

ПЕРСПЕКТИВНИ НЕФТОГАЗОМАЙЧИНИ СКАЛИ ОТ ЗАПАДНАТА-ЦЕНТРАЛНА ЧАСТ НА ЮЖНОМИЗИЙСКАТА ПЕРИПЛАТФОРМЕНА ОБЛАСТ

Никола Ботушаров

Софийски университет "Св. Климент Охридски", София 1504

РЕЗЮМЕ. Митровска свита (T2) демонстрира средни възможности за генерация на газ, а добър до много добър потенциал за нефт и газ притежават отложенията на Букоровски член на Озировска свита (J1) и Стефанецки член на Етрополска свита (J2) в изследвания район. Наличната геолого-геохимична информация позволи да се моделират и характеризират особеностите на главната зона на нефтообразуване (ГЗН) и главната зона на газообразуване (ГЗГ), както и времето на реализация на въглеродородния потенциал от перспективните майчини скали. Приложението на различни сценарии за топлинния поток показва основно различия във времето на въглеродородната реализация. По-ранната генерация на газообразни въглеродороди от седиментите на Митровска свита се предопределя от потъването на триаса в разреза, типа на органичното вещество и термичната им зрялост. Нефтогазотворните и зрялостни характеристики на отложенията от Букоровски и Стефанецки членове от своя страна описват по-големия въглеродороден потенциал на долно-средноюрските скали и възможността за генерация както на течни така и на газообразни въглеродороди.

PERSPECTIVE SOURCE ROCKS IN THE WESTERN-CENTRAL PART OF SOUTH MOESIAN PLATFORM MARGIN

Nicola Botusharov

Sofia University "St. Kliment Ohridski", Sofia 1504

ABSTRACT. Mitrovo Fm. (T2) demonstrates fair gas potential, but Bukorovo member of Ozirovo Fm. (J1) and Stefanetz member of Etropole Fm. (J2) show good to very good oil and gas potential in the studied area. Available data allow modelling and characterization the features of oil and gas windows as well as the time of hydrocarbon generation from perspective source rocks. The variety of the petroleum realization is due to application of different heat flow scenarios. The early gas generation from Mitrovo Fm. is the result of burial depth, kerogen type and thermal maturity of sediments. The quantity, quality and maturity peculiarities of Bukorovo and Stefanetz members determine higher hydrocarbon potential of Lower-Middle Jurassic rocks and possibility for both oil and gas generation.

Въведение

През последните 30 години на миналия век Южномизийската периплатформена област става един от районите в Северна България с най-интензивни нефтени проучвания. В нейната централна и западна части, както и в прилежащите зони на север са открити няколко залега с промишлено значение и множество въглеродородни прояви (Фиг. 1). Находищата са вместилища основно в среднотриаски и долноюрски скали, а въглеродородният потенциал на седиментния разрез дълго време се свързваше само с триаските отложения. Детайлният анализ на литолого-каротажните данни и резултатите от настоящото и предходни геохимични изследвания на ядка от множество сондажи в Южномизийската периплатформена област, обаче, показва по-високо присъствие на органично вещество в долно-средноюрските отложения в сравнение с тези от триаските седименти.

