. longitudinal Stretava fault, 2. Stretava cross faults), 5 — geological section

matu, spodného sarmatu, vrchný baden — sterilnú časť a bolivino-buliminovú zónu a zachytili stredný baden.

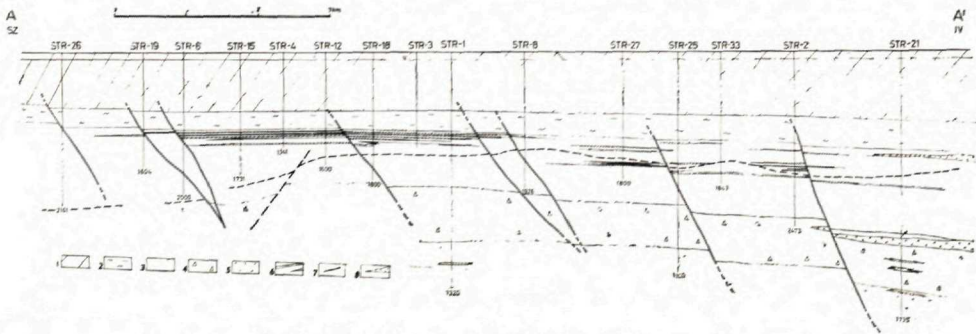
Na litologickom charaktere súvrství sa zúčastňuje v rozličnom pomere hlavne íl, vápenatý íl, piesok, pieskovec, tufitický pieskovec, ryolitové tufy a tufity, v južnej časti andezit a jeho pyroklastiká.

Najvýraznejšie dobre priepustné piesčité vrstvy, príp. piesčité komplexy sú v súvrství spodného sarmatu a v strednom badene. Okrem jedného prípadu z vrtu Stretava-7 (hĺbka 3050 m) nebol zo spodnejších súvrství zistený hospodársky prítok plynu.

Hospodársky významné plynové horizonty boli overené v súvrství spodného sarmatu. Toto súvrstvie buduje hlavne sivý zelenkastý vápenatý íl, v ktorom sú piesčité vrstvy až piesčité komplexy budované jemno- až strednozrnnými vápenatými pieskoveciami s tufitickou prímiesou. Okrem toho sa vo vrchnej časti profilu regionálne vyskytuje dobre korelovateľný horizont ryolitového tufitu. Južnej časti štruktúry sa periférne dotýkajú prúdy andezitu prichádzajúce z vulkanickej štruktúry Beša — Čičarovce (obr. 5).

Z hľadiska štruktúrnej stavby predstavuje elevácia Stretava výraznú brachyantiklinálu silne pretiahnutú približne do smeru S — J. Je to vlastne plikativno-vrásová štruktúra, ktorá sa prejavuje od pliocénu až po baden. Vznik tejto elevácie geneticky súvisí s tektonickými pohybmi, ktoré sa začali vo vrchnom badene, pôsobili v sarmate a doznievali v pliocéne.

Stretavskú štruktúru detailne rozdeľuje rad zlomov poklesového charakteru. Všetky pôsobili ako syngenetické poruchy spolu s močariansko-toplianskym zlomovým pásmom, ktoré prebieha východne do štruktúry. Výška skoku jednotlivých zlomov je relatívne malá a pohybuje sa priemerne v desiatkach metrov. Dominantným tektonickým prvkom je pozdĺžny stretavský zlom, ktorý má smer SZ — JV a úklon na severovýchod a prechádza v produktívnych plynových obzoroch vrcholovou časťou štruktúry. Vo vzťahu k močarianskemu



Obr. 5. Pozdĺžny geologický rez plynovým nálezištom Stretava
1 — pliocén, 2 — vyšší sarmat, 3 — spodný sarmat, 4 — vrchný baden, 5 — stredný baden, 6 — plynové obzory, 7 — zlomy, 8 — andezitové prúdy

Fig. 5. Longitudinal geological section through the Stretava gas pool (R. Rudinec 1974)

1 — Pliocene, 2 — Upper Sarmatian, 3 — Lower Sarmatian, 4 — Upper Badenian, 5 — Middle Badenian, 6 — gas horizons, 7 — faults, 8 — andesite flows

zlomovému pásmu ide o protiklonný — vyrovnávajúci zlom. Okrem toho eleváciu rozdrobuje rad priečných málo výrazných zlomov smeru SZ — JV s úklonom na juhovýchod.

Geologické ocenenie

Plynové ložiská náležišťa Stretava sú v hĺbkovom intervale 1100—1800 m a stratigraficky patria do spodného sarmatu. Na náležišti je v plynonosnom intervale vyčlenených päť regionálnejších pieskov. Najlepšie sú tieto obzory rozšírené v severozápadnej časti náležišťa, približne od vrtu Str-8 na severozápad. V juhovýchodnej časti sa regionálnejšie drží vlastne len jeden horizont. Okrem piatich výraznejších pieskov sú tu aj ďalšie šošovkovité pozitívne obzory lokálneho rozšírenia.

Faciálny vývoj pieskov je veľmi variabilný. To sa odzrkadľuje v ich fyzikálnych parametroch, najmä v priepustnosti, ktorá je priamo závislá od kapacity plynu.

Priemerné hodnoty získané priamymi alebo nepriamymi metódami sú pri pórovitosti 16,7 ‰ a v priepustnosti 61 mD.

Kapacita plynových sond má pomerne široký rozptyl. V severozápadnej časti náležišťa sa pohybuje od 17 600—1 100 000 Nm³/24 hod. V juhovýchodnej časti je pomerne nižšia a pohybuje sa od 5000—96 000 Nm³/24 hod. a len ojedinele má hodnoty 200—500 tisíc (Str-24 a 32).

Plyn väčšiny ložísk je slabo gazolinický, s priemerným obsahom gazolínu na 1 Nm³ okolo 10—11 g.

Osobitne vysoký obsah gazolínu má plyn z piateho plynového obzoru, okolo 200—250 g/Nm³ plynu. Podľa chromatografického rozboru sú v gazolíne tieto uhľovodíky: C₄ — 3,9 ‰, C₅ — 9,4 ‰, C₆ — 9,0 ‰, C₇ — 16,2 ‰, C₈ — 20,5 ‰, zvyšok pripadá na vyššie uhľovodíky.

Priemerné zloženie plynu je: metán 90,35 ‰, propán 1,5 ‰, bután 0,4 ‰, pentán 0,1 ‰, dusík 2,7 ‰, CO₂ 0,35 ‰, hutnota 0,6152, výhrevnosť 8 143 kcal/m³.

Veľmi zaujímavé a zároveň komplikované sú tlakové pomery štruktúry Stretava. Ložiskový tlak tu vykazuje niekoľko anomálií (R. R u d i n e c 1970). Ich bližšie poznanie si vyžiadalo práve v tejto oblasti veľké náklady (erupcie vrtov Stretava 2, 10 a 15). Dnes v záverečnom štádiu prieskumu možno na tejto štruktúre vyčleniť vo vzťahu k hĺbke vcelku tri tlakové pásma. Prvé tlakové pásmo v intervale 1000—1600 m sa vyznačuje ložiskovým tlakom o 4—20 ‰ vyšším, ako je hydrostatický tlak. Druhé tlakové pásmo v intervale 1600—2000 m má ložiskový tlak o 25—40 ‰ vyšší ako hydrostatický. V treťom tlakovom pásme v hĺbke 2600—3700 m je ložiskový tlak o 64—91 ‰ vyšší ako hydrostatický. Príčiny anomálnych tlakových pomerov tejto lokality nie sú doteraz uspokojivo vysvetlené.

Vzhľadom na charakter ložísk a výsledok krátkodobej ťažby sa predpokladá expanzný režim väčšiny ložísk. Aj keď elevácia Stretava patrí z hľadiska štruktúrnej stavby medzi najvýraznejšie elevácie v panve, jej produktívna plocha je relatívne malá. Zásoba plynu v spodnom sarmate (približne 1 miliarda) je dôkazom, že z tohto hľadiska ide o chudobnú eleváciu.

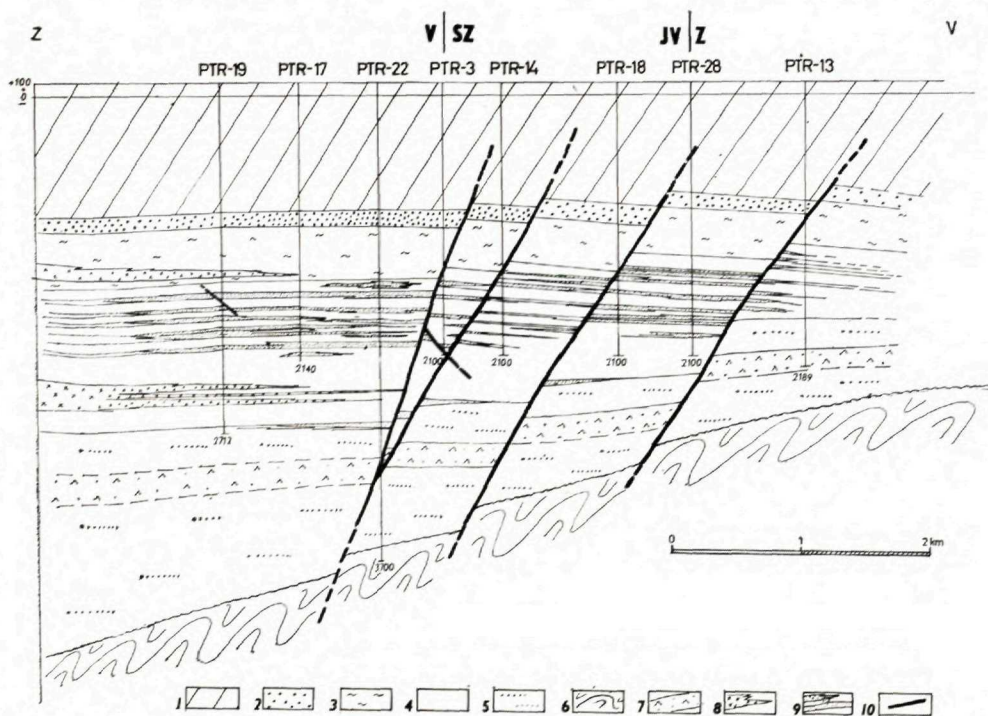
V piesčitých priepustných vrstvách alebo za kontúrou plyn — voda je v súvrství spodného sarmatu silne mineralizovaná slaná voda kalciovo-chlori-

dového typu s mineralizáciou 10 600–60 000 mg/l.

