



Въгленосните провинции, разсеяното органично вещество и нефтообразователните процеси на територията на България през фанерозоя

Венелин Велев¹, Севдалина Вълчева²

¹ Лаборатория по енергийни ресурси, МГУ „Св. И. Рилски“, 1700 София

² Софийски университет „Св. Климент Охридски“, 1000 София

V. Velev, S. Valieva. 2006. *Coal-bearing provinces, disseminated organic matter and oil-forming processes in Phanerozoic sediments of Bulgaria*. — *Rev. Bulg. Geol. Soc.*, 67, 1—3, 32—40.

Abstract. The Phanerozoic history of Bulgarian territory marks 10 temporal intervals of appropriate conditions for accumulation (up to peat or sapropelic mud) and preservation of coal and organic-rich sediments in stratigraphic column. These time intervals are disposed from Ordovician period to Holocene epoch. Only minor portion of the sediments, accumulated in these episodes, contains organic matter in mass concentrations exceeding 1% and consequently could be ranked as oil-sourcing rocks. Almost all significant hydrocarbon fields in Bulgarian territory are related to Triassic and Jurassic reservoir systems. If excluding one field (Tyulenovo) practically all hydrocarbon accumulations are situated in a limited area of about 7000 sq. km between the rivers Ogosta and Osam. This area coincides with the super-positioned occurrence of the most enriched in organic carbon the Ladinian-Karnian and Early Jurassic sediments to the west of the meridian of the town of Troyan. In this realm exists some structural and hystorical conditions that have predestinated an interaction and even integration of the hydrocarbon generative potential of the mentioned formations. The present day status of the hydrocarbon accumulations in Bulgaria is a result of the summarized impact from mainly two specific paleogeographic (phacial) happenings and several phases of intensive tectono-thermal activity.

Key words: Bulgaria, source rocks, maturation, hydrocarbon generation.

Въведение

Генетично-парагенетичните съотношения между видовете изкопаеми горива са били и остават важен обект за изследване от страна на ресурсно-заинтересованите геолози и геохимици. Тази тематика събира много от специфичните интереси на „тесните специалисти“ поради общия прародител на фазово различните енергоносители — въглища, нефт и газ. По силата на последното обстоятелство немалко привидно частни фактологични масиви могат да бъдат интегрирани в определено по-широкопланови схеми с теоретично-познавателно и/или приложно значение.

На територията на България присъства широк набор от различни по възраст, литология и веществен състав седименти, които са били обогатени с органични компоненти. В течение на последните години като обогатени с органично вещество (ОВ) утайки или скали се приемат обекти, съдържащи повече от 1% органичен въглерод ($C_{\text{орг}}$ или ТОС). Тази граница засега удовлетворява различни изисквания, но не е изключено в бъдеще да бъде променена. От гледна точ-

ка на петролната геология тя се мотивира от емпирични съображения: седименти с ниска концентрация на органично вещество ($C_{\text{орг}} < 0,5\%$) практически не участват в нефтообразователния процес, а тези със средна концентрация (0,51—1,0%) създават промишлени нефтени акумулации при особени условия (табл. 1). Известно е, че опитите за компютърно моделиране на първичната нефтена миграция в среда със съдържание на ОВ под 1,0% не са били успешни (Welte, Yalcin, 1988).

Торфообразуването, респективно въглеобразуването е явление, което по най-очевиден начин индикира доминирането на органичното вещество в процеса на седиментонатрупване. Това обстоятелство е една от предпоставките за ранния старт на регионалните изследвания по разпространението и характеристиката на въгленосните формации от територията на страната (Минчев, 1961). Изследванията върху съдържащите органично вещество скали за нуждите на петролната геология и геохимия започват по-късно (Мандев, 1965; Вычев и др., 1965; Боков, 1968; Велев, 1969 и др.). Тези, както и много други публикувани и архивни източници, са част от

Таблица 1
Категоризация на обогатените с органично вещество (ОВ) скали

Table 1
Classification of enriched in organic matter sediments

Градации	Съдържание на ТОС %*	Начално съдържание на ОВ	Начални генерационни способности
I	0 < 0,5	нискоконицентрирано	бедни или слаби
II	0,5 – 1,0	средноконицентрирано (кларково)	средни
III	1 – 2,5	висококоницентрирано	ТОС = 1,5%
IV	2 – 5	много висококоницентрирано	добри
V	> 50	въглища	отлични

* ТОС, % – общ органичен въглерод
* ТОС, % – total organic carbon content

фактологичната основа на статията, която се стреми да отчете значението и на някои други геоложки фактори. Тук трябва изрично да отбележим, че всички ползвани от авторите количествени оценки се основават върху образци от сондажни и минни разработки, т.е. от обекти, минимизиращи влиянието на хипергенните процеси.

Обогатени с органично вещество седиментни формации

Геоложката история на българските земи е маркирана от редица времеви епизоди, когато са били образувани формации с литотипи, съдържащи над 1% C_{org} . Повечето от тях са били коректно опробвани и анализирани, а получените резултати вече достатъчно добре характеризират интересуващите ни стратиграфски единици в диапазона между сериите на ордовика и холоцена у нас.