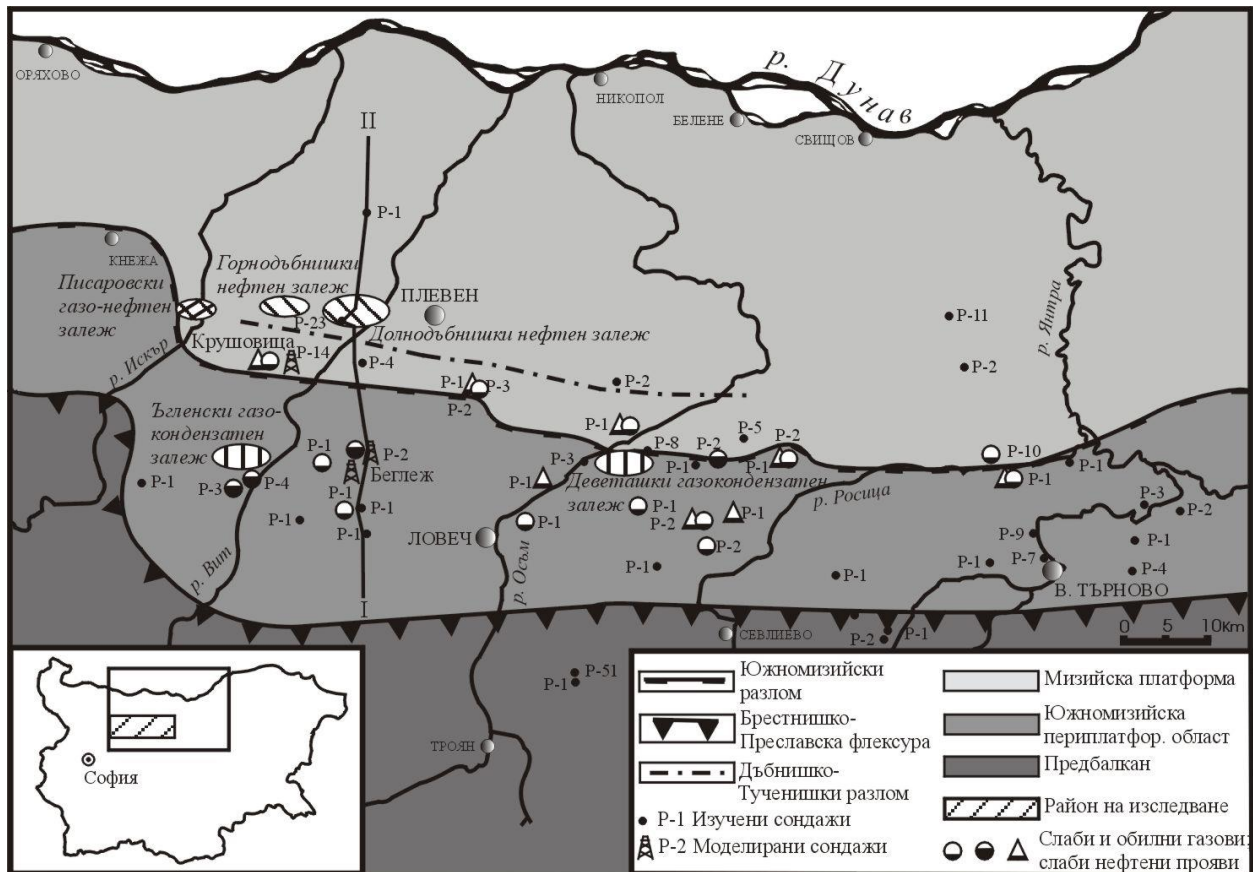
Геоложка обстановка

Южномизийската периплатформена област представлява южна крайнина на Мизийската платформа, между Балканидния навлачен фронт и южния платформен ръб (Фиг. 1). Тази област е обособена като преходна зона

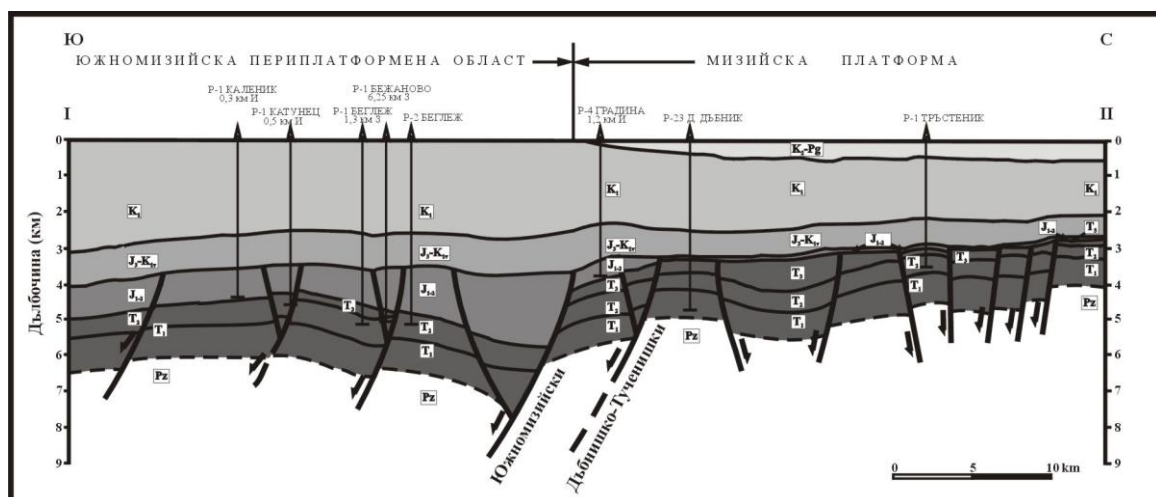
(Бончев и др., 1957) с различни наименования – предпланинско понижение (Йовчев, Балуховски, 1961), периплатформена моноклинала (Гарецкий, 1968), перикратонно понижение (Атанасов, 1973) и Търговищко-Провадийско стъпало (Калинко, ред., 1976). Южномизийската периплатформена област се разглежда като такава по юрско-долнокредните отложения (Монахов и др., 1981). Тя е по-дълбоко потънала и наклонена на юг периферна зона от българската част на Мизийската платформа. Южномизийската периплатформена област има сложна структурна характеристика, в която преобладава моноклиналното южно потъване. Формирането ѝ започва от началото на юрата, като съвременния си морфоложки облик придобива в края на късноюрската и началото на раннокредната епоха. Геодинамичната еволюция на областта е белязана също така от рифтови цикли през късен перм – ранен триас, късен триас, ранна юра и късна креда, които са били многократно прекъсвани и последвани от компресионни събития (Georgiev et al., 2001). Значимите тектонски събития и отлагането на по-дебели, разнообразни в литоложко отношение седименти са се осъществили главно през триаско, ранно-средноюрско, титон-валанжинско и в по-малка степен къснокредно-терциерно време. Седиментният пълнеж се състои от мезозойски скали с дебелина обикновено до 4-6 km (Фиг. 2, 3), лежащи