Okrem spomenutých plynových horizontov sa takmer vo všetkých hlbokých vrtoch zistili plynové horizonty aj v badenskom súvrství, avšak azda okrem vrtu Stretava-7 sú to prítoky bez väčšieho hospodárskeho významu. Na druhej strane treba pripomenúť, že komplikované tlakové pomery nútia v priebehu hĺbenia používať ťažký barytový výplach, ktorého negatívny vplyv na málo priepustné obzory je nesporný. Problém definitívneho hodnotenia spodnejších neogénnych súvrství, ako aj predneogénneho podložja v tejto oblasti zostáva preto doteraz otvorený.

Nálezisko Ptrukša (obr. 6, 7)

Plynové nálezisko Ptrukša sa nachádza v juhovýchodnej časti Potiskej nížiny



Obr. 6. Štruktúrna mapa vrchnej hranice spodného sarmatu plynového náleziska Ptrukša

1 – plynonosná časť náleziska, 2 – štruktúrne línie, 3 – vrty, 4 – zlomy (1. priečne ptrukšanské, 2. pozdĺžne ptrukšanské), 5 – geologický rez, 6 – rieka Latorica

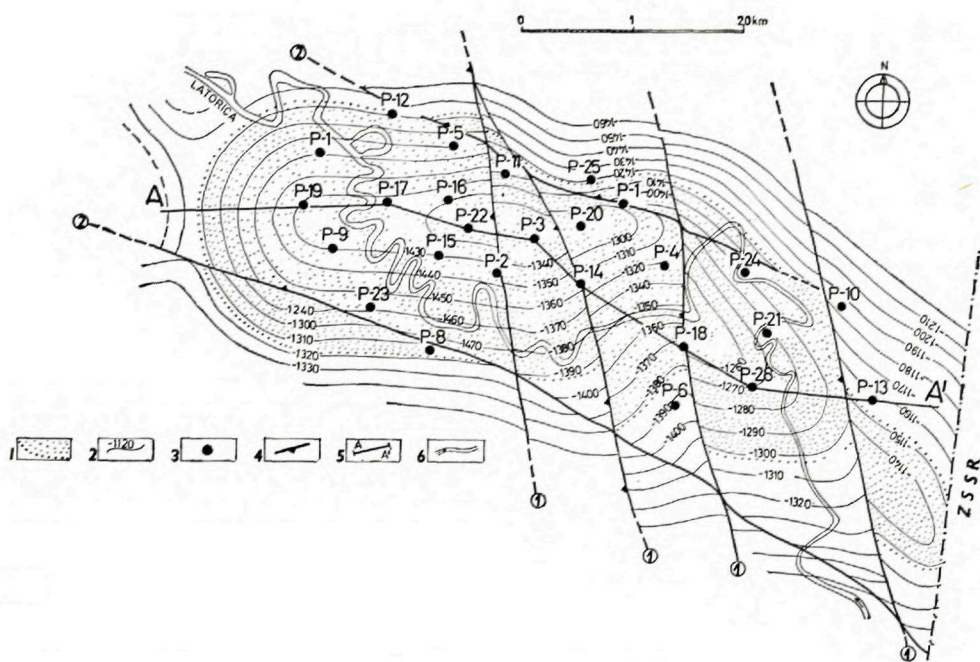
Fig. 6. Structural map of the upper boundary of the Lower Sarmatian (according to J. Čverčka, modified and supplemented by R. Rudinec 1974)

1 – Gas-bearing part of the pool, 2 – structural lines, 3 – wells, 4 – faults (1. Ptrukša cross faults, 2. longitudinal Ptrukša faults), 5 – geological section, 6 – Latorica river

v blízkosti československo-sovietskych hraníc, asi 8 km južne od Veľkých Kapušian. Vrcholová — plynonosná časť štruktúry je v povodí rieky Latorica. V súčasnosti je vrtný prieskum plynových ložísk v záverečnom štádiu. Začala sa výstavba plynového strediska a v roku 1976 sa má začať ťažba zemného plynu.

Doteraz bolo na nálezisku vyhlbených 26 vrtov. Z nich vrty Ptrukša-2, 7 a 22 prevrtali celú neogénnu výplň a zachytili jej podložie. Geologické a ložiskovo-geologické pomery územia opisujú práce R. Rudinca a J. Čverčka (1970), J. Čverčka a R. Rudinca (1972) a R. Rudinca et al. (1974).

Zatiaľ čo plynové štruktúry Trhovište—Pozdišovce a Stretava patrili k okrajovým eleváciám viažúcim sa na severovýchodné krídlo panvy, štruktúra Ptrukša predstavuje vnútropanvovú eleváciu. Z hľadiska štruktúrnej formy ide o brychyantiklinálu s vrcholom pretiahnutým východo-západným smerom, pri-



Obr. 7. Pozdĺžny geologický rez plynovým náleziskom Ptrukša

1 — pliocén, 2 — vrchný sarmat, 3 — stredný sarmat, 4 — spodný sarmat, 5 — vrchný a stredný baden, — 6 — paleozoické podložie, 7 — ryolitový tufiticko-piesčitý komplex, 8 — andezitové prúdy, 9 — plynové obzory, 10 — zlomy

Fig. 7. Longitudinal geological section through the Ptrukša gas pool (R. Rudinec 1974)

1 — Pliocene, 2 — Upper Sarmatian, 3 — Middle Sarmatian, 4 — Lower Sarmatian, 5 — Upper and Middle Badenian, 6 — Palaeozoic basement, 7 — rhyolite tuffaceous-sandy complex, 8 — andesite flows, 9 — gas horizons, 10 — faults

čom sa jej východná vrcholová časť stáča pomerne prudko na juhovýchod (obr. 6). Podobne ako všetky štruktúry vo východoslovenskom neogéne je aj ona rozrušená radom zlomov poklesového charakteru.

Ako ukazuje obr. 7, na elevácii bolo prevrútané súvrstvie pliocénu, vrchného, stredného a spodného sarmatu, vrchného a stredného badenu a zachytené predneogénne podložie. Neogénny komplex sedimentov leží diskordantne na starom paleozoickom podloží, ktoré, ako ukazujú geofyzikálne a vrtné výsledky, monoklinálne stúpa od západu na východ. Podložie budujú slabo metamorfované arkózy, pieskovce a fylity, ktoré prechádzajú do chloritických, sericitických a grafitických bridlic. Stratigraficky ide asi o perm (O. F u s á n 1966). Tektonicky sa tieto horniny zaraďujú do zemplínskeho bloku (R. R u d i n e c — J. S l á v i k 1972).

Najspodnejším neogénnym súvrstviem, ktoré leží diskordantne na starom fundamente, sú sedimenty stredného badenu, ktorých mocnosť narastá od východu na západ.

Na litologickom zložení jednotlivých neogénnych súvrství sa v rozličnom zastúpení podobne ako inde zúčastňuje hlavne vápenatý íl, v spodnejších súvrstviach až ílovec, piesok, štrk, rôznozrnný pieskovec a tufitický pieskovec. V súvrství stredného a spodného sarmatu sa v západnej časti náležišťa objavujú andezitové prúdy, ktoré sem zasahujú z výrazného pochovaného vulkanického masívu Beša—Čičarovce. Vrchol masívu je asi 6—10 km západne. Produkt kyslého vulkanizmu — ryolitový tufiticko-piesčitý komplex — bol zistený na rozhraní vrchného a stredného badenu.

Okrem pliocénu sú dobre priepustné piesčité vrstvy alebo piesčité komplexy hlavne vo vrchnom a spodnom sarmate. Veľmi výrazný a dobre korelovateľný je asi 120 m mocný piesčitý komplex vrchného sarmatu, ktorý má regionálne rozšírenie po celom ložisku. Vzhľadom na svoju stavbu môže tento komplex perspektívne slúžiť ako plynový zásobník.

Z ekonomického hľadiska sú najdôležitejšie piesky v spodnom sarmate, a to najmä v jeho vrchnej polovici. Jednotlivé piesčité vrstvy, ktoré sú kolektormi, majú veľmi premenlivý faciálny vývoj vo vertikálnom a v laterálnom smere.

Zlomy, ktoré porušujú štruktúru, sa vyskytujú hlavne v dvoch smeroch približne severo-južnom a severo-západo-juhovýchodnom. Ide o poruchy založené vo vrchnom badene, ktoré pôsobili syngeneticky najmä v spodnom sarmate a ich činnosť sa skončila v pliocéne. Do tohto obdobia kladieme aj vznik elevácie Ptrukša. V dôsledku poklesov po priečných a pozdĺžnych ptrukšianskych zlomoch dochádzalo v spodnom sarmate k deformácii vrstiev a vznikla štruktúra s vrcholom medzi vrtní Ptrukša-22 a 20. Pozoruhodný je tvar východnej časti štruktúry, ktorá sa pomerne prudko stáča na juhovýchod. Stôčenie vrcholu svedčí o tom, že pri poklesávaní sa táto časť štruktúry horizontálne posunula smerom na juh.

Geologické ocenenie

Plynové ložiská s hospodárskym významom boli doteraz overené na nálezíšti Ptrukša iba v súvrství spodného sarmatu v hĺbkovom intervale 1500 až 2100 m. Kolektory, v ktorých sa vyskytuje plyn, buduje stredno- až hrubozrnný slabo spevnený pieskovec, miestami ojedinele až konglomeráty, ktoré obsahujú

tufický materiál v rozličnom zastúpení. Ďalej je to jemnozrnný spevnený pieskovec, pomerne silne preslienený. Pestrá škála kolektorov sa odzrkadľuje aj na ich fyzikálnych parametroch, pórovitosti a najmä priepustnosti, ktorá veľmi kolíše.