Най-ранните и силно изменените в хода на литогенезата такива седименти са достигнати от сондаж Р-2 Ветрино, приети (условно) за ордовишки (Спасов, Янев, 1966). Частично разкритите тук черни аргилошисти съдържат средно 0,75% аналитичен C_{org} ($n = 6$). Залягащата върху тях предимно аргилитова силурска задруга съдържа средно 1% C_{org} ($n = 15$). Отчитайки анхизоналната степен на литогенеза, достигната от тези ордовишки(?) – силурски седименти в СИ България (Велев, 1999) докатагенното съдържание на ОВ в тях вероятно е било по-високо от 1,5–2%.

Най-младите, обогатени с ОВ седименти се представят от холоценските сапропелюидни тини в басейна на Черно море (до 15% C_{org}). Между тези два крайни члена на изследвания набор от формации попада доста дълга редица от обекти (табл. 2), където се включват и образуванията на номинираните по-рано епизоди и ареали на

въглеобразуване (Минчев, 1961; Шишков и др., 1986).

Всички проведени досега изследвания показват, че формациите с максимална концентрация на съдържащото се в тях ОВ имат отчетливо локално до зонално разпространение и са свързани с началните или финалните фази на големите седиментационни цикли (секвентни граници). Определените като „въгленосни“ формации съдържат и парагенетично свързани с въгленосните фази, но много по-бедни на ОВ седименти. В рамките на българската територия фазите и провинциите с образуване на въглища или битумолити са идентифицирани и добре очертани (Минчев, 1961; Панов, 1983; Шишков и др., 1986 и др.). Освен това те са били и сравнително задълбочено изучавани в петроложко, литоложко и седиментоложко отношение (Христов и др., 1988). Този тип формации като цяло се отличават с най-високи аналитични показатели за съдържание на ОВ. Например, в разреза на Добруджанския въглищен басейн продуктивните горнокарбонски свити имат уравновесено (претеглено) съдържание на C_{org} между 5 и 12%. Ранно- и среднопалеозойските епизоди на образуване на обогатени с ОВ формации, не достигат до въгленатрупване, главно поради някои филогенетични особености на организмовата еволюция. Все пак при около 2% изходно средно съдържание на C_{org} и предполагаема (по геофизични данни) километрова дебелина на тези регионално разпространени формации, техните обеми представляват най-големите абсолютни „резервоари“ на органично вещество в българското геоложко пространство.

Една друга група от седиментни формации не съдържа въглищни пластове или задруги, но някои определени типове скали попадат в категорията на обогатените с ОВ обекти (това са обикновено глинести и алевропелитови скали). Тук се включват главно наслагите от морски се-

Таблица 2
Обогатени с органично вещество седименти на Фанерозоя в България

Table 2
Enriched in organic matter Phanerozoic sediments in Bulgaria

No	Възраст, индекс, Ма	Въглеобразователни фази	Въгленосни провинции	Свити, задруги	Съдържание на С орг. инт. оценка ³	Седиментационна обстановка	Разпространение в ареали	Степен на катагенеза
1	N ₂ < 10 Ma	мадотерциерна ¹ (неогенска) ²	Ломска ¹ (Дакийска) ²	Флорентинска Брусарска	+ ÷ ++ + ÷ въглища	епиконт., бракична епиконт., бракична	СЗ Б-я, платформа СЗ Б-я платформа	ПК ПК ₁
			Тракийска Софийска Струмска Местенска	Маришка Гнилянска Балдевска	+ ÷ въглища + ÷ въглища + ÷ въглища	епиконтинентална епиконтинентална епиконт., езерна	Ю България Ю България ЮЗ България	ПК ₁ ПК ₁ ПК ₁
		старотерциерна ¹ (палеогенска) ²	Пернишка	Горещишка Сухострелска	+ ÷ въглища + ÷ въглища	епиконт., преходи епиконт., езерна	ЮЗ България ЮЗ България	ПК ₃ ÷ МК ₁ МК ₃
3	Pg ₂ ² – Pg ₃ 50 – 23 Ma		Подбалканска Родопска	Равнецка Езеровска Смоленска	+ ÷ въглища + ÷ въглища + ÷ въглища	морска епиконт., преходи епиконт., преходи	И България Ю Б-я Тракия Ю Б-я Родопи	ПК ₁ ПК ₃ МК ₂
4	K ₂ Cn-t 97 – 87 Ma	къснокредна	Балканска Западносредногорска Странджанска	Балк. въгл. задруга Зелениковска	+ ÷ въглища	епиконт., лагуна преходни области епиконт., лагуна преходни области	Ц Стара планина ЮИ България	МК ₃ ÷ МК ₅
5	J ₁₋₂ 205 – 160 Ma	юрска ¹ (ранноюрска) ²		Провадийска Есенишка Калояновска Етрополска Котелска Звездечка Озировска Жаблянска Туденска Бачищенска	+ + ÷ ++ ÷ въгл. + + ÷ ++ + ÷ ++ + ÷ ++ + ÷ ++ + ÷ ++ + ÷ ++ + ÷ ++ + ÷ ++	морска, шелф морска, шелф, делта епиконт., блата морска, дълб. шелф морска, дълб. преходни области морска, шелф епиконт. епиконт. прибр. морска	СИ България СИ България СИ България С България И Стара планина ЮИ Б-я, Странджа С и ЮЗ България ЮЗ България СЗ България ЮЗ и Ц България	ПК ₃ ÷ МК ₁ МК ПК МК МК ? АК МК ÷ АК МК МК МК ₂ ÷ АК ₂
			Западнобалканска			+ ÷ въглища		
6	T ₂₁ – T _{3k} 240 – 223 M			Митровска и аналози	+	морска, дълб. шелф	квази повсеместно ЦС и СЗ България	МК ÷ АК
7	C ₂ 295 – 270 Ma	младопалеозойска	Свогенска	Очиндолска Царичинска Зелениградска	+ ÷ въглища + ÷ въглища + ÷ въглища	континент. морски преходи	Ц Стара планина	АК ₁ ÷ АК ₄
			Белоградчишка Добруджанска ²	Церковска Крупенска Македонска	+ ÷ въглища + ÷ въглища + ÷ въглища	континент. морски преходи континент. морски преходи	Зап. Стара планина СИ България Добруджа	МК ₂ МК ₁ ÷ МК ₃
8	S – D ₁ ? – 390 Ma			варовито-териг. - глинеста задруга	+ ÷ ++	морски дълбочинен шелф	С Б-я, Стара планина, ЮЗ България	главно АК до анхизонален метаморфизъм