несъгласно върху слабо огъната палеозойска основа. Покрити са от палеогенски, неогенски и кватернерни отложения, а локално само с кватернер. Южната граница на областта е всъщност границата с Предбалкана. На изток от р. Искър тя се следи по Брестнишко-Преславската флексура, която представлява повърхностна изява на челния навлак в Балканския ороген. Северната ѝ граница в горноюрско-долнокредния структурен комплекс е монокинален склон, а в долно-средноюрския седиментен комплекс на изток и триаския комплекс на запад е тектонска и се маркира от Южномизийския разлом.

На фигура 1 се очертава районът на изследване, който се простира в западната-централна част на Южномизийската периплатформена област, характеризираща се с по-пълнен седиментен разрез. Прокарването на северна и южна граници е направено по тектонски белези, като съвпадат с границите на южната окрайнина на Мизийската платформа. На запад и изток по географски белези граници се явяват съответно реките Искър и Осъм.



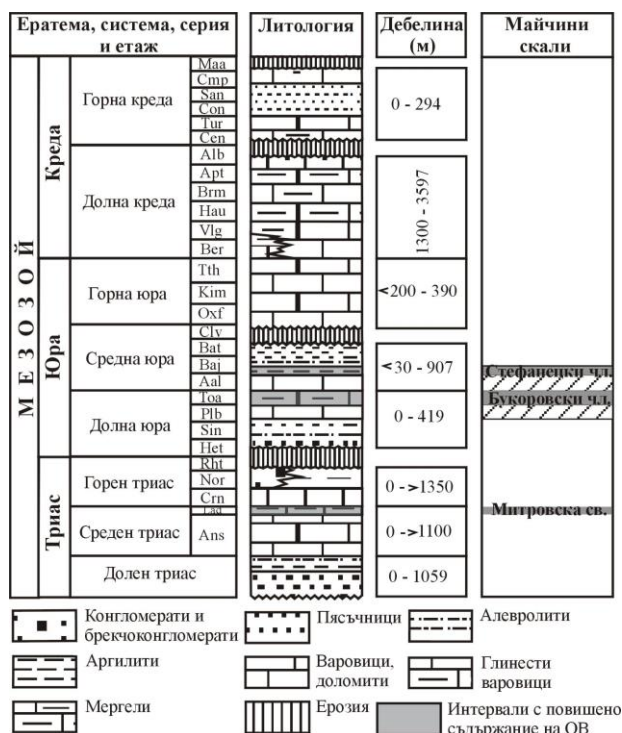
Фиг. 1. Обобщена тектонска карта на Централна Северна България с разположението на основните залежи, въглеводородните прояви и наличните сондажни данни



Фиг. 2. Регионален геоложки профил по линия I-II, съставен на основата на интерпретирани сеизмични разрези (за местоположението на профила виж Фиг. 1).