Všeobecne možno povedať, že aj keď je na nálezíšti pomerne dost plynových obzorov, regionálnejšie sa len ťažko jednoznačne korelujú. Ide skôr o plošne obmedzené lokálnejšie šošovkovité obzory, ktoré vyslieňujú a iné sa opätovne objavujú. Okrem týchto zmien vidieť faciálnu variabilnosť aj vnútri jednotlivých pieskov, čo sa adekvátne odzrkadľuje v zhoršenej priepustnosti.

Podľa priamych aj nepriamych údajov pórovitosť jednotlivých pieskov silne kolíše od 13–24 % a v priemere je okolo 18 %. Rovnako má veľký rozptyl aj permeabilita, a to niekoľko desiatok, resp. sto mD.

Aj produkcia z jednotlivých plynových ložísk má pomerne veľký rozptyl a pohybuje sa v rozmedzí niekoľko tisíc $\text{Nm}^3/24$ hod. až do 1 270 000 $\text{Nm}^3/24$ hod. Charakteristickým príkladom veľkých faciálnych zmien je skutočnosť, že vo vrte Ptrukša-1 bol zistený rad plynových obzorov v spodnom sarmate, ktorých kapacita sa pohybovala od 2000–7000 $\text{Nm}^3/24$ hod., takže vrt bol nakoniec ako negatívny zrušený. Na druhej strane sa vo vrte Ptrukša-19, ktorý je od vrtu Ptrukša-1 vzdialený smerom na juh iba 500 m, zistila v ekvivalentných plynových obzoroch kapacita plynu priemerne od 100 000–1 270 000 $\text{Nm}^3/24$ hod.

Nálezíšte Ptrukša je vzhľadom na vysoký obsah kvapalných uhľovodíkov – gazolínu – už plynovo-kondenzátorovou akumuláciou. Ide prakticky o prvé ložiská tohto typu v Československu. Vysoký obsah gazolínu je vo všetkých skúšaných obzoroch a v priemere sa pohybuje okolo 120 g/Nm^3 plynu. Gazolín má v niektorých častiach nálezíšta veľmi blízke zloženie ako ľahká nafta (Ptr. 28). Aj keď je charakter gazolínu v každom obzore trochu odlišný, podľa chromatografických analýz tvoria 50–65 % uhľovodíkov C_3 , C_4 . . . až C_9 , zvyšok pripadá na vyššie uhľovodíky.

Priemerné zloženie plynu nálezíšta je: metán 87,1 %, etán 6,9 %, propán 2,2 %, bután 0,7 %, pentán 0,15 %, vodík 0,17 %, dusík 2,68 %, CO_2 1,34 %, vŕhrevnosť okolo 7–8 tisíc kcal/m^3 (vlhký).

Na štruktúre Ptrukša je v plynových ložiskách do hĺbky 2100 m ložiskový tlak o 9 % nižší a až o 5 % vyšší ako hydrostatický. V bazálnych súvrstviach sarmatu a badenu je ložiskový tlak vyšší ako hydrostatický o 30–38 %. V zavodnených piesčitých obzoroch v spodnom sarmate alebo za kontúrou plyn – voda sa vyskytuje slaná silne mineralizovaná voda alkalicko-nátriovo-bikarbonátového typu s mineralizáciou 8500–53 500 mg/l .

Na plynovom nálezíšti Ptrukša boli zistené doteraz najväčšie akumulácie živíc vo východoslovenskom neogéne. Zásobou plynu a gazolínu sa zaraďuje medzi najväčšie ložiská v ČSSR.

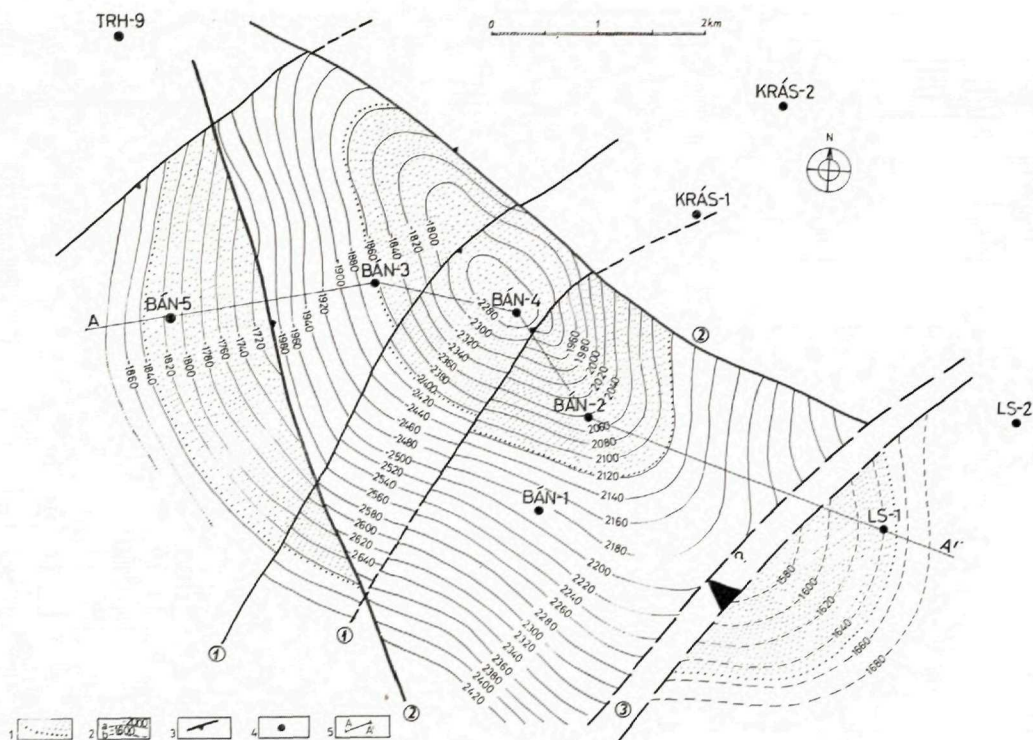
Prítomnosť plynu v tejto štruktúre aj v bazálnej časti spodného sarmatu zistil vrt Ptrukša-1 a 22. Pre vysoký obsah gazolínu bude ťažba z nálezíšta ťažká a technologicky náročná.

Nálezíšte Bánovce n/Ond. — Lastomír (obr. 8 a 9)

Plynové nálezíšte Bánovce n/Ond. — Lastomír sa nachádza 8 km juhozápadne od Michaloviec, približne medzi obcami Laškovce — Bánovce n/Ondavou — Las-

tomír. Geneticky patrí do výrazného elevačného michalovsko-stretavského pruhu.

V tomto priestore sa doteraz vyhlbilo iba 8 vrtov, z ktorých iba 4 zachytili hospodársky významné ložiská plynu. Štruktúrna mapa na obr. 8 znázorňuje stavbu a rozsah náleziska Lastomír smerom na juhovýchod. Predstavu o hlbinej stavbe celého územia dopĺňa priečný rez (obr. 9). Ukazuje, že bolo vrtné overené súvrstvie pliocénu, vyšší a spodný sarmat, vrchný baden — rotaliový



Obr. 8. Štruktúrna mapa bázy vrchného badenu plynového náleziska Bánovce — Lastomír

1 — plynonosná časť, 2 — štruktúrne línie: a) na bázu vrchného badenu — rotaliový vývoj (štruktúra Bánovce), b) na vrchný hranicu vrchného badenu — bolivino-bulimínový vývoj (štruktúra Lastomír), 3 — zlomy (1. priečne michalovské, 2. západný a východný trhovištský, 3. falkušovský), 4 — vrt, 5 — geologický rez

Fig. 8. Bánovce — Lastomír gas pool

Structural map of the base of the Upper Badenian — Rotalia development (R. Rudinec 1974)

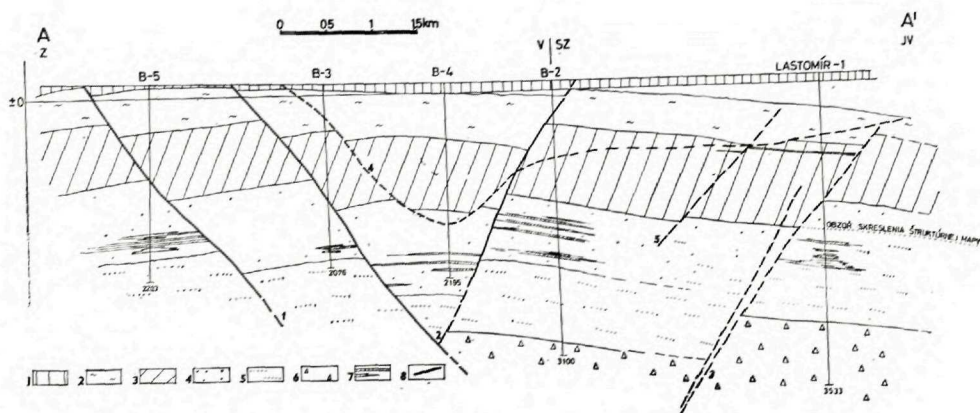
1 — Gaseous part, 2 — structural lines: a) at the base of the Upper Badenian — Rotalia development (Bánovce structure), b) at the upper boundary of the Upper Badenian — Bolivino-Bulimina development (Lastomír structure), 3 — faults (1. Michalovce cross faults, 2. western and eastern Trhovište faults, 3. Falkušovce fault), 4 — wells, 5 — geological section

a bolivino-buliminový vývoj, stredný a spodný baden. Geologickou stavbou tohto územia sa zaoberal R. Rudinec (1967) a C. Tereska (1970).

Súvrstvie pliocénu je tu iba v reliktoch okrajového vývoja a vyšší a stredný sarmat má proti južnejším častiam panvy menšiu mocnosť.