¹Минчев (1961), ²Шишков (1986), ³ТОС, %: + = 0,5–1%; ++ = 1,01–2,5%; +++ = 2,51–5,0; въглища >50% С орг.

¹Минчев (1961), ²Шишков (1986), ³ТОС, %: + = 0,5–1%; ++ = 1,01–2,5%; +++ = 2,51–5,0; coal >50% С org.

диментни басейни, чиито типични представители са „варовито-теригенно-глинестата задруга“ (силур — долен девон), Митровската, Етрополската, Есенишката, Русларската и други свити с мезозойска и неозойска възраст (Велев, 1999; Калинко, 1976; Ковачева, 1983, 1987 и др.). Тези единици имат обикновено регионално и надрегионално разпространение. Началните ареали на тяхното образуване трудно могат да бъдат очертани с желаната прецизност (главно поради тектонски и ерозионни фактори). С прехода от стабилната част на Мизийската платформа към колажното геоложко пространство на Южна България, площното разпространение на тези формации добива все по-фрагментарен характер. Като се изключат седиментите на ладин - карнската Митровска свита (Tronkov, 1993; Чемберски и др., 1996, 2003) физикогеографските и хидроложките особености на палеобасейновете им пространства остават бегло или предположително трасирани (фиг. 1).

Наличното в страната разнообразие на обогатени с ОВ формации поражда и някои въпроси, които засега остават без задоволителен отговор. Характерен пример е стратиграфската привързаност към триаски и долноюрски резервоари. На второ място изпъква пространствената локализация на всички промишлени акумулации, с изключение на Тюленовското находище, които попадат в рамките на свързан географски ареал с площ от само няколко хиляди km². На трето място трябва да се поставят особеностите във фазовия състав и генетичните връзки между нефтените фази или корелациите „нефт-скала“, чието решаване изисква доста по-специален методичен инструментариум. Всички тези задачи обаче не могат да намерят правилно решение ако не бъдат разглеждани в контекста на един достоверен геологически сценарий.

Фази на ускорена въглефикация

Стартовият етап в онтогенезата на нефтените фази обикновено се идентифицира с постигането от ОВ на мезокатагенна въглефикация, вмеслена между граничните стойности на отражателната способност на витринита $0,5-1,3\% R_o =$ Главна фаза на нефтообразуване = Нефтен прозорец. Емпиричните определения на катагенния статут на седиментите и съдържащото се в тях ОВ определят категорията на възможните нефтомайчини скали: потенциални (нереализирани) генератори, частично реализирани или вече изтощени (бивши) такива.

За петролната геология има значение и времето на постигане на определени състояния и етапи в катагенезата на органичното вещество, оценявано в абсолютен и относителен хронологичен аспект.

Обогатените с ОВ ранно- и среднопалеозойски формации, които са с практически изчерпан