База данни и използвана методика

Изборът на район на изследване се основава на наличната сондажна информация и на пълнотата на седиментния разрез. Западно от р. Осъм до р. Искър в обхвата на Южномизийската периплатформена област са прокарани множество дълбоки сондажи, като голяма част от тях пресичат мезозойските серии (Фиг. 3). В допълнение данните от прилежащите на север зони на Тученишкото стъпало и Плевенския блок позволяват да се получи по-детайлна литостратиграфска картина за прехода на Мизийската платформата към нейната южна окрайнина.



Фиг. 3. Обобщена литостратиграфска схема на мезозойски седименти от централната част на Южномизийската периплатформена област с позицията на нефтогазотермичните скали в разреза

Оценката на нефтогазогенериращите способности на отложенията от западната-централна част на Южномизийската периплатформена област и прилежащите гранични територии се основава на комплексни анализи. Включени са литоложки и каротажни интерпретации на 20 сондажни разреза, както и проведените съвременни геохимични методики. В настоящата работа са взети под внимание нефтогазогенериращата и зрялостна характеристика на над 50 триаски образци от изследвания район. Геохимичната оценка се основава на проведените анализи: пиролитичен метод (Rock-Eval), анализ на органичното вещество (Leco-TOC), газ-хроматография – мас-спектрометрия (GC-MS) и замерване на отражателна способност на витринита (%Ro). Обобщени и анализирани са също така резултатите от предходни работи за останалата част на седиментния разрез (Калинко, ред., 1976; Велев, Шишков, 1979; Ковачева, 1983; Vuchev et al.,

1994; Георгиев, Дабовски, 1997; Georgiev, 2000; Georgiev, Dabovski, 2000).

Геоложките, геофизичните и геохимичните данни са моделирани чрез специализиран софтуер (PDI-1D™ на IES, Julich) в Леобенския университет, Австрия. Основната цел бе възстановяване на геодинамичните условия в изследвания район и сравнителна оценка на генерацията от перспективните майчини скали при прилагане на различни сценарии на топлинния поток. Съпоставянето на кривите на басейново потъване от подбрани сондажни разрези с позицията на главната зона на нефтообразуване (ГЗН) и главната зона на газообразуване (ГЗГ) позволи да се проследи въглеродородната реализация във времето.

Перспективни нефтогазотермични скали

Палеозойските скали не са достигнати от сондажите в западната-централна част на Южномизийската периплатформена област. От неозойския разрез са установени сравнително тънки палеогенски отложения в сондажи Р-1 Драгана, Р-1 Беглеж, Р-3 Ъглен и Р-3 Ракита. Палеогенски и неогенски интервали са преминати и в прилежащата на север зона на Тученишкото стъпало. В тази връзка, основни обекти на настоящето изследване представляват триаския, долно-средноюрския и горноюрско-валанжинския седиментни комплекси от мезозойския разрез, които се отличават със значителна дебелина (Фиг. 2, 3).

Тектонските събития през мезозоя са предопределили до голяма степен разнообразието на скалите отложени в южната потънала част на Мизийската платформа. Периодите на засилено потъване са подходящи за натрупване на глинести седименти. Пост-рифтовото развитие и бързото разпространение на морските води през средния триас и особено през ранна-средна юра в района на изследване довеждат до отлагане на средни до много добри нефтогазотермични скали. Те са били акумулирани в морски плитководни до сравнително дълбоководни условия (Т2 и J1-2).

Изследванията на взетите ядрови образци от сондажите в западната-централна част на Южномизийската периплатформена област установиха, че триаският разрез вества бедни до средни нефтогазотермични скали. Сред тях долнотриаските континентални и преходни седименти се характеризират с минимално присъствие на органично вещество (ОВ). Те са представени основно от теригенни и теригенно-карбонатни разновидности на Червеноцветната пясъчникова задруга, Стежеровска и Александровска свити. ОВ е натрупано в незначителни количества в аргилитите и глинестите алевролити от горните части на Стежеровска и Александровска свити. Изследвани са главно ядрови образци от прилежащата на север зона (сондажи Р-1 Александрово и Р-2 Одрене), тъй като на юг от Южномизийския разлом и западно от р. Осъм разрезите не достигат долния триас. Средните стойности на TOC (общо количество органичен въглерод) характеризират

тези интервали като бедни майчини скали (<0,5 тегл.%). Най-често срещаните значения на ТОС варират в тесни граници (0,15-0,20 тегл.%). По-голяма част от долнотриаските скали са окислени още при своето отлагане и само малка част от преходния към аниза (T2) интервал е била запазена по време на диагенезата. Това се е отразило на качеството на ОБ, което се характеризира с присъствие на хумусно и окислено ОБ - кероген III и IV тип. Тези седименти са дълбоко погребани в южната потънала част на платформата. Термичната им зрялост расте от стадия на късна зрялост (0,9-1,3%Ro) в зоната на Южномизийския разлом до презрял стадий (>1,3%Ro) по посока на Балканския навлачен фронт.