Najväčší podiel detritickej zložky je vo vrchnom badene — rotálievom vývoji, v strednom a spodnom badene. Zaujímavý a doteraz nie jednoznačne vysvetlený je vývoj vrchného badenu medzi Bánovcami n/Ond. a Lastomírom. Zatiaľ čo na štruktúre Bánovce n/Ond. je vyvinutý vrchný baden podobne ako na severnejšej štruktúre Trhovište — Pozdišovce, t. j. v pelitickej a detritickej fácií, na vysokej kryhe falkušovského zlomu a ďalej na juhovýchod tento vývoj nepoznáme. V priestore štruktúry Bánovce pravdepodobne dochádza k zmenám a detritický vývoj brakického badenu (delta) prstovite laterálne prechádza do pelitickeho vývoja, ktorý je známy z juhovýchodnej časti panvy. To napokon potvrdzuje až zmiešaný výskyt brakickej a morskej fauny v priestore vrtu Bánovce-2 (R. Jiříček 1974).

Z hľadiska štruktúrnej stavby sa plynové náležište Bánovce n/Ond. skladá vcelku z dvoch častí. V priestore vrtov Bánovce-1, 2, 3, 4 je to brachyantklinála s vrcholom pretiahnutým v smere SZ — JV. Táto časť štruktúry sa viaže na vysokú kryhu východného trhovištského zlomu a naprieč juporušujú priečne michalovské zlomy. Druhá časť náležišta Bánovce n/Ond. predstavuje polo-



Obr. 9. Priečný geologický rez plynovým náležišťom Bánovce — Lastomír
1 — pliocén, 2 — vyšší sarmat, 3 — spodný sarmat, 4 — vrchný baden — rotálievom vývoji, 5 — vrchný baden — bol.-buliminový vývoj, 6 — stredný a spodný baden, 7 — plynové obzory, 8 — zlomy (1. západný trhovištský, 2. michalovské priečne, 3. falkušovský zlomový systém, 4. východný trhovištský, 5. lastomírsky)

Fig. 9. Geological cross-section through the Bánovce — Lastomír gas pool (R. Rudinec 1974)

1 — Pliocene, 2 — Upper Sarmatian, 3 — Lower Sarmatian, 4 — Upper Badenian — Rotalia development, 5 — Upper Badenian — Bolivino-Bulimina development, 6 — Middle and Lower Badenian, 7 — gas horizons, 8 — faults (1. western Trhovište fault, 2. Michalovce cross faults, 3. Falkušovce fault system, 4. eastern Trhovište fault, 5. Lastomír fault)

klenbu viažúcu sa na vysokú kryhu západného trhovištského zlomu (vrt Bánovce-5).

Plynonosná plocha štruktúry Lastomír sa viaže na poloklenbové elevácie viažúce sa na vysokú kryhu lastomírskeho alebo falkušovského zlomu.

Geneticky je štruktúrna stavba tohto územia spätá s deformáciami, ktoré vznikli vo vrchnom badene a v spodnom sarmate v dôsledku zlomovej tektoniky poklesového charakteru.

Geologické ocenenie

Produktívne plynové ložiská sú v štruktúre Bánovce n/Ond. hlavne vo vrchnom badene, v rotálievom vývoji, podobne ako na plynovom náležišti Trhovište — Pozdišovce. Doteraz sa hospodársky nasýtené ložiská plynu overili v intervale 1100—2000 m. Treba pripomenúť, že v spodnom sarmate hlavne vrt Bánovce-2 zachytil nádejné obzory, ktoré budú overené až v neskoršej etape prieskumu.

Kolektormi, v ktorých sa vyskytuje plyn, sú zväčša jemno-, stredno- až hrubozrné pieskovce, miestami až konglomeráty, v niektorých častiach silne preslienené. Faciálny vývoj piesčitých obzorov je veľmi variabilný, najmä ak si predstavíme, že sa v tomto priestore vlastne končí typický detriticko-piesčité vývoj vrchného badenu. Väčšina ložísk má šošovkovitý charakter. Aj keď na náležište vyhlbené vrty doteraz neoverili všetky nádejné obzory, určitú predstavu o šošovkovitom vývoji plynových obzorov dáva priložený geologický rez (obr. 9).

O premenlivom faciálnom vývoji svedčí aj potenciálna produkcia z jednotlivých ložísk. Pohybuje sa od 30 000—420 000 Nm³/24 hod. Priepustnosť piesku veľmi znižuje prímes ílovitej zložky. Podľa laboratórnych a karotážnych podkladov, ktoré máme k dispozícii, pórovitosť a priepustnosť veľmi kolíše v závislosti od zachytenia piesku v ložisku. Pórovitosť sa pohybuje od 8—21 %, permeabilita je poväčšine od 18—120 mD, ojedinele aj vyššia, 200—600 mD. Slaná voda v piesčitých obzoroch vrchného badenu štruktúry Bánovce n/Ond. je poväčšine silne mineralizovaná (s celkovou mineralizáciou 7500—53 000 mg/l).

Na náležišti Lastomír bol doteraz overený iba jeden plynový obzor v súvrstí spodného sarmatu z hĺbky 890 m s produkciou 180 000 Nm³/24 hod. (vrt Lastomír-1). Rad malokapacitných plynových obzorov zistil aj vrt Lastomír-1 v hĺbkovom intervale 1800—2200 m v súvrstí vrchného badenu — v bolivino-buliminovej zóne. Potenciálna produkcia týchto pieskov sa pohybuje od 5—10 000 Nm³/24 hod. Nepriaznivý faciálny vývoj týchto pieskov smerom na severovýchod ukázali výsledky vrtu Lastomír-2, kde je piesok nepriepustný. V ďalšej etape sa ráta s rozšírením prieskumu najmä juhozápadným smerom od vrtu Lastomír-1 do výhodnejšej štruktúrnej polohy.

Okrem spomenutých súvrstí sa prejavy plynu zistili vo viacerých piesčitých obzoroch v súvrstí stredného a spodného badenu vrtu Lastomír-1 a 2. Zaujímavá je najmä vrchná detritická dobre priepustná časť stredného badenu smerom do vyšších štruktúrnych polôh. Stopy ropy boli zistené vo vrte Lastomír-1 v málo výrazných piesčitých polohách z bázy vrchného badenu — bolivino-buliminovej zóny v hĺbkovom intervale 2710—2783 m.

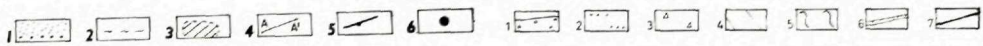
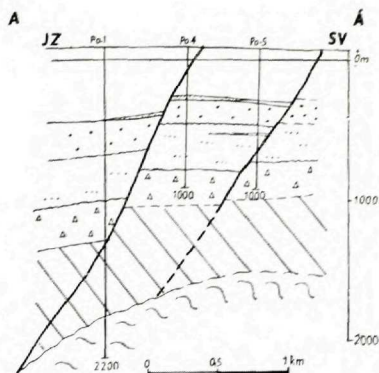
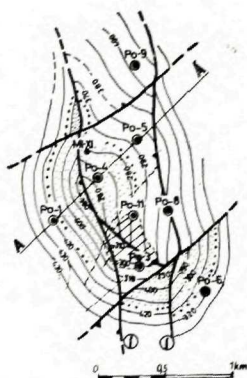
Podrobnejšie podklady na ložiskové ocenenie tohto územia poskytnú vrtné práce plánované v najbližšom období.

Roponosné a plynonosné nálezisko Pozdišovce-stredná kryha
(obr. 10, 11)

Jediný relatívne väčší výskyt ropy z niekoľkých pieskov bol doteraz zistený na malej elevácii Pozdišovce-stredná kryha, asi 2 km severozápadne od Michaloviec.

V tejto štruktúre bolo vyhlbených 9 vrtov. Z nich vrt Pozdišovce-1 zachytil predneogénne podložie.

Výsledky prieskumu poskytli podklady na zhotovenie štruktúrnej mapy elevácie Pozdišovce-stredná kryha (obr. 10). Predstavu o jej hlbínnej stavbe poskytuje priečný geologický rez (obr. 11). Územie bolo spracované v správe J. J a n á č k a a I. P a g á č a (1961).



Obr. 10. Štruktúrna mapa vrchnej hranice detritickej (produktívnej) časti vrchného badenu (rotaliový vývoj) roponosného a plynonosného náleziska Pozdišovce-stredná kryha

1 — plynonosná časť ložiska, 2 — predpokladané faciálne obmedzenie plynových horizontov, 3 — predpokladané rozšírenie šošovkovitých obzorov s výskytom nafty, 4 — geologický rez, 5 — topľanské zlomy, 6 — vrtv

Fig. 10. Oil and gas pool at Pozdišovce-middle block. Structural map of the upper boundary of the detrital (productive) part of the Upper Badenian (Rotalia development) (R. Rudinec 1974)

1 — Gas-bearing part of the reservoir, 2 — presumed facies boundaries of the gas horizons, 3 — presumed distribution of lenticular horizons with oil occurrences, 4 — geological section, 5 — Topľanské faults, 6 — wells

Obr. 11. Priečný geologický rez plynoným náleziskom Pozdišovce-stredná kryha 1 — vrchný baden — rotaliová zóna, 2 — vrchný baden — zóna bolivino-buliminová, 3 — spodný baden, 4 — karpat, 5 — paleozoické podložie, 6 — plynové obzory, 7 — zlomy

Fig. 11. Geological cross-section through the Ptrukša-middle block gas pool (scale 1 : 20 000) (R. Rudinec 1974)

1 — Upper Badenian — Rotalia development, 2 — Upper Badenian — Bolivino-Bulimina development, 3 — Lower Badenian, 4 — Karpatian, 5 — Palaeozoic basement, 6 — gas horizons, 7 — faults

Elevácia Pozdišovce-stredná kryha je nevýraznou brachyantiklinálou, tektonicky silne rozdrobenou jednak zlomami približne smeru S — J s úklonom na západ a ďalej priečnymi zlomami smeru SV — JZ s úklonom jednak na severozápad a juhovýchod, takže oba tieto zlomové systémy vytvárajú v priečnom smere hrastf.

Ako ukazuje priložený profil, na elevácii bolo prevrátané súvrstvie vrchného badenu — rotáliev vývoj, vrchný baden — bolivino-buliminový vývoj, spodný baden, karpát a zachytené predneogénne podložie (vrt Pozdišovce-1).