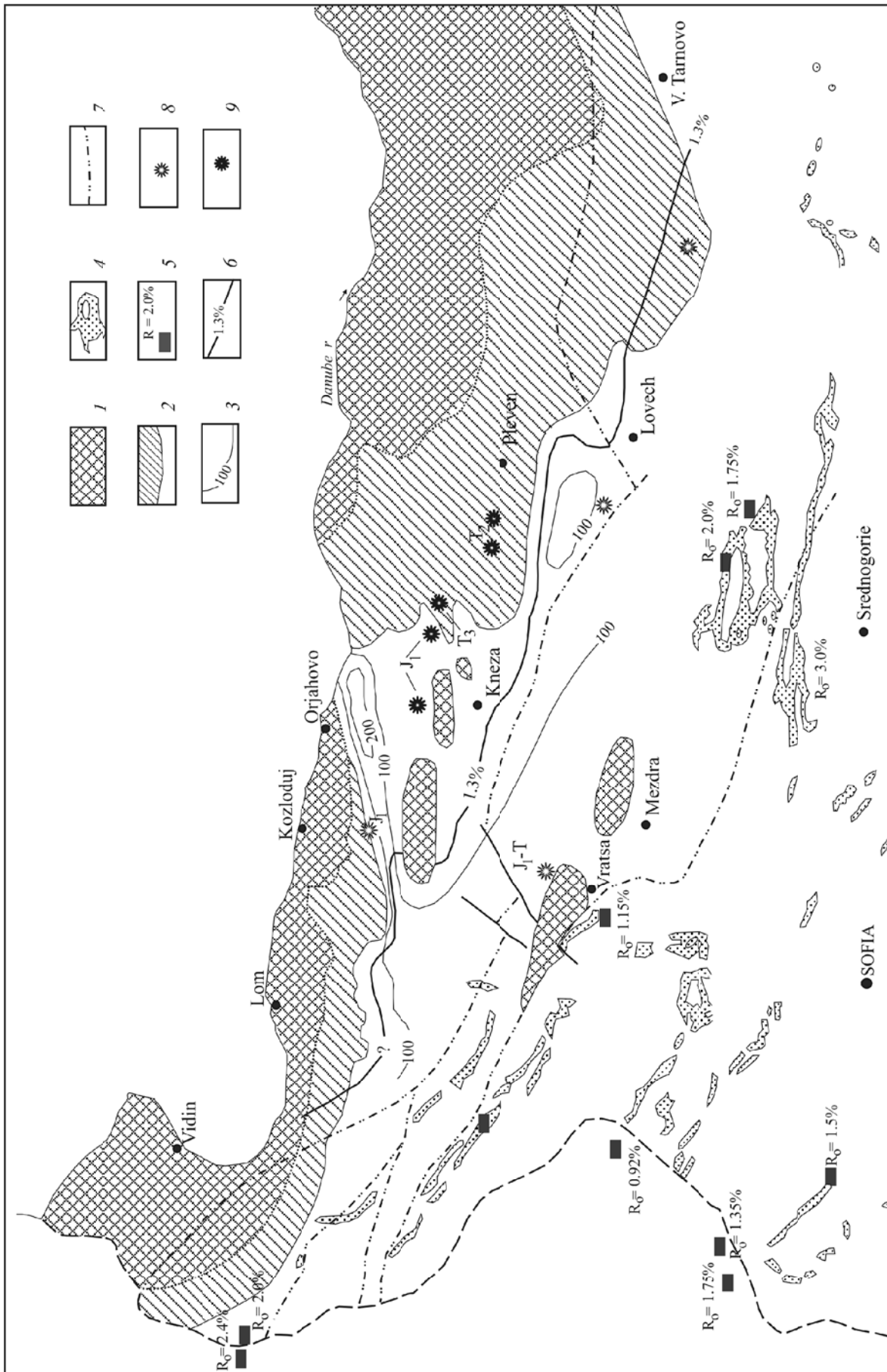
нефтогенерационен (и газогенерационен) потенциал са могли да го реализират в различна степен до края на ерата. Почти нищо определено не може да се каже за геотермичния режим и характера на въглефикационните процеси през това време, тъй като липсват релевантни данни. Съществуват важни характеристични показатели на карбонската въгленосна формация, които позволяват да бъде ограничено времето на катагенно преобразуване, включващо и епохата на перма (Велев, 2002, 2003). В най-източните ареали (сондаж Р-1 Нанево) долните нива на формацията се очертават като вече изчерпали своя потенциал, а на запад — като частично изчерпали генерационните си способности.

Формациите с триаска и ранносредноюрска възраст също така са претърпели бърза термогенна трансформация. Профилите на витринитовата рефлексия от юрските сегменти в няколко сондажни разреза (фиг. 2) демонстрират много стръмни градиенти и подсказват, че поне в грабените депресии процесите на въглефикация на ОВ са приключили още в късноюрско време (Велев, 2003). В междуграбените пространства обаче катагенезата на утайките е могла да продължи и през долнокредната епоха.

Горнокредната въгленосна формация, разпространена главно в обхвата на Средногорската тектонска зона, е приключила въглефикационната си история в координация с прекратяването на интензивния топлинен поток в зоната на островната вулканска дъга, т.е. още преди мастрихтския век. Въглищата и разсеяното в скалите ОВ са успели до голяма степен да реализират своя потенциал, като отражателната способност на витринита от западните и източните ареали на зоната достига съответно стойности от 0,9 до 1,7% (Велев и др., 1997).

След края на кредата еволюционните пътеки на ОВ в пространството на България рязко дивергират и придобиват наблюдаваната днес специфика в границите на Предкарпатско-Балканския басейн, Западночерноморския басейн и в провинцията на южнобългарските палеоцен-миоценски басейни. В малките басейни на Южна България и в шелфовата тераса на Западночерноморския басейн олигоценско-миоценските седименти и тяхното ОВ се трансформират до своя максимум още преди края на миоцена. Постигнатите в хода на тази трансформация позиции са твърде различни: от 0,4% (зоната на шелфа) до 1,15% R_o (Сухострел-Падешки грабен). В зоната на континенталния склон и абисалната част на морето процесите все още продължават и седиментите генерират въглеводороди в различен мащаб.

