

НОВИ ДАННИ ОТ ЗАПАДНОЧЕРНОМОРСКАТА ПЕРИФЕРИЯ: НЯКОИ ИЗВОДИ ЗА БЪЛГАРСКАТА ПЕТРОЛНА ГЕОЛОГИЯ

Никола Сечкаръов¹, Венелин Велев²

¹"Овергаз Инк." АД, 1407 София; Nikola_Sechkariov@Overgas.bg

²Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски", 1700 София; Geoenergy@mail.mgu.bg

РЕЗЮМЕ. Западночерноморската периферия и особено частта и попадаща в границите на българската акватория бе в полезрението на наши и чужди геолози през последните две десетилетия. Безспорни са доказателствата за нефтогазоносния потенциал на разглежданата площ, но същевременно не са малко и незадоволителните резултати от последните години, които не доведоха до откриването на нови промишлени акумулации от въглеводороди. Тези два прости извода налагат задълбочен анализ на проведените до момента изследвания и изграждане на нова концепция за по-нататъшните търсещо-проучвателни работи за нефт и газ. В настоящият материал се прилагат данни от последните геофизични и сондажни работи в българският сектор от Западночерноморския басейн. С отчитане на всички негативни резултати се предлага площно ограничен стратиграфски диапазон, включващ в себе си някои различни по генезис перспективни в нефтогазоносно отношение обекти.

NEW DATA FROM THE WEST BLACK SEA PERIPHERY: SOME CONCLUSIONS ABOUT BULGARIAN OIL GEOLOGY

Nikola Sechkariov¹, Venelin Veleev²

¹Overgas Inc. Ltd, 1407 Sofia, Nikola_Sechkariov@Overgas.bg

²University of Mining and Geology "St. Ivan Rilski", 1700 Sofia; Geoenergy@mail.mgu.bg

ABSTRACT. The West Black Sea periphery and especially its part located on the Bulgarian aquatory was of interest for our and foreign geologists during the last two decades. Undoubtedly there are evidences concerning oil and gas potential in the inspected area, but also there are disappointing results from the last years, that did not lead to the discovery of new industrial hydrocarbon accumulations. These two simple conclusions impose a deep analysis for the studies at the moment and presentation of a new concept for further on searching and prospecting activities for oil and gas. Applied data in this context are presented from latest geophysical and exploration works in the Bulgarian sector of the West Black Sea Basin. Regarding all the negative results, a limited area stratigraphy section including different in genesis and perspectiveness oil and gas potential objects is suggested.

Последните големи геоложки рекапитулации по западната част на Черно море (Туголесов и др., 1985; Монахов и др., 1990; Robinson, 1997) представляват добре известни и широкообхватни панорами на черноморската акватория и прилежащите суши. Те отразяват възгледите на мултидисциплинирани екипи от експерти, които със своя авторитет наложили и днес съществуващият геоложки модел. Към неговата система от представи, понятия и термини се придържат повечето съвременни изследователи.

През последната четвърт на миналия век и в най-ново време българската морска акватория се проучва от различни, главно чуждестранни компании на основата на лицензионна и концесионна договорена основа (този етап е маркиран с откритието на едно газово находище "Галата"). Добиваната от компаниите-оператори геоложка информация постепенно става известна и на българските специалисти. Предвид големите размери на прогнозните въглеводородни ресурси, а същевременно сравнително ограничения обем доказани запаси, основателно