Predneogénne podložie tvorí podľa gravimetrie výraznú morfológickú eleváciu, ktorú budujú slabo metamorfované fylity prechádzajúce do svorov. Stratigraficky patrí tento komplex asi do karbónu.

Na paleozoickom podloží diskordantne leží súvrstvie karpát v sivom a pes-trom vývoji. Spodný baden je detriticko-vulkanickým komplexom. Vrchný baden — bolivino-buliminová zóna — je charakteristický najmä tmavými pelitmi so sporadickým výskytom piesčitých vrstiev, ktoré ležia diskordantne na spodnom badene. Na elevácii chýba súvrstvie stredného badenu včítane soli, ktorá je vyvinutá všade na okolí elevácie. Vrchný baden je pelitický a detritický a v spodnej detritickej časti sú hojné piesčité horizonty, resp. komplexy. Všetky piesčité horizonty majú veľmi premenlivý faciálny vývoj, takže vytvárajú vlastne rad samostatných šošovkovitých vrstiev, ktoré na relatívne krátku vzdialenosť vyslieňujú. Faciálnu variabilitu vidieť aj z rozšírenia plynonosnej, resp. naftonosnej plochy na štruktúrnej mape.

Geologické ocenenie

V štruktúre Pozdišovce-stredná kryha bolo zistených niekoľko šošovkovitých plynových obzorov vo vrchnej detritickej časti vrchného badenu — rotáliev vývoj. Hospodársky prítok suchého plynu sa dosiahol len z vrtoch Pozdišovce-4 a Michalovce XI, kde z 2—5 m mocných pieskov v hĺbkovom intervale 400—450 m bol zistený prítok plynu s kapacitou 28 000—200 000 Nm³/24 hod.

V ďalších vrtoch (Pozd.-1 a 6) bol zachytený kontakt plyn — voda. Pretože ide o šošovky s malým plošným rozsahom, je význam tohto plynového nálezišťa len lokálny. Prítomnosť plynu sa okrem rotálievho pásma zistila aj v bolivino-buliminovej zóne, avšak s podstatne menšou kapacitou (vrt Pozdišovce-8).

Okrem plynných prejavov je štruktúra Pozdišovce-stredná kryha zatiaľ jediným miestom vo východoslovenskom neogéne, kde boli zistené prejavy ropy vo väčšom množstve (vrty Pozdišovce-3 a 5). Prítomnosť ropy v sprievode slanej vody sa zistila vo vrte Pozdišovce-3 v siedmich pieskoch v intervale 428—590 m (30—50 l). Najväčšie množstvo nafty bolo zistené z pieskov v hĺbke 428—430 m a 431—434 m, kde bol prítok oleja so slanou vodou (čerpanie pomocou ťažobného kozlíka) v pomere 1 : 9. Celkove sa vyťažilo asi 3400 l oleja, pričom dochádzalo k postupnému zavodňovaniu, takže vrt bol nakoniec ako negatívny zrušený.

Vzhľadom na malú vzdialenosť vrtoch na elevácii možno výskyt ropy označiť ako mineralogický, bez hospodárskeho významu. Ložiská ropy predstavujú iba malé šošovky v okolí vrtu Pozdišovce-3.

Priemerné zloženie plynu je: metán 79,8 %, etán 3,5 %, propán 0,8 %, hutnota 0,7063, výhrevnosť 6962 kcal/m³. Ropa, ktorá sa tu zistila, má charakter

ľahkej, vysoko parafinickej ropy s vysokým obsahom bezínovej a ptrelejovej frakcie v hutnote 0,821—0,837 g/ml.

Väčšina piesčitých obzorov je zavodená a nasýtená soľankou natriovo-bikarbonátového typu s mineralizáciou od 27 900—38 900 mg/l. Ložiskový tlak v štruktúre je hydrostatický alebo len o málo vyšší.

Ďalšie významnejšie oblasti s prejavmi plynu

V rámci doterajšieho prieskumu boli zistené prejavy živice z radu vrto v a z rozličných častí východoslovenského neogénu. Predovšetkým ide o zistenie viacerých malokapacitných plynových obzorov v štruktúre Trebišov v juhozápadnej časti Potiskej nížiny. Takéto plynové obzory sa doteraz indikovali v súvrství vrchného badenu takmer v 1000 m mocnom komplexe (vrty Trebišov-2, 3 a 5). Kapacita šošovkovitých pieskov sa pohybuje od 2—23 000 Nm³/24 hod. Ložiskový tlak obzorov je väčšinou hydrostatický alebo len o 8·0/0 vyšší. Kolektorom, v ktorom sa plyn vyskytuje, je poväčšine jemnozrnný, ojedinele strednozrnný, pomerne silno spevnený pieskovec, v ktorom vápenatý tmel má určitý podiel tufitického materiálu. Ďalej je to silne piesčitý vápenatý íl. Mocnosť kolektorov sa pohybuje od 2—5 m a iba ojedinele je väčšia. Je známe, že takéto plynové ložiská sú v celom badene v priestore Trebišov — Žipov — Sečovce. Praktické využívanie takýchto ložísk bude technologicky náročné, ale vzhľadom na veľké plošné rozšírenie plyných horizontov bude treba územie aj naďalej sledovať.

Podľa nových, najmä geofyzikálnych podkladov sa ukazuje ako veľmi perspektívne územie hlavne východne od mesta Trebišov, kde bola identifikovaná nová vnútropanvová elevácia Ložín, v ktorej predpokladáme prítomnosť živíc v badene i v sarmate.

Ďalším územím, kde sa vyskytujú plošne málo výrazné plynové horizonty, je štruktúra Rakovec, ktorá je severne od plynového nálezišťa Trhovište — Pozdišovce. Niekoľko plynových obzorov s kapacitou okolo 10—12 000 Nm³/24 hod. bolo zistených vo vrte Rakovec-2 v súvrství vrchného badenu (rotálievový vývoj). Súhrnná analýza oblasti ukazuje na možnosť existencie plynových obzorov s pomerne malým plošným rozsahom, takže elevácia má dnes druhoradý význam.

Podľa dnešných poznatkov o stavbe panvy a rozmiestnení plynových ložísk ostáva do určitej miery otvorená otázka nádejnosti štruktúry Albinov, severne od Sečoviec. Albinovská štruktúra sa overovala ako prvá vo východoslovenskom neogéne a boli v nej zistené menšie plynové obzory vo vrchnom badene — rotálievej zóne (Albinov-1) a plynové prejavy z podložia soli vo vrte Albinov-2 (vrt zničený erupciou). V ďalšom vrte Albinov-4 (hĺbka 3200 m) boli vo vrchnej časti karpatu zistené stopy ropy a plynu. Podľa geofyzikálnych podkladov je táto štruktúra podmienená výraznou morfológickou eleváciou v podloží. Definitívne sa elevácia a jej predneogénne podložie (predpokladá sa, že ho buduje mezozoikum) zhodnotia po vyhlbení hlbokého vrtu v jej vrcholovej časti.

Niekoľko všeobecných úvah o živiciach vo východoslovenskom neogéne

Podľa doterajšieho prieskumu možno konštatovať, že sa vo východoslovenskom neogéne vyskytujú živice vo všetkých súvrstviach okrem pliocénu. Ropa, aj keď v mineralogickom výskyte, bola zistená v karpate (Albinov), vrchnom badene — bolivino-buliminová zóna (Lastomír-1), vrchnom badene — rotálievá zóna (Pozdišovce-3—5, 11) a gazolinický kondenzát veľmi blízky ľahkej rope (Ptrukša-28) v spodnom sarmate.

Hospodársky významné akumulácie plynu sa doteraz zistili len v dvoch súvrstviach, a to v spodnom sarmate — Lastomír, Stretava a Ptrukša, a vo vrchnom badene — rotálievý vývoj (Trhovište — Pozdišovce a Bánovce n/Ond.).

Plynové ložiská sa zatiaľ vyskytujú od 500—2100 m, teda v teplotnom pásme zhruba 40—120 °C. Stopy oleja boli zistené v hĺbke 420—3000 m, teplotné pásma 38—155 °C.

Ako sme už spomenuli, vznik vhodných pascí na akumuláciu plyných ložísk dávame do súvislosti s poslednými výraznými tektonickými pohybmi, ktoré nastali vo vrchnom badene a sarmate. Tektonické pohyby zanikali poväčšine na báze pliocénu.

Aj keď migračný proces prebieha v prírode nepretržite, hlavné migračné procesy, ktoré viedli k vzniku spomínaných plyných náleží, sa odohrali až po doznení tektonických zlomových pohybov, teda po formovaní štruktúr a po ich utesnení, teda v severnejších badenských ložiskách v sarmate a v južnejších sarmatských ložiskách (Stretava, Ptrukša) v pliocéne. Plieocénnu migráciu, ktorá viedla k dnešnej akumulácii živíc v Karpatoch a medzihorských depresiách, predpokladá aj G. N. Dolenko (1962) a Alfölda Körössi et al. (1971) (in I. Pagáč 1974).

Z hľadiska naftovej geológie je zaujímavá otázka neprítomnosti väčších koncentrácií ropy. Východoslovenský neogén tvorí vlastne severný výbežok Paratethydy. Celá jej južná oblasť sa v ekvivalentných neogénnych súvrstviach vyznačuje poväčšine naftovými ložiskami.

Problematikou možných väčších akumulácií ropy vo východoslovenskom neogéne sa sčasti zaoberá J. Čverčko (1973). Predpokladá, že bitúmeny zo súvrstvia vrchného badenu — bulivino-buliminovej zóny umožnili vznik ťažších uhľovodíkov — ropných, a bitúmeny zo súvrstvia spodného sarmatu zemného plynu. Na základe geochemických analýz (V. Šimánka 1965) predpokladá, že k najväčšiemu nahromadeniu bitúmenov mohlo dôjsť v severnej časti panvy v blízkosti karpatského oblúka v dôsledku vysokého obsahu bitúmenov v bulivino-buliminovej zóne. Spomínaný autor predpokladá možné akumulácie ropy aj v spodnejších bazálnych súvrstviach karpátu a eggenburgu v severnej časti panvy.