За много от обогатените с ОВ седиментни формации в границите на страната са характерни такива времеви съотношения между фазите на ускорена въглефикация и структурирането на вместващите ги стратиграфски сегменти, които се определят като квазисинхронни или като из-



преварващи структурирането. От гледна точка на петролната геология тези съотношения не са най-благоприятни за улавяне и запазване на въглеродни емисии в структурните капани на резервоарните системи.

Ареали на промишлена нефтоносност

Различните по мащаб и фазов състав въглеродни акумулации са били нееднократно описвани и систематизирани, като всички автори подчертават тяхното широкообхватно стратиграфско и площно разпространение (Атанасов, 1974; Боков и др., 1969; Велев, 1978 и т.н.).

Съвсем различно изглежда разположението на икономически значимите залежи от нефт и газ, които се концентрират в рамките на относително малък по размер полигон (7000 km²), намиращ се между поречията на Огоста и Осъм. Очевидно изключение правят Тюленовския нефтен залеж и газовия залеж Галата, които се намират далече на изток, в рамките на друг (Западночерноморски) седиментационен басейн.

Нефтогеоложкото райониране по генетичен принцип на Северна България, по-голямата част от която попада в Предкарпато-Балканския басейн, показва, че в нейната централна част са вместени няколко зони на нефто- и газонатрупване, захранвани от различни по възраст източници. Съвсем закономерно и популацията от находища с промишлено значение в полигона Чирен-Селановци-Гиген-Деветаки-Ъглен да съвпадне с пространството, в което са разпространени обогатени с ОВ седименти на Бабинската, Белимелската и Митровската свити (предимно среден триас) и на Бачиищенската и Озировската свити (предимно долна юра).

В разрезите на дълбоките сондажи триаската нефтогенерираща задруга включва съвкупност от глинести карбонати, мергели, аргилити и глинести алевролити, която се разчленява на няколко литофизични пачки (обикновено IX—XIII; мак-

симален възрастов обхват аниз-карн). Голяма част от тези сиви и тъмносиви скали се интегрират в известната Митровска или в Скъгската свита (Tronkov, 1993). Съвременното съдържание на С_{орг} в пелитоморфните скали на задругата се колебае между 0,5 и 1,3%. Отчитайки смесения характер на изходното ОВ (кероген II тип) и достигнатата степен на въглефикация, неговото изходно съдържание в утайките би трябвало да превишава 1%. Следователно, тази скална задруга се очертава като ефективна нефто- и газогенерираща формация от средно качество. Проведените качествени и количествени битуминоложки изследвания на скали от тази формация доказват протичането на нефтогенериционни и емиграционни процеси в регионален мащаб (Велев, Шиманов, 1970; Ковачева, 1983). В най-източната част на Северна България съдържанието на ОВ в синхронните на тази задруга седименти значително намалява до 0,2—0,3% С_{орг}. Тук участието на глинести компоненти в триаския разрез е много ограничено и Митровската свита не е развита (Чемберски и др., 2003). Причината за повишено съдържание на ОВ в седиментите на задругата от по-западните части на страната се вижда в преобладаващото аноксичен режим на придънните басейнови води (Tronkov, 1993). Това твърдение обаче няма никаква доказателствена подкрепа.

Пак в западната част на Мизийската платформа, Балканидите и Северното Краище са петнисто разпространени седиментите на юрската континентална въгленосна формация (Начев, 1976), в която са отделени няколко свити: Бачищенска, Туденска, Жабленска, Връшкочукска (Сапунов, 1969; Сапунов и др., 1983, 1990). Концентрацията на ОВ в седиментите на формацията достига до въгленосност с икономическо значение. Следващата над нея морска трансгресивно-регресивна формация (Озировска свита) има средни до добри генерационни способности, а дебелината на седиментите достига в някои зони стотици m.