Средният триас е представен от преобладаващо плиткоморски карбонатни и глинесто карбонатни седименти на Дойренска (T2 Ans) и по-голямата част от Митровска свити (T2 Lad-Cm). Дойренска свита се явява основният колектор за въглеродороди на територията на цяла Северна България. Но, от гледна точка на количество и качество на присъстващото ОБ интервалът е сравнително беден. Средните стойности на ТОС от варовиците и доломитите не надхвърлят 0,30 тегл.%. В основата на аниза (T2) преобладава хумусното ОБ представено от кероген III тип. Това се дължи на все още засиленото постъпление на континентални материали от подхранващите суши. Нагоре в разреза се увеличава присъствието на смесено и сапропелово ОБ поради удълбочаване на обстановката на седиментоотлагане. В тази връзка, нефтогазомайчини скали (Фиг. 3) със средно съдържание на ТОС се установиха в ладина на Митровска свита. Тези среднотриаски отложения се състоят от варовици, аргилити, глинести алевролити и мергели. Митровска свита е развита основно в изследвания район, а непосредствено на изток от линията Плевен – Ловеч в централната част на Южномизийската периплатформена област тя липсват поради ерозия. Нейната дебелина е сравнително малка и варира, като на места се увеличава до 100-120 м. Средното ТОС съдържание в свитата е около 0,70 тегл.%, като за мергелите то е 0,82 тегл.%, а в аргилитите, глинестите варовици и глинестите алевролити е 0,95 тегл.%. Преобладаващият кероген е II/III и III тип, както показват резултатите от Rock-Eval и GC-MS анализи. Биомаркерните профили на нормалните алкани и микроскопските наблюдения на мацералните групи потвърждават плиткоморският произход на ОБ със засилен привнос на материали от издигнатите суши. Качеството на ОБ, средното количество на ТОС и дебелината на Митровска свита определят малкия, основно газов потенциал. На юг от Южномизийския разлом (Фиг. 1, 2), поради високата си термична зрялост (>1,3%Ro) среднотриаските майчини скали са генерирали своя ограничен потенциал.

Горнотриаските карбонатни (Русиновделска и Преславска свити) и теригенно-карбонатни (Мизийска група) седименти се характеризират с ниско съдържание на ОБ. Стойностите на ТОС за изследваните ядрови образци варират от 0,07 до 0,36 тегл.%, като по-високите значения са отчетени в глинестите варовици и варовитите

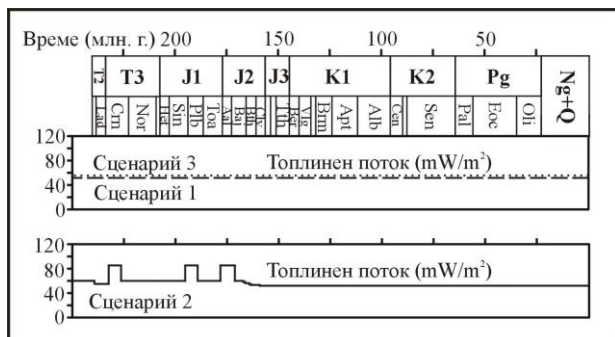
аргилити от Писаровски член на Преславска свита. Сапропеловото ОБ в тези интервали се представя основно от кероген II тип. На прехода към средния триас, обаче, се увеличава присъствието на смесения II/III тип кероген. Поради произходът на скалите на Мизийска група, характеризирани се с преотложени отломки и материали от по-стари триаски скали, ОБ в тях демонстрира изключително разнообразие (кероген II, II/III и III тип). Термичната зрялост на горнотриаските седименти се изменя от стадия на късна зрялост (0,9-1,3%Ro) на прехода от Мизийската платформа към нейната южна окраина до презрял стадий (>1,3%Ro) на юг към Предбалканските структури.

Друг детайлно изучен и интересен от генерационна гледна точка интервал е този на долна-средна юра (Фиг. 3). Той се характеризира с разнообразна литология (теригенни, карбонатни и смесени теригенно-карбонатни скали) и присъствие на течни и газообразни въглеродороди в разрезите от изследвания район (Беглежка, Деветашка и Крушовишка площи). Съдържанието на ОБ и термичната зрялост на долно-средноюрските седименти предопределят високия им нефтогазов потенциал. Нещо повече, съвременните геохимични и генетични изследвания и биомаркерни корелации свързва нефтите от Северна България с долно-средноюрските майчини скали (Georgiev, 2000).