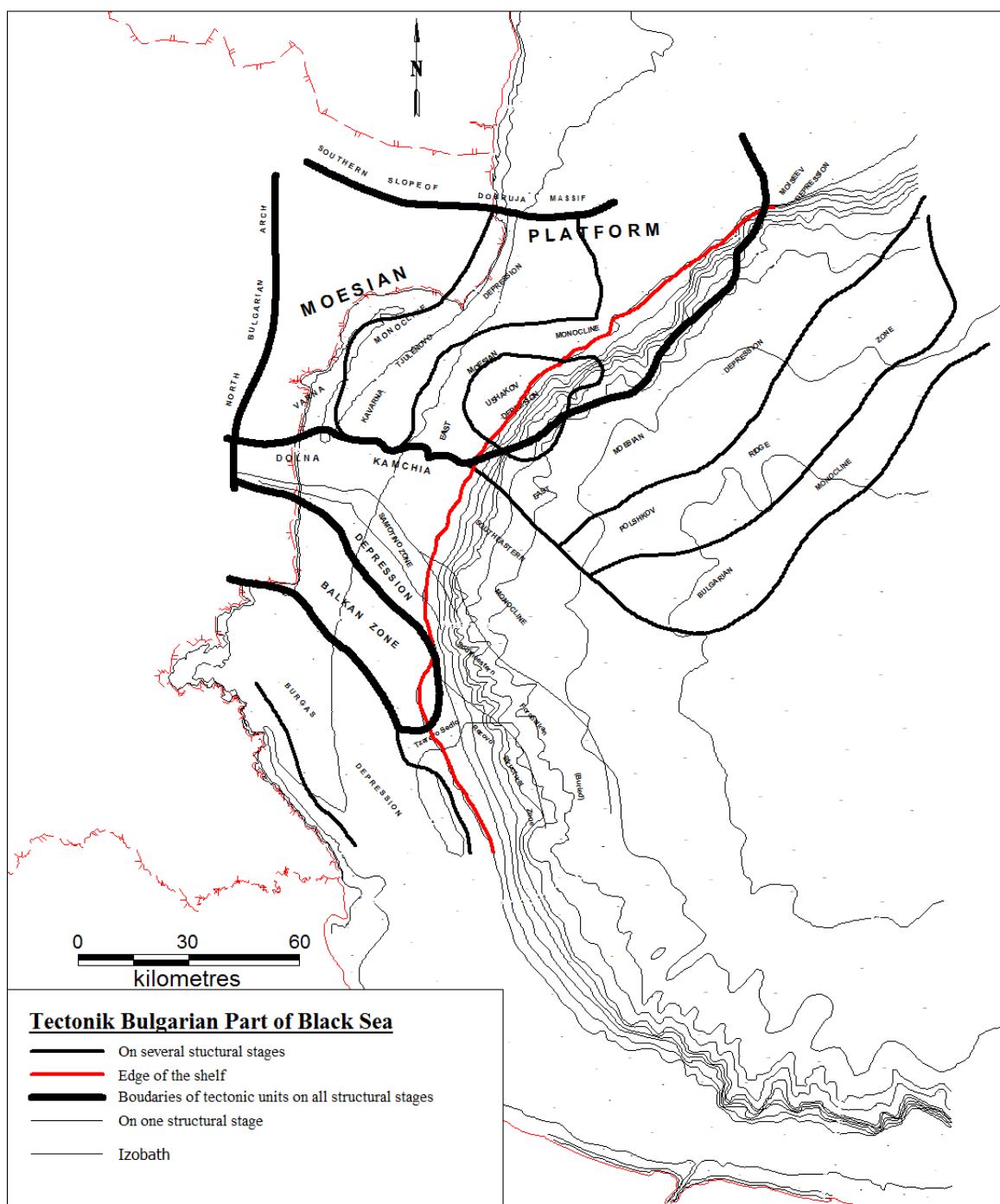
възникват някои съмнения относно ефективността на провеждания комплекс от проучвателни работи. Не става ясно и как новите данни от лицензионните блокове променят общите представи за строежа и развитието на тази голяма част от територията на България. Възможно е, вече натрупаните разнородни изследвания да са достатъчен мотив за някаква ревизия на възгледите, залегнали в стратегиите за търсене и проучване на периферния сегмент от големия Западночерноморски нефтогазоносен басейн (ЗЧНГБ). Следващите бележки целят да привлекат вниманието на заинтересованите специалисти към посочените по-горе теми.

Ниво на регионална изученост

Към края на миналия век повечето от съществените строежни особености на интересната за българските геолози част от ЗЧНГБ (Наместников и др., 1981) бяха отчетливо изяснени. В неговата сухоземна част, проучена и с голям брой сондажи, са обявени главните структурни етажи – палеозойски, триаски и юрско-кватернерен. По отразяващи сеизмични граници в последната секвенция в