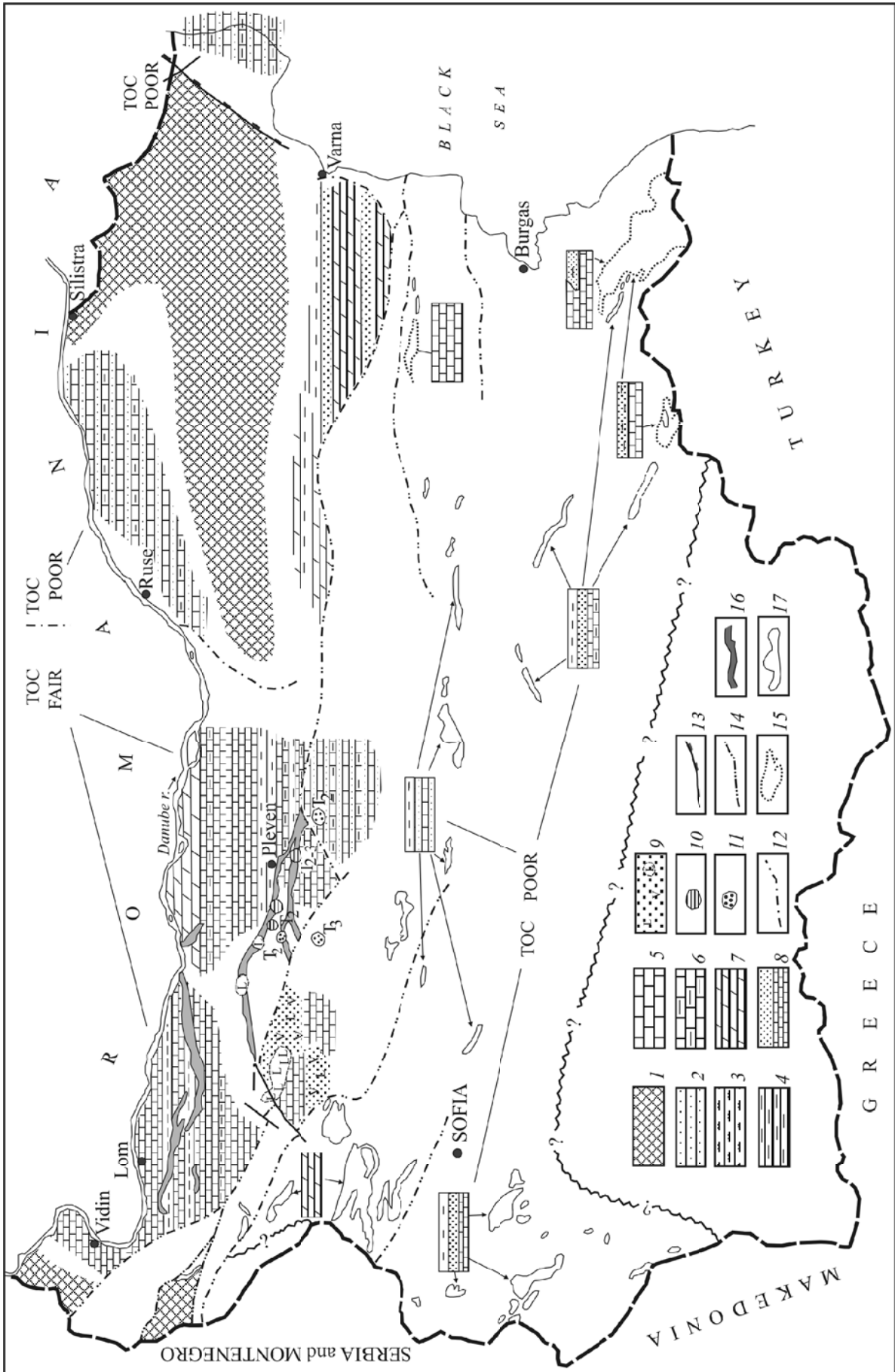


Фиг. 1. Разпространение на ладинско-карнски седименти в част от територията на България с различно съдържание на органичен въглерод — ТОС

1 — отсъствие на седименти (ерозия, денудация); 2 — пясъчници; 3 — алевролити; 4 — глина; 5 — варовици; 6 — мергели; 7 — доломити; 8 — литотипове в редуване; 9 — вулкански и седиментно-вулкански скали; 10 — нефтен залеж; 11 — газов залеж (в триаски резервоари); 12 — фациални граници; 13 — нормален разсед; 14 — фронт на гънково-навлачния пояс; 15 — граница на алохтонни структури; 16 — тектонски интензивно нарушена зона; 17 — скални разкрития на повърхността

Fig. 1. Triassic (Ladin — Carnian) source rocks occurrence over the Territory of Bulgaria

1, lack of sedimentation, erosion and denudation; 2, sandstone; 3, aleurite; 4, clay; 5, limestone; 6, marl; 7, dolomite; 8, lithologies in alteration; 9, volcanic and volcano-sedimentary rocks; 10, oil pool; 11, gas pool (in Triassic reservoir rocks); 12, facies borderline; 13, normal fault; 14, thrust and nappe front line; 15, allochthonous unit borderline; 16, faulted zone; 17, rock in outcrops



В обхвата на Мизийската платформа въгленосната формация е изследвана по данни от дълбоките сондажи с оглед нейната роля в нефто- и газообразуването в западната половина на Северна България (Velev et al., 1991). Нейното органично вещество (главно кероген III тип) е склонно да генерира предимно газообразни въгледородни плус големи количества CO_2 (Killops et al., 1996). Освен потенциален ресурс за формирането на газови залежи тези флуиди са и добри агенти при масотранспортни процеси на течни въгледородни в газо- и/или водоразтворена форма.

Не е случайно впечатляващото вместиане на повечето промишлени залежи само в границите на суперпозиционирани триаски и юрски формации с обогатени на ОВ седименти. Съседството и преките контакти на двете формации в условията на дислоцираното триаско-юрско пространство дава възможност за взаимодействие на флуидодинамичните потоци по различни масотранспортни схеми (Велев, 1977, 1979). Съществуват целенасочени изследвания, които доказват близост и дори идентичност на нефтени фази от триаски и юрски резервоари по редица показатели (Максимов и др., 1978). Следователно, с достатъчно основание може да се твърди, че при геоложките дадености на Северна България формирането на залежи от смесени по генезис въгледородни фази има висока вероятност за реализация.