Богатите на ОБ седименти от долно-средноюрския разрез са представени от глинестите варовици, мергелите и аргилитите на Букоровски член на Озировска свита и чистите до алевритови аргилити на Стефанецки член на Етрополска свита (Фиг. 3). Високите стойности на ТОС (до и над 2,0 тегл.%) в тези интервали от разреза на Южномизийската периплатформена област, както и значителната сумарна дебелина на долно-средноюрските серии в района на изследване (на места над 500-600 м) определят техния добър до много добър въглеродороден генерационен потенциал. Средните стойности на ТОС за аргилитите, алевритовите аргилити и глинестите алевролити варират от 0,85 до 1,40 тегл.%, а мергелите и глинестите варовици са със стойности на ТОС в рамките на 0,49-0,61 тегл.% (Ковачева, 1983). Резултатите от съвременните геохимични анализи характеризират глинестите интервали на Озировска и Етрополска свити като най-добрите нефтогазомайчини скали в Северна България (Georgiev, 2000). Типът кероген (преобладаващо II и II/III), както и степента на преобразуваност на органичното вещество предопределят способността им да генерират промишлени количества въглеродороди. Възможностите за активна генерация се свързват със зоните, където майчините скали попадат в нефтения прозорец. Това са териториите непосредствено на юг от Южномизийския разлом и прилежащите на север Тученишко стъпало и Плевенски издигнат блок. На юг в най-потъналата част на Мизийската платформа под структурите на Алпийския навлак поради високата термична зрялост на долно-средноюрските седименти генерационният им потенциал е вероятно вече реализиран.

Дискусия за реализацията на въгледородния потенциал

Приложени са три сценария на топлинния поток (Фиг. 4) с цел намиране на най-добро съответствие между измерените и програмно изчислените зрелостни параметри за два ключови сондажа от изследвания район.

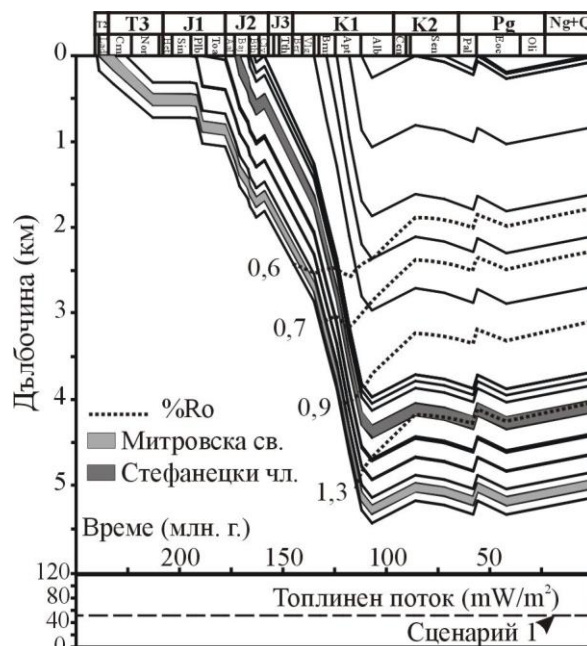


Фиг. 4. Основни сценарии на топлинния поток приложени за сондажи Р-1 Беглеж и Р-14 Крушовица при моделирането на термичната история и въгледородната генерация в изследвания район