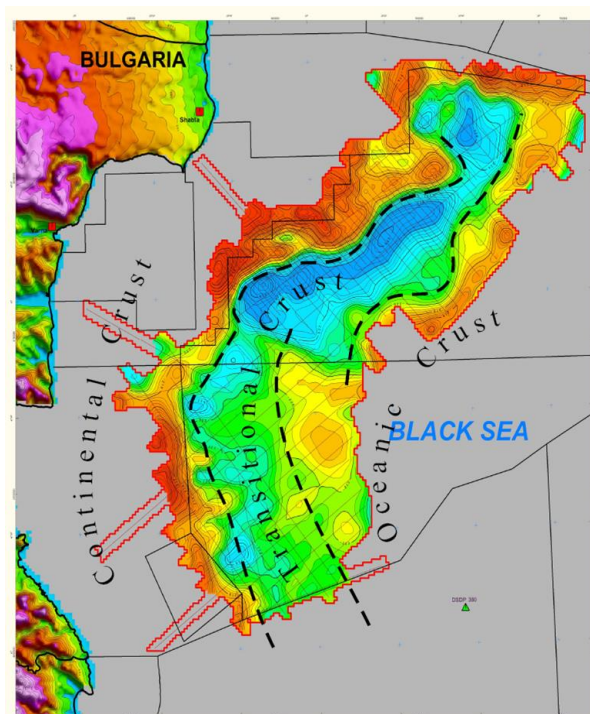
рамките на сравнително тесния северобългарски шелф са различени няколко навлизащи от запад разломно обособени тектонски единици, обобщени от Варненската моноклинала и Източномизийската хомоклинала (двата района се разделят от Калиакренската дислокационна зона). Протяжната зона на Южномизийска периплатформена област тук се представя от Долнокамчийската депресия, прилежаща до Близнашката флексурно-разломна зона. На изток от шелфа, под

съвременния континентален склон и подножие, отдавна са оконтурени Източномизийската депресия и крупната валообразна структура на Полшков (фиг. 1). На юг в акваторията са проследени гънковите структури на Източните Балканиди – (предбалкански и старопланински) и на горнокредната вулканско дъгова система (Източно Средногорие – с посторогенната Бургаска депресия – и Западни Понтиди).

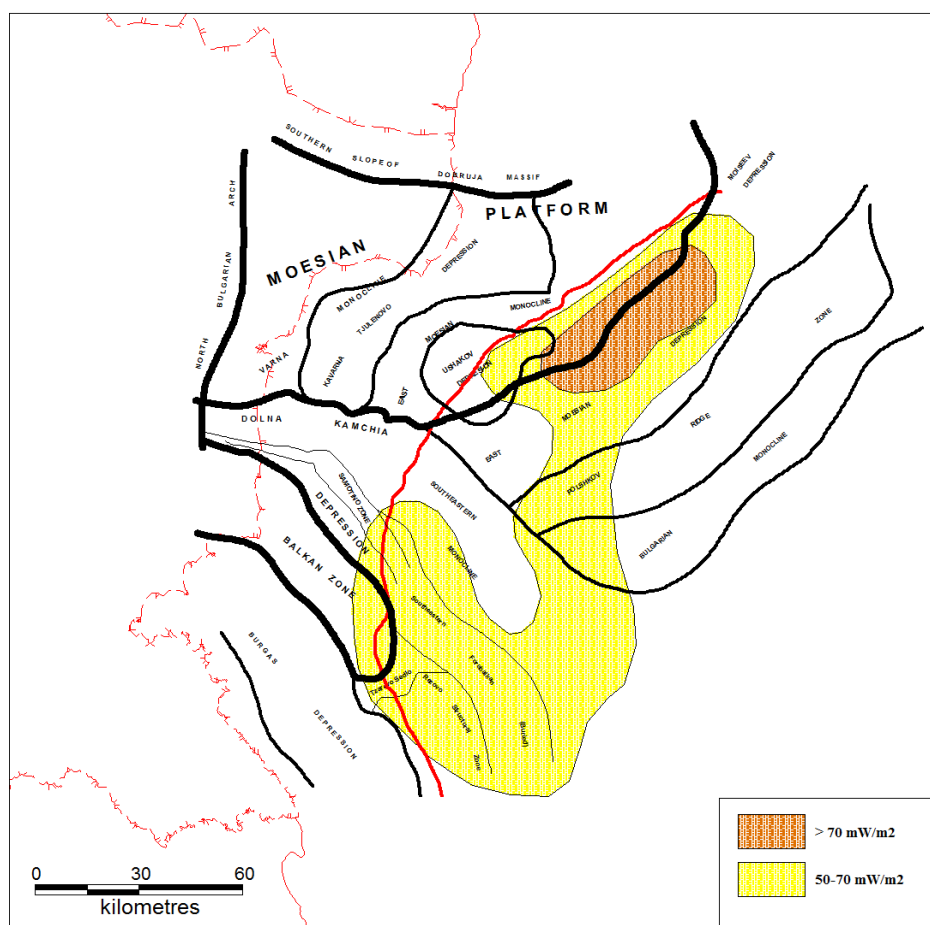


Фиг. 1. Тектонска и батиметрична карта на българския сектор от Черно море (по данни на Боков, 1987; Vintage Petroleum и Overgas Inc.)