I. Pagáč (1974) pri analýze genézy živíc v Západných Karpatoch najmä na základe štúdia uhľovodíkov vo viedskej panve predpokladá, že hlavným zdrojovým súvrstvom živíc sú podložné formácie. Len časť ropy môže pochádzať z eggenburgu a karpátu ako materských súvrství miocénu. Podľa tohto autora sú vrchnobadenské súvrstvia a sarmat výhradne plynonosné. Toto aplikuje aj na východoslovenský neogén, kde sú baden a sarmat tiež výhradne plynonosné. Prítomnosť ropy na pozdišovskej strednej kryhe dáva do súvislosti s migračnými cestami pozdĺž močariansko-toplianskych zlomov.

M. Mořkovský (1968) podľa výskytu ropy vo vyšších kryhách predpokladá, že akumulácia v ložisku Pozdišovce je výsledkom diferenciačnej migrácie v zmysle W. G. Gusova (1953).

Veľmi zaujímavú teóriu o oceňovaní roponosného potenciálu materských hornín vyslovil W. C. Pusey (1973). Tento autor podáva ocenenie roponosnosti hornín na základe podrobného štúdia nerozpustnej časti organickej hmoty, tzv. kerogénu, v ktorom v dôsledku vzrastajúcej teploty nastáva deštrukcia tepelným krakovaním, a tak vznikajú uhľovodíky. Autor podľa štúdia všetkých významných svetových ložísk vo vzťahu k ich rozmiestneniu a teplote vyslovil teóriu tzv. tekutého okna (liquid window). Podľa tejto teórie sa výskyt tekutých uhľovodíkov — ropy viaže práve na tekuté okno, ktoré vymedzuje teplota 150—300 °F. Táto teplota sa vzťahuje na paleoteploty, ktoré boli najmä v starších geologických formáciách odlišné od dnešného priebehu geotermického poľa. Nazdáva sa, že teplota v mladších trefohorných panvách je málo odlišná od paleoteploty.

V našich podmienkach by sa tekuté okno malo pohybovať zhruba v rozmedzí 65—150 °C. Podľa priebehu geotermického poľa by to predstavovalo hĺbkový interval asi 1000—3000 m. Jednotlivé hranice nemožno brať strikne a treba ich v určitej tolerancii posúvať, najmä keď si predstavíme, že sedimentáciu neogénnych súvrství vo východoslovenskom neogéne sprevádza intenzívny subsekventný vulkanizmus najmä vo vrchnom badene a sarmate. Obrovské masy vulkanizmu prispievali k zvyšovaniu teploty svojho okolia. Dnes vieme, že práve v týchto súvrstviach, t. j. do hĺbky asi 3000 m, má geotermický gradient najväčšiu hodnotu.

Plynné uhľovodíky, ktoré sú dnes zistené vo východoslovenskom neogéne vo väčších koncentráciách, najpravdepodobnejšie vznikli hlavne z vrchnobadenských a sarmatských pelitov, ktoré majú relatívne najväčší obsah bitúmenov (V. Šimánek 1965). Tieto uhľovodíky mohli migrovať do vyšších vrchnobadenských (rotálievový vývoj) a spodnosarmatských súvrství počas pliocénu.

Na druhej strane predpokladáme, že v prevažnej časti tohto územia sú v podloží neogénu mezozoické — karbonátové horniny. Výskyt kvapalných a plyných uhľovodíkov v spodnejších súvrstviach miocénu — spodný baden a karpát (Albinov, Trhovište, Pozdišovce, Đurkov a i.) možno geneticky spájať aj s týmito horninami.

Doručené 12. 2. 1975

Odporučil Ivan Pagáč

LITERATÚRA

- Čverčko, J. 1972: Záverečná správa plytkého strednohĺbkového štruktúrneho prieskumu v Potiskej nížine. Manuskript — archív Nafta, Michalovce, 53 s.
- Alenskin, A. G. et al. 1971: Litologičeskije i stratigrafičeskije zalezji nefti a gaza, metidika ich poiskov i rozvedky. Materiály VIII. svetového naftového kongresu v Moskve. Věstník TEI a patentů r. 1972, s. 23—43.
- Đurica, D. — Rudinec, R. 1967: Nálezisko zemného plynu Trhovište — Pozdišovce do ťažby. Geol. průzk., 1, 9, s. 10—14.
- Janáček, J. — Pagáč, I. 1961: Zhodnocení průzkumu elevační oblasti Albinov — Trhovište — Pozdišovce z hľadiska nových stratigrafických a tektonických poznatků. Manuskript — Geofond, Bratislava, 189 s.
- Mořkovský, M. 1968: Geneze a funkce močaranského zlomového pásma a jeho

- význam pro akumulaci živíc ve východoslovenské neogenní pánve. [Kandidátska dizertačná práca.] Geofyzika, Brno, 111 s.
- Jiříček, R. 1974: Vývoj a korelácia trebišovskej panvy. Manuskript — archív Nafta, Michalovce, 12 s.
- Pagáč, I. 1974: Poznámky ku genezii živíc v Západných Karpatoch. Materiály III. celoslovenskej konferencie — I. časť, SGÚ (Bratislava), s. 343—347.
- Paľová, E. — Tereska, C. 1973: Predbežný výpočet zásob Stretava (JV časť). Manuskript — archív Nafta, Michalovce, 101 s.
- Pusey, W. C. 1973: How to evaluate potencial gaz and oil source rocks. World Oil, April 1973. Vel 176, No 5, pp. 71—75.
- Rudinec, R. — Tereska, C. 1966: Predbežný výpočet zásob plynového ložiska Stretava (SZ) s návrhom na doplňujúci prieskum. Manuskript — archív Nafta, Michalovce, 60 s.
- Rudinec, R. 1970: Anomálne tlakové a teplotné pomery vo východoslovenskom neogéne. Geol. průzk., 12, č. 4, s. 100—103.
- Rudinec, R. 1967: Výročná správa pionierskeho prieskumu na štruktúre Bánovce. Manuskript — archív Nafta, Michalovce, 12 s.
- Čverčko, J. — Rudinec, R. 1972: Geologická stavba plynového náleziska Ptrukša. Mineralia slov., 4, 14, s. 15—22.
- Rudinec, R. et al. 1974: Výpočet zásob plynového náleziska Ptrukša. Manuskript — archív Nafta, Gbely, 248 s.
- Rudinec, R. — Slávik, J. 1972: Geologická stavba podložia východoslovenského neogénu. Geol. práce, Spr. 53 (Bratislava), s. 145—155.
- Tereska, C. 1974: Projekt „Pionierskeho prieskumu oblasti Bánovce“. Manuskript — archív Nafta, Michalovce, 15 s.
- Šimánek, V. 1965: Geologický výskum organickej hmoty východoslovenského neogénu. [Záverečná správa ÚÚG.] Manuskript — Geofond, Praha, 112 s.

RESERVOIRS OF HYDROCARBONS IN THE NEOGENE OF EASTERN SLOVAKIA

RUDOLF RUDINEC

During twenty years of drilling explorations in the Neogene of eastern Slovakia, voluminous geological and petroleum-geological material providing information both on the geological structure and occurrence of hydrocarbons has been obtained.

In the paper presented, larger economic accumulations — gas pools* in this region are mainly discussed. Oil occurrences, which in general may be characterized as mineralogical, are also mentioned. The gas pools described are at Pozdišovce-middle block, Pozdišovce — Trhovište, Bánovce — Lastomír, Stretava — Ptrukša.

General characteristic of the petroleum-gas traps

Apart from the Pliocene, manifestations of hydrocarbons have been determined in all so far known Neogene formations of eastern Slovakia. The gas pools are mainly confined to the northeastern margin of the basin (fig. 1).

Many systems, especially in the U. S. A. and the U. S. S. R. have been worked out for the classification of oil and gas traps. At the Eighth World Petroleum Congress in Moscow a group of Soviet geologists (A. G. Aleskin et al. 1971)

* The term „gas pool“ is here employed for the designation of the place where several gas horizons occur. The designation „gas reservoir“ is applied to a single gas bed.

presented the following six genetic trap groups:

- Main groups: A — structural
- B — lithological
- C — stratigraphical

Subgroups formed by their combination:

- A — B structural-lithological
- A — C structural-stratigraphical
- A — C lithological-stratigraphical

In the study of traps, the question of facies relations is of great importance. This problem requires a great amount of background data and it is usually connected with a more advanced stage of exploration.

The study of the gas pools so far known in the Neogene of eastern Slovakia has revealed that they represent a combined type of traps, viz. the structural-lithological one.

Likewise for the classification of reservoir rocks several systems have been worked out, which are not discussed in detail here. In general, they are divided into two large groups — stratified and massive.

In the Neogene formations of eastern Slovakia, the most frequent reservoir rocks are slightly indurated, medium- to coarse-grained sand, sandstone, in some places even conglomerate. In addition to the calcareous cement, a tuffaceous admixture in varying amounts is also present in the sandstone of this region, which unfavourably affects the permeability of the reservoir rocks and which cannot be secondarily increased (e. g. by acidification). The reservoir rocks determined in this region sporadically also consist of pyroclasts, in particular of tuff and rarely of jointed andesite flows. The reservoir rocks beneath the Neogene filling are jointed dolomite and dolomitic limestone, these are however already classified as massive.

The characteristics of gas pools in the Neogene of eastern Slovakia

Each of the gas pools described is illustrated by a structural map which provides information on the shape of the pool, tectonic dissection, and extent of the gas-bearing area. A geological section through each of the pools described supplements the information on the facies development in the individual gas reservoirs.

The Trhovište — Pozdišovce gas pool (figs. 2 and 3)

This pool occurs in the northern part of the Potiská nížina lowland about 10 km W of the town of Michalovce. The pool was described in the papers of D. Ďurica — R. Rudinec (1967).