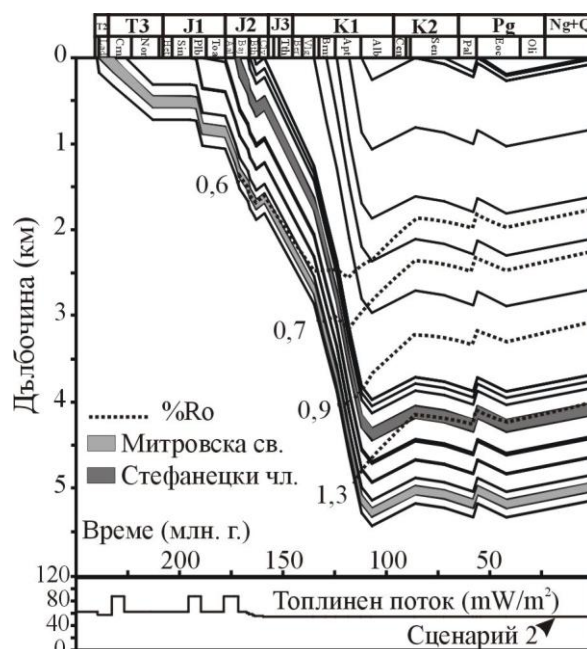
С помощта на различните топлинни сценарии е моделирано положението на ГЗН и ГЗГ за сондажи Р-1 Беглеж и Р-14 Крушовица. Съпоставянето на кривите на тектонското потъване с изолиниите на отражателната способност на витринита (%Ro) определя времето на въгледородна генерация от перспективните майчини скали (Фиг. 5, 6 и 7). Сценариите са използвани при процеса на моделиране на сондажно-геофизичните данни, като при всеки един от тях е постигнато добро покритие между измерените и калкулирани стойности на %Ro.

Сценарии 1 и 2 са приложени за сондаж Р-1 Беглеж (Фиг. 5 и 6). Първият от тях е константен, при който няма промяна в стойностите на топлинния поток през дългата геоложка история на Южномизийската периплатформена област. Вторият е по-сложен, тъй като реконструира разнообразното и многолико геодинамично развитие на южната потънала част на Мизийската платформа. Този сценарий е и по-реалистичен понеже прилага завишени стойности на топлинния поток за етапите на рифтинг през триаса и юрата. Моделните стойности от порядъка на 80-85 mW/m² въведени за късния триас, ранната и средна юра отговарят на времето на по-значителна екстензия и изтъняване на земната кора през мезозоя.

Митровска свита започва да навлиза в ГЗН (0,6-1,3 % Ro) в началото на ранната креда и излиза от него в края на апта и началото на алба (Фиг. 5). Типът на ОБ, както и не голямата дебелина на свитата предполагат газова генерация в непромишлени количества. Най-висока термична зрялост седиментите достигат в края на апта, когато е най-голямото потъване в западната-централна част на Южномизийската периплатформена област. В крайна сметка по-значителна реализация на газовата фаза се осъществява след апта, когато свитата навлиза в ГЗГ с цялата си дебелина.



Фиг. 5. Модел на басейновото потъване и разпределението на зоните на термична зрялост съобразно приложения константен сценарий за сондаж Р-1 Беглеж

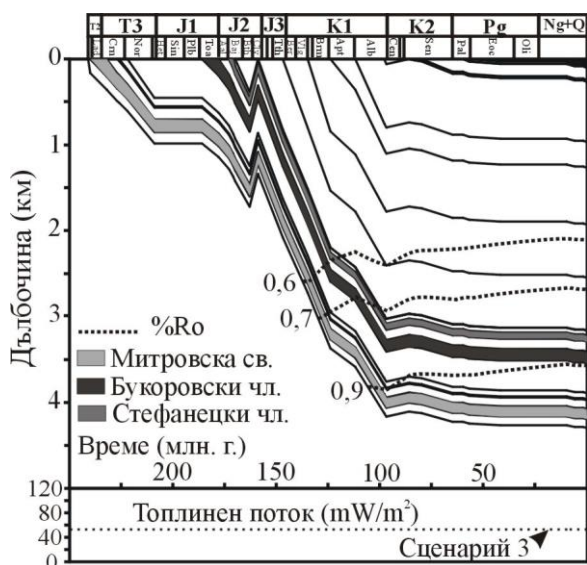


Фиг. 6. Модел на басейновото потъване и разпределението на зоните на термична зрялост съобразно приложения сложен сценарий за сондаж Р-1 Беглеж

Моделирана е още въгледородната генерация от Стефанецки член, тъй като се отличава с по-голяма дебелина от Букоровски член в Р-1 Беглеж (Фиг. 5). Стефанецки член навлиза в ГЗН в средата на ранната креда като реализира целият си нефтен потенциал до началото на сенона (K2), когато е началото на ГЗГ. Генерацията на газ от остатъчния въгледороден потенциал продължава и през неозоя.

Използването на променлив топлинен поток (Фиг. 6) променя разпределението на изолиниите на % Ro в началото на ГЗН. Това не влияе на генерацията от Митровска свита, която реализира газовият си потенциал отново след апта. От друга страна генерацията на нефт от Стефанецки член ще подрани в сравнение с константния модел без това да се отрази на последвалата газова реализация.