В обсега на района най-интересните за петролната геология геофизични полета бяха закартирани и задоволително изучени. Картата на гравитационното поле (редукция Буге) обособява до 7 степени на градация. Зоната на западночерноморския максимум, с висша интензивност (океански тип кора), се разполага фронтално на изток от българския бряг, което се потвърждава от реинтерпретацията на фирмата "Vintage Petroleum" (фиг. 2). Схемата за структурата на магнитното поле показва няколко крупни елементи (зони), имащи ССИ ориентация. Картата на съвременното топлинно поле, оперираща с три градации на показателите, за сега уверено отделя зоната с най-високи показатели ($50-70 \text{ mWt/m}^2$) в част от континенталния склон и подножие (фиг. 3).



Фиг. 2. Карта на гравитационното поле маркиращо прехода между океански и континентален тип кора (по данни на Vintage Petroleum)



Фиг. 3. Карта с позиция на ареалите с повишени стойности на топлинния поток (по данни на Велев, 2008; Vintage Petroleum и Overgas Inc.)

Разбираемо е, все пак, че този познавателен етап премина в историята без прецизна типологична характеристика на повечето от структурните елементи и граници, при ограничено или колебливо прилагане на сеизмостратиграфския инструментариум в практиката. Същото се отнася и за различните видове процеси в природните резервоарни системи, отнесени към времето и механизмите, контролиращи образуването на самите въглеводородни залежи.

Принос на новите оператори

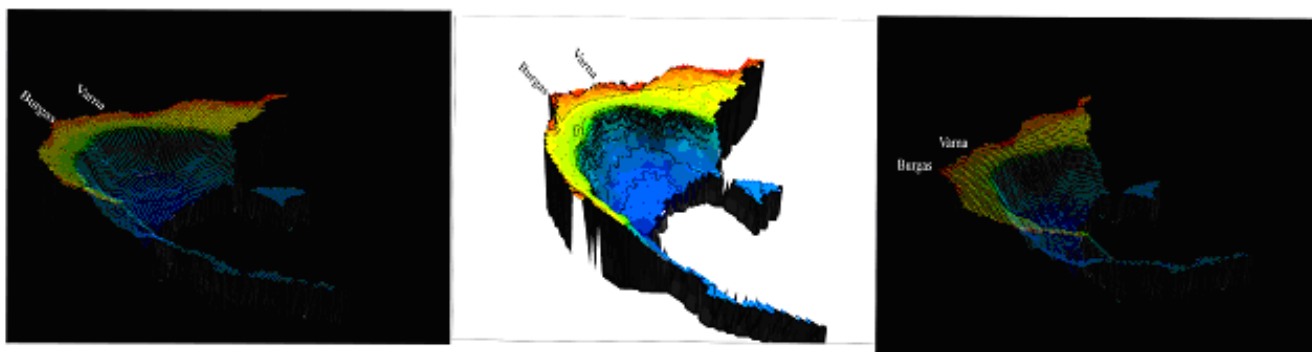
От 1991 г. във Варненската, Долнокамчийската и Бургаската нефтогазоносна област (НГО) на Западночерноморския басейн започнаха търсещо-проучвателни работи няколко чуждестранни компании. С положителни крайни резултати се отличиха опериралата върху северния български шелф до 1998 г. "Техасо Exploration Offshore Bulgaria", която в съдружие с "Enterprise Oil Exploration Ltd" и "OMV" сполучиха да открият газовия залеж "Галата" (1993). Този успех е резултат на добре изяснена секвентна стратиграфия, информативна сеизмична мрежа и детайлно разработена интерпретация на получените профили. От 1998 г. правата на оператора се поемат от "Petresco Sarl". Още преди това започва допълване и уточняване на данни по геохимията на ОБ за широк стратиграфски набор от седименти: палеозойски ("Техасо"), ранно-средноюрски ("OMV") и по-млади чрез модерни пиролитично-хроматографски