Съществуващото фазово разнообразие на въгледородните акумулации в ареала с промишлена продуктивност се определя в известна степен от различното участие на разнотипните и разновъзрастните генератори при всеки отделен случай. От друга страна се проявява добре известната закономерност за „изгасване“ на промишлената нефтоносност в зоната на късната мезокатагенеза (с отражателна способност на витринита над 1,3% R_o).

Изводи

В заключение на този анализ, който не се стреми да достигне нивото на локалните геоложки обекти, може да се направят следните изводи:

1. Фанерозойската история на българската територия се характеризира с десетина времеви интервала, когато са образувани обогатени с ОВ седименти; в 7 от тях се достига до максимална концентрация на ОВ под формата на въглища. Тези потенциални генератори на въгледородни са със средни, добри и отлични възможности.

2. На територията на страната са разпространени предимно седиментни формации със средна концентрация на ОВ, които притежават и умерени генерационни възможности. Малка част от участващите в тези формации литоложки типове съдържат ОВ над 1% и могат да се разглеждат като ефективни нефтомайчини скали.

3. Повечето от промишлените въгледородни залежи са свързани по един или друг начин с триаски и юрски обогатени на ОВ формации. Триаските формации са склонни да генерират повече нефт, а юрските — повече газ. На територията на страната липсват нефтени акумулации извън районите с разпространение на Бабинската и Митровската свита.

4. Пространствената сближеност на повечето промишлени залежи от западната половина на Северна България попада в ареала със суперпозиционни съотношения на обогатените с ОВ триаски и долноюрски формации.

5. Фазовият състав на установените въгледородни залежи се контролира едновременно от типовото разнообразие на изходното ОВ и от постигнатото ниво на термогенна трансформация на керогена (или конверсия на неговите течни деривати в газообразни въгледородни смеси).



Фиг. 2. Стойности на отражателната способност на витринита в долно-средноюрската въгленосна формация в част от територията на България и Източна Сърбия

1 — отсъствие на седименти; 2 — частично и непоследователно разпространение на седиментите; 3 — изопакхити на въгленосните седименти (по сондажни данни), m; 4 — разкрития на въгленосната формация на повърхността; 5 — точки на опробване на въглищни пластове и включения и средноаритметични стойности на отражателната способност на витринита (R_o , %); 6 — изореспенда 1,3% R_o — южна граница на нефтения прозорец; 7 — фронт на гънково-навлачния пояс на Балканидите; 8 — позиция на газов залеж; 9 — позиция на нефтен залеж

Fig. 2 Vitrinite reflectance value in Low-Middle Jurassic coal-bearing formation in a portion of Bulgaria and East Serbia
1, absence of sediments; 2, accidental presence of sediments; 3, iso-pachous line (m) of coal-bearing sediments; 4, outcropping sediments; 5, sampled wells and mean vitrinite reflectance (% R_o); 6, 1.3% R_o — isoreflexance line, south border of the “oil window”; 7, Balcanidian belt front line; 8, gas pool; 9, oil pool