На фиг. 7 е представен моделът на геодинамичната история на сондаж Р-14 Крушовица. Приложен е само един константен сценарий, тъй като местоположението на сондажа (извън главния рифтов басейн) предполага незначителна екстензия през мезозоя.



Фиг. 7. Модел на басейновото потъване и разпределението на зоните на термична зрялост съобразно приложения константен сценарий за сондаж Р-14 Крушовица

Моделирани са и трите интервала с по-високо съдържание на ОВ (Митровска свита, Букоровски и Стефанецки членове). В Крушовишката зона (Фиг. 1) и трите интервала с майчини скали се намират в ГЗН, поради по издигнатото им положение в разреза и по-ниската термична зрялост спрямо областта на юг. Трите моделирани литостратиграфски единици влизат последователно в ГЗН в края на валанжина, края на барема и началото на апта. Единствено Митровска свита достига до стадия на късна зрялост в средата на алба (>0,9 % Ro). Значителна реализация на нефт, обаче, може да се очаква единствено от долно-средноюрските седименти, където сумарната им дебелина е по-значителна.

Препоръчана за публикуване от
Катедра "Геология и проучване на полезни изкопаеми", ГПФ

Литература

- Атанасов, А. 1973. Закономерности в строежа и нефтогазоносната перспективност на Северна България. – *Спис. Бълг. геол. д-во*, 34, 3, 247-271.
- Бончев, Ек., Ем. Белмустаков, М. Йорданов, Ю. Карагюлева. 1957. Главни линии в геоложкия строеж на Предбалкана между р. Янтра и Черно море. – *Изв. Геол. инст. БАН*, 5, 3-78.
- Велев, В., Г. Шишков. 1979. Катагенна преобразуваност, органично вещество и нафтиди на долно-средноюрските седименти от Северна България. – *Год. СУ, Геол.-геогр. фак.*, 71, 1, 339-357.
- Гарецкий, Р. Г. 1968. О южной границе Мизийской плиты (Болгария). – *Докл. АН СССР*, 179, 1, 155-158.
- Георгиев, Г., Хр. Дабовски. 1997. Алпийски строеж и Петролна Геология на България. – *Геология и минерални ресурси*, 8-9, 3-7.
- Йовчев, Й., Н. Ф. Балуховски. 1961. *Полезни изкопаеми на НР България. Нефт и газ*. С., Техника, 120 с.
- Калинко, М. К. (ред.). 1976. *Геология и нефтогазоносность Северной Болгарии*. М., Недра, 243 с.
- Ковачева, Й. 1983. Нефтогазообразуващи наслаги. – В: *Геология и нефтогазоносна перспективност на Мизийската платформа в Централна Северна България* (ред. Атанасов, А., П. Бокков). С., Техника, 193-214.
- Монахов, И., С. Желев, Г. Георгиев. 1981. Нефтогазоносна перспективност на мезозойските наслаги от южната част на Североизточна България. – В: *Геология и нефтогазоносност на Североизточна България* (ред. Мандев, П., И. Начев). С., Техника, 88-97.
- Georgiev, G. 2000. Oil-Oil and Oil-Source correlation for the major crude oils in Bulgaria. – *Ann. de l'Universite de Sofia, Fac. Geol. Geogr.*, 1, *Geologie*, 92, 39-60.
- Georgiev, G., C. Dabovski. 2000. Rifting and thrusting in Southern Moesian Platform Margin – Implications for Petroleum Geology. – In: *EAGE 62nd Conference & Technical Exhibition, SECC, Glasgow-Scotland, Extended Abstracts, Volume 2*. P-18.
- Georgiev, G., C. Dabovski, G. Stanisheva-Vassileva. 2001. East Srednogorie-Balkan Rift Zone. – In: *Peri-Tethys Memoir 6: Peri-Tethyan Rift/Wrench Basins and Passive Margins* (Eds. Ziegler, P. A., W. Cavazza, A. H. F. Robertson, S. Crasquin-Soleau). Mem. Mus. Natn. Hist. Nat., Paris, 186, 259-293.
- Vuchev, V., P. Bokov, B. Monov, A. Atanasov, R. Ognyanov, D. Tochkov. 1994. Geological structure, petroleum exploration development and hydrocarbon potential of Bulgaria. – In: *Hydrocarbon of Eastern Central Europe: Habitat, Exploration and Production History* (Ed. Popescu, B.). Springer-Verlag, Berlin, 26-69.