As shown in fig. 3, deep wells (total 29) penetrated Lower Sarmatian, Upper Badenian (Rotalia and Bolivino-Bulimina development), Middle Badenian (Zone of Agglutinantia), Lower Badenian formations, and struck the Karpatian.

Lithologically, all formations are composed in varying amounts of detrital and pelitic sediments. The detrital development predominates in the Upper Badenian Rotalia development and in the Lower Badenian. The gas reservoirs occur in the Upper Badenian in the Rotalia development. They mostly form

local lenses, which at a short distance grade into marls, and only a few horizons are of regional extent.

The Trhovište — Pozdišovce gas pool represents a brachyantycline elongated in the E — W direction (fig. 2). The brachyantycline is distorted by a system of normal faults dividing the productive part of the pool into several separate tectonic units. The crest of the structure is confined to the NW — SE trending Trhovište fault which is an antithetic fault to the Močarany fault system, a dominant tectonic element in the northern part of the Potiská nížina (fig. 3). Both fault systems were active syngenetically in the Upper Badenian and the Trhovište fault is, in a certain sense, an adjustment fault. There are still other faults here of E — W direction.

Petroleum-geological appraisal

The gas reservoirs in this pool occur at a depth interval of 500 to 1500 m and they belong to the Upper Badenian (Rotalia development). The thickness of the individual productive horizons and/or sequences ranges from 1 or 2 up to 20 m.

The reservoir rocks are slightly cemented sand or strongly sandy calcareous clay, medium- to coarse-grained, weakly tuffaceous sandstone, in places conglomerate. Their areal development is very unstable and the individual sandy horizons frequently pass into marly development forming isolated lenses.

Porosity in the individual sands ranges from 14 to 29 % with permeability from 9—292 md, which is also reflected in the varying capacity ranging from 20,000 to 1 million Nm³/24 hours.

Seven more regional gas horizons have been ascertained in the pool, the others appear as local lenses of small areal extent. The greatest number of such lenses (39) has been established by the Trhovište-12 well.

As far as the content of higher hydrocarbons is concerned, the gas may be characterized as dry or weakly gasolinic with an average gasoline content of approximately 10 gr/1 Nm³. The greatest proportion in the gasoline form the hydrocarbons C₃ (86—92 %), the rest are higher hydrocarbons C₄, C₅, ... C₈. The average gas composition is as follows: methane 91.2 %, ethane 5.2 %, propane 1.8 %, butane 0.7 %, pentane 0.1 %, nitrogen 0.6 %, CO₂ 0.4 %, specific gravity 0.6, heating value (wet) 8,072 kcal/m³.

Reservoir pressures in the individual horizons are by 3 to 15 % higher than the hydrostatic pressure. Up to this time the course of production indicates an expansive regime. The confrontation of the reserves calculated by the volume method with the method of pressure fall shows that the calculated gas reserves of about 1 milliard Nm³ are quite real at the gas pool discussed.

The Stretava gas pool (figs. 4 and 5)

The gas pool in question occurs about 15 km SE of the town of Michalovce, approximately in the area of the Palin and Pavlovce n/Uhom villages. In 1973 commercial production has started from the northwestern part of this pool.

To date 31 wells have been drilled at this gas pool and some of them to a considerable depth (fig. 5). The results of exploration were evaluated in the

reports by R. Rudinec — C. Tereska (1966) and E. Palšová — C. Tereska (1973).

Deep borings penetrated the Pliocene, Sarmatian, Upper Badenian (sterile part and the Bolivino-Bulimina Zone), and struck the Middle Badenian. Lithologically, the individual formations are represented by clay, sand, sandstone, tuffaceous sandstone, rhyolite tuff or, in the southern part, by andesite and its pyroclasts (fig. 5).

The best developed are well permeable sandy strata in the Lower Sarmatian, where economically significant gas reservoirs have also been determined. In spite of the fact that detrital development has also been ascertained at the base of the Upper Badenian and in the Middle Badenian apart from the Stretava-7 well (depth 3,050 m), an economic gas influx from the deeper formations has not been established.

Stretava is structurally a pronounced brachyanticle strongly elongated approximately in the N — S direction. It is actually applicated structure manifest from the Pliocene until the Badenian. Genetically its origin seems to be associated with the tectonic movements which started in the Upper Badenian, were active in the Sarmatian, and died out in the Pliocene.

The Stretava elevation is strongly dissected by a system of normal faults of a syngenetic character, and by the Močarany — Topľa fault system on the east of the structure. The dominant tectonic element is the longitudinal Stretava fault of NW — SE direction and NE dip, which passes in the productive horizons through the crestal part of the structure. In addition, a systems of less significant NW — SE striking cross faults also occurs here.

Petroleum-geological appraisal

In the productive Lower Sarmatian formation gas reservoirs occur at a depth interval of 1100—1800 m. Altogether five more regional gas horizons occurring especially in the northwestern part of the gas pool (NW of the Stretava-8 well) have been determined here. While in the southeastern part of the pool practically only one horizon is of a regional extent, there are several other lenticular horizons.

The facies development of the individual both regional or local sands is very variable. This is also adequately reflected in their physical parameters, particularly in permeability, which is in direct relation to capacity. The average porosity of the gas horizons is approximately 16.7 % and permeability about 61 md.

The capacity of the gas reservoirs in the northwestern part of the pool ranges from 17,600—1 000,000 Nm³/24 hours. It is relatively lower in the southeastern part, from 5,000 to 96,000 Nm³/24 hours attaining only rarely 200—300 thousand (Str-24, 32).

In general it is dry gas with an average gasoline content of 10—20 gr. gasoline per 1 Nm³ gas. A particularly high gasoline content of 200 to 250 gr/Nm gas only occurs in the fifth gas. horizon, which is mainly developed in the southeastern part of the structure. The gasoline contains the following hydrocarbons: C₄ — 3.9 %, C₅ — 9.4 %, C₆ — 16.2 %, C₈ — 20.5 %. The rest belongs to higher hydrocarbons. The gas has the following average composition: methane 90.35 %, ethane 4.8 %, propane 1.5 %, butane 0.4 %, pentane 0.1 %.

nitrogen 2.7 ‰, CO₂ 0.35 ‰.

Both interesting and intricate in the Stretava structure are the pressure conditions. The reservoir pressures there indicate several anomalies (R. Rudinec 1970). Three pressure belts may be distinguished here today. The first belt in the interval of 1000 to 1600 m with reservoir pressures by 4 to 20 ‰ higher than the hydrostatic pressure. The second pressure belt occurs in the interval of 1600 to 2000 m with reservoir pressures by 25 to 40 ‰ higher than the hydrostatic pressures. In the third pressure belt at a depth of 2600 to 3700 m, the reservoir pressures are by 64 to 91 ‰ higher than the hydrostatic ones. The reasons of these pressures have so far not been satisfactorily explained. In order to control such pressures, heavy barytes drilling mud must be used in drilling operations, which negatively affects the already primarily poorly permeable horizons.

The to-date production at the Stretava reservoir indicates an expansive regime. In spite of the fact that the Stretava elevation is structurally the most pronounced elevation in the basin, its productive area is relatively small. While the length of the gas horizons amounts almost to 10 km, their width is only about 1 km. Considering the relatively small number of the gas horizons, then the gas reserves of 1 miliard in the Sarmatian are a poor display of the potential capacity of this elevation.

The Ptrukša gas pool (figs. 6, 7)

The Ptrukša gas pool occurs in the southeastern part of the Potiská nížina, in the proximity of the boundary between the Č. S. S. R. and the U. S. S. R., approximately 8 S km of the town of Velké Kapušany. The crestal gas-bearing part of the pool occurs in the Latorice river basin. Exploratory work at this locality is almost concluded and production will start in 1976.

Up to now 26 wells have been drilled, of which the Ptrukša 2, 7, and 22 wells penetrated the entire Neogene filling and struck the basement. The geological and petroleum-geological conditions of this pool are discussed in the reports of R. Rudinec — J. Čverčko (1970, J. Čverčko — R. Rudinec 1972, R. Rudinec et al. 1974).

Whereas the Trhovište — Pozdišovce and the Stretava gas structures belong to the marginal elevations confined to the northeastern margin of the basin, the Ptrukša structure represents an intrabasinal elevation.

From the viewpoint of structural form it is a brachyanticline with the crest elongated in the EW direction; its crest in the E turns rather abruptly SE (fig. 9). The elevation is disturbed by a system of normal faults which were active syngenetically especially during the sedimentation of the Sarmatian and whose activity ended in the Pliocene. The faults are of approximately N — S and NW — SE trends. Genetically, the origin of the structure is placed in the Sarmatian, during which, in result of the aforementioned fault systems the strata were deformed, and the structure with its crest in the area of the Ptrukša-22 and 20 wells, originated.

The drilling operations so far carried out at this pool have penetrated the Pliocene, the Upper, Middle, and Lower Sarmatian, the Upper and Middle Badenian, and struck the pre-Neogene substratum (fig. 7). The pre-Neogene

substratum made up of weakly metamorphosed arkose, sandstone, phyllite, chloritic, sericitic, and graphitic shales is probably of Permian age (O. F u s a n 1966). Tectonically these rocks are ranged to the Zemplin horst (R. R u d i n e c — J. S l á v i k 1972).

Similarly as elsewhere, the individual Neogene formations consist lithologically of calcareous, clay, in the lower parts of claystone, sand, sandstone, tuffaceous sandstone, etc. In the Middle and Lower Sarmatian in the western part of the pool occur andesite flows extending here from the buried Beša — Čičarovce volcanic massif. The crest of this massif lies 6 to 10 km westward.

The reservoir rocks in the Lower Sarmatian, in which the individual gas reservoirs occur, are represented by medium, in places up to coarse-grained sandstone to conglomerate containing a tuffaceous component, strongly marly, in facies both laterally and vertically, very unstable.

Petroleum-geological appraisal

At the Ptrukša gas pool the individual gas reservoirs in the upper part of the Lower Sarmatian occur at a depth interval of 1500 to 2100 m. According to direct and indirect data, the average porosity of the sand is about 18 %. Likewise permeability ranges in the order of magnitude from several md to ten or even hundred md.

Production from the individual gas horizons varies from several thousand Nm³/24 hours to 1 270,000 Nm³/24 hours.

As compared with other pools in the Neogene of eastern Slovakia, the contents of gasoline at the Ptrukša pool is high averaging 120 gr/Nm³. With respect to the high proportion of the gasoline in the gas, this pool may already be regarded as a gas-condensate pool. According to analyses, the gasoline consists of 50 to 65 % of hydrocarbons C₃, C₄, C₅... C₉, the rest are higher hydrocarbons. The average gas composition is as follows: methane 87.1 %, ethane 6.9 %, propane 2.2 %, butane 0.7 %, pentane 0.15 %, hydrogen 0.17 %, nitrogen 2.68 %, CO₂ 1.34 %.

By its gas and gasoline reserves the Ptrukša gas pool is one of the biggest in Czechoslovakia.

The Bánovce — Lastomír gas pool (figs. 8 and 9)

The Bánovce — Lastomír gas pool occurs 8 km SW of the town of Michalovce, approximately between the villages Laškovce — Bánovce n/Ondavou — Lastomír. Genetically this area belongs to the Michalovce — Stretava belt.

The drilling and geophysical works carried out so far made it possible to depict on fig. 8 the approximate structure and extent of the Bánovce pool NW of the Falkušovce fault, and of the Lastomír pool towards the SE. The wells drilled penetrated the Pliocene, the Upper and Lower Sarmatian, the Upper Badenian (Rotalia development and the Bolivino-Bulimina Zone), and the Middle and Lower Badenian (fig. 9). The geological structure of this area was studied by R. R u d i n e c (1967), C. T e r e s k a (1970).

The Bánovce structure consists of two tectonic elements: the first is a strongly tectonically dissected brachyanticle with its crest elongated in the NW — SE

direction. This structure is associated with the eastern Trhovište fault. The second represents a semidome associated with the western Trhovište fault.

The Lastomír gas structure is a semidome associated with the high block of the Lastomír fault and/or Falkušovce fault.

Petroleum-geological appraisal

The productive gas reservoirs in the Bánovce structure occur in the Upper Badenian (Rotalia development) at a depth of 1,100 to 2,000 m. The reservoir rocks are medium- to coarse-grained sandstone, in places conglomerate, mostly marly. The facies development of the sandy horizons is very variable, especially with respect to the fact that in this area terminates the typical detritic-sandy development of the Upper Badenian. Most of the reservoirs have a lenticular character (fig. 9). It must be pointed out, however, that not all prospective horizons have been proved by the wells drilled, and these are therefore not depicted in the section.

The capacity of the individual reservoirs varies strongly within the range of 30,000 to 420,000 Nm³/24 hours. Porosity varies from 8 to 21 %, permeability from 18 to 120 md, exceptionally 200 to 600 md.

At the neighbouring Lastomír gas pool only one horizon with commercial capacity has so far been proved in the Lower Sarmatian sequence at the depth of 890 m, producing 180,000 Nm³/24 hours (Lastomír-1 well). A system of low-capacity gas horizons in the Upper Badenian — Bolivino-Bulimina Zone at the depth interval of 1,800 to 2,200 m with a capacity of 5,000 to 10,000 Nm³/24 hours has been determined by this well.

Additional gas occurrences have been determined in lower sequences apart from the aforementioned manifestations, and at the Lastomír-1 well even traces of petroleum at the depth interval of 2,710 to 2,783 m.

Oil and gas pool at Pozdišovce — middle block (figs. 10, 11)

This pool occurs about 2 km NW of the town of Michalovce and it represents an inconspicuous brachyanticline tectonically strongly dissected by faults which separate it into partial small blocks (fig. 10).

Drilling operations on the elevation have penetrated sequences of the Upper Badenian (Rotalia and Bolivino-Bulimina development), of the Lower Badenian, the Karpatian, and struck the pre-Neogene Palaeozoic basement (fig. 11).

Petroleum-geological appraisal

Commercial gas flows have been obtained from the Upper Badenian sequence in the crestal part of this structure. The capacity of the Pozdišovce-4 and Michalovce XI wells, situated in a 2 to 3 m-thick sand complex, ranges from 28,000 to 200,000 Nm³/24 hours. The reservoirs are lenses of a small areal extent and thus the significance of this pool is only local.

Apart from gas, the Pozdišovce-middle block structure is so far the only place, where oil in relatively greater quantities has been determined in the Neogene of eastern Slovakia (wells Pozdišovce-3 and 5). The presence of oil

accompanied by salt water has been ascertained from seven sand beds in the Pozdišovce-3 well at the depth interval of 428 to 590 m (quantity is of the order of tens of litres).

With respect to the small distances between the wells on the elevation, the oil occurrences may be characterized as mineralogical without economic significance. The oil reservoirs are small lenses in the environs of the Pozdišovce-8 well (fig. 10).

The oil found here is of a light type, highly paraffinic, with a high content of the benzene and petroleum fractions, with a specific gravity of 0.821 to 0.837 g/ml. The gas contains methane 79.8 %, ethane 3.5 %, propane 0.8 %.

Additional more significant areas with shows of gaseous bitumens

The exploration works carried out to date in this region determined gas in a number of wells and in various parts of the basin. In particular, a 1,000 m-thick gas-bearing zone of the Upper Badenian in the southwestern part of the Potiská nížina at the Trebišov structure (Trebišov 2, 3, 5 wells) has been determined. A system of low-capacity gas densens, 2 to 5 m in thickness (production from 2,000 to 23,000 m³/24 hours) occurs in this complex.

The exploitation of such reservoirs will be very exacting technologically, but with respect to the great areal distribution of this gas-bearing sequence, this problem is very acute.

Rakovec is a further elevation where several gas horizons with a capacity of 10 to 12,000 Nm³/24 hours have been found. This structure lies north of the Trhovište — Pozdišovce gas pool.

The question of the prospectiveness of the Albínov structure north of the town of Sečovce, which as the first in the Neogene of eastern Slovakia has been proved by numerous wells, is not satisfactorily solved. On this elevation, which appears as a conspicuous morphological intrabasinal elevation, gas occurrences have been determined in the Albínov-1 well (Upper Badenian). The Albínov-2 well was destroyed by eruption from the Middle Badenian. In the Albínov-4 well in the upper of the Karpatian, both gas and oil have been determined. The conclusive assessment of this elevation together with its pre-Neogene basement (it is assumed that it is built up of the Mesozoic) will be possible after drilling of a deep well in its crestal part.

Some general contemplations on the bitumens in the Neogene of eastern Slovakia

Commercially significant accumulations of hydrocarbons in the Neogene of eastern Slovakia have so far been determined in two sequences, in the Lower Sarmatian (Lastomír, Stretava, and Ptrukša), and in the Upper Badenian — Rotalia development (Trhovište — Pozdišovce, and Bánovce). The individual reservoirs occur at a depth of 500 to 2,100 m, i. e. in the temperature belt of 40 to 120 °C. Traces of oil have been determined at the depth interval of 420 to 3,000 m, temperature belt of 38 to 150 °C.

The origin of traps for the accumulation of hydrocarbons seems to be connected with the last tectonic movements which took place in the Upper Badenian and the Sarmatian. Likewise the main migration movements, during

which the already existing traps have been filled, that means in the more northerly Badenian reservoirs (Trhovište — Bánovce) during the Sarmatian, and in the more southerly Sarmatian reservoirs (Stretava, Ptrukša) during the Pliocene, are associated with these events. The Pliocene migration, which led to the present day accumulation of hydrocarbons, has been also demonstrated in other regions of the Carpathians (G. N. Dolenko 1966, Alfelde Körösi 1971 in I. Pagáč 1974).

Noteworthy of this region is the absence of greater oil accumulations even though, apart from the Pliocene, oil has been determined in all to date known Neogene strata.

On the basis of the oil occurrences in the higher blocks of the Upper Badenian at the Pozdišovce reservoir M. Mořkovský (1968) assumes that differential migration in the sense of W. G. Gusov (1953) took place here. J. Čverčko (1973) is of the opinion that the bitumens from the Upper Badenian — Bolivino-Bulimina Zone produced heavy hydrocarbons — oil, and the bitumens from the Lower Sarmatian generated gas. His deductions are based on the geochemical analyses of the organic matter (according to V. Šimánek 1965).

In his analysis of the genesis of bitumens in the Carpathians I. Pagáč (1974) presumes that the source of gaseous hydrocarbons are Upper Badenian and Sarmatian sequences. According to this author, the Lower Karpatian and Eggenburgian sequences are the source for oil, whose main source area is, however, in the underlying formation. Pagáč also applies this theory to the Neogene of eastern Slovakia, where the Badenian and Sarmatian are likewise exclusively gas-bearing.

A very interesting theory on the assessment of the oil- and gas-bearing potential of parent rocks was presented by W. G. Pusey (1973) on the basis of an insoluble part of organic material, the so-called kerogen, in which owing to increasing temperature destruction by thermal cracking takes place and hydrocarbons originate.

On the basis of his research of significant world reservoirs this author presented his theory of the so-called liquid window, according to which the occurrence of liquid hydrocarbons is confined to the liquid window defined by the temperature of 150 to 300 °F. This temperature relates to the palaeotemperatures, which in the Tertiary were only slightly different from those of today. In our conditions, the liquid window is defined by the temperature of 65 to 150 °C and by the depth interval of 1,000 to 3,000 m. In spite of the fact that the individual boundaries are not considered strictly, the Neogene region of eastern Slovakia displays, nevertheless, certain anomalies in this respect.

Larger accumulations of the so far determined gaseous hydrocarbons in this region most probably originated from Upper Badenian and Lower Sarmatian pelites, which carry the greatest contents of bitumens (V. Šimánek 1965).

On the other hand it is presumed that Mesozoic carbonate rocks occur in the basement in the predominant part of the region. The occurrences of liquid and gaseous hydrocarbons in the lower sequences of the Miocene — Lower Badenian, and the Karpatian (Albínov, Trhovište, Pozdišovce, Đurkov, and elsewhere) may be genetically also associated with these rocks.

Preložila E. Česánková