Литература

- Атанасов, А. 1974. Закономерности в строежа и нефтогазоносността на Северна България. II част. — *Сп. Бълг. геол. д-во*, 35, 1, 1–23.
- Боков, П. 1968. Органическо вещество в мезозойских отложениях Козлодуйской площади (Северная Болгария). — *Докл. БАН*, 21, 6, 533–536.
- Боков, П., В. Вычев, Г. Димов, П. Мандев, И. Монахов, В. Трошанов. 1969. Распределение промышленных залежей и проявлений нефти и газа на территории НР Болгарии. — *Сп. Бълг. геол. д-во*, 30, 3, 321–330.
- Велев, В. 1969. Разпределение на органичното вещество в карбонатния комплекс на триаса от Тетевенско. — *Год. Соф. У-т, Геол. геогр. ф-т*, 61, 1-геол., 275–298.
- Велев, В. 1977. Роль верхнетриасово-среднеюрского „промежуточного“ труднопроницаемого комплекса при нефтегазообразовании в мезозое Северной Болгарии. — *Докл. БАН*, 32, 1, 71–74.
- Велев, В. 1978. Типы углеводородных скоплений в триасово-среднеюрских отложениях. — *Geologica Balc.*, 8, 3, 59–84.
- Велев, В. 1979. Время и механизм образования нефтяных залежей триасового карбонатного комплекса в зоне Дыбникского вала (Северная Болгария). — *Докл. БАН*, 32, 1, 71–74.
- Велев, В. 1999. Нефть и газ от палеозоя на България — минажи и реалности. — *Минно дело и геология*, 9, 17–21.
- Велев, В. 2002. Замразеният въглефикационен профил на карбона от СИ България и промените в палеогеотермичното поле към края на палеозойската ера. — *Геология и минерални ресурси*, 6, 11–15.
- Велев, В. 2003. Въгледородният потенциал и генерационните процеси в геоложкото пространство на България. — *Минно дело и геология*, 9, 35–38.
- Велев, В., В. Балинов, П. Попов. 1997. Рудоносното Средногорие и нефтогазоносният потенциал на България. — *Минно дело и геология*, 3, 9–12.
- Велев, В., Ю. Шиманов. 1970. Потенциалните ресурси на нефти и генетическата природа нефтеносности аргилитово-карбонатного комплекса (T₂-T₃) в централната част на Северна България. — *Докл. БАН*, 23, 11, 1405–1408.
- Вычев, В., О. Матеева, Т. Николов. 1965. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества в мезозойских породах Предбалканья. — В: *Карпато-Балканская Геол. Асоц., VII Конгресс, Докл., IV С.*, Изд. БАН, 19–27.
- Калинко, М. К. (Ред.). 1976. *Геология и нефтегазоносность Северной Болгарии*. М., Недра, 244 с.
- Ковачева, И. 1983. Нефтегазообразуващи наслаги. — В: *Геология и нефтогазоносна перспективност на Мизийската платформа в Централна Северна България*. С., Техника, 193–216.
- Ковачева, И. 1987. Нефтегазообразуващи наслаги. — В: *Геоложки предпоставки за нефтогазоносността на Североизточна България*. С., Техника, 227–245.
- Максимов, С. П., М. К. Калинко, Р. Г. Панкина, Т. А. Ботнева, В. В. Ильинская, И. Б. Монахов, Г. Димов. 1978. Состав и генезис нефтей терригенных отложений юры Северной Болгарии. — *Геол. нефти и газа*, 10, 57–64.
- Мандев, П. 1965. Мезозойские нефтеобразующие формации в Северной Болгарии. — В: *Карпато-Балканская Геол. Асоц., VII Конгресс, Докл., IV С.*, Изд. БАН, 49–57.
- Минчев, Д. 1961. Въглеобразователни фази и въгленосни провинции. — *Год. Соф. У-т, Биол.-геол.-геогр. фак.*, 54, 2-геол., 319–345.
- Начев, И. 1976. *Литология на юрските седименти в България*. С., Изд. БАН, 160 с.
- Панов, Г. 1983. Горючие сланцы болгарских месторождений. — В: *Горючие сланцы Болгарии*. С., Изд. БАН, 7–22.
- Сапунов, И. 1969. Относно някои съвременни стратиграфски проблеми на юрската система в България. — *Изв. Геол. инст., сер. стратигр. и литол.*, 18, 15–20.
- Сапунов, И., П. Чумаченко, С. Чернявска, 1990. Официални стратиграфски единици за юрските континентални скали от Западна България. — *Сп. Бълг. Геол. д-во*, 51, 1, 10–20.
- Сапунов, И., С. Чернявска, П. Чумаченко, В. Шопов. 1983. Стратиграфия нижнеюрских отложений в области Краиште (Юго-Западная Болгария). — *Geologica Balc.*, 4, 3–29.
- Спасов, Х., С. Янев. 1966. Стратиграфия на палеозойските седименти в сондажите от Североизточна България. — *Изв. Геол. инст.*, 15, 25–77.
- Христов, З. Н., Е. И. Стефанова, Я. Г. Тенчов, К. Т. Попова, А. Б. Попов, Г. Д. Манев, В. А. Парашкевова, И. Ст. Иванов, Й. А. Янакиев, Р. В. Пеева. 1988. *Геология на Добруджанския въглищен басейн*. С., Техника, 170 с.
- Чемберски, Х., Р. Доскова, М. Павлова, М. Стоева. 2003. Някои аспекти в разпространението на триаските седименти в Североизточна България и прилежащия шелф. — *Геология и минерални ресурси*, 9, 19–22.
- Чемберски, Х., Т. Ранкова, Н. Антова, Г. Николов. 1996. Триаската система в България — веществен състав, седиментационни обстановки и геодинамични събития. — *Сп. Бълг. геол. д-во*, 57, 2, 1–18.
- Шишков, Г., М. Кехайова, С. Стайкова. 1986. *Въглища и въглищни басейни в България. Библиография*. С., Изд. СУ „Климент Охридски“, 164 с.
- Killops, S. D., R. G. Allis, R. G. Funell. 1996. Carbon dioxide generation from coals in Taranaki basin, New Zealand: implications for petroleum migration in Southeast Asian Tertiary basins. — *AAPG Bulletin*, 80, 545–559.
- Tronkov, D. A. 1993. Skatska Formation and Lom Middle Triassic anoxic paleodepression in the western part of the Moesian platform (N-W Bulgaria). — *C. R. Acad. bulg. Sci.*, 46, 9, 77–79.
- Velev, V., S. Valcheva, D. Gusseva. 1991. Oil and coal in the Lower Jurassic series from North Bulgaria. — *C. R. Acad. bulg. Sci.*, 44, 8, 77–80.
- Welte, D. H., M. N. Yalcin. 1988. Basin modeling — a new comprehensive method in petroleum geology. — *Organic Geochem.*, 13, 1–3, 141–151.

(Постъпила на 17.05.2005 г., приета за печат на 28.09.2006 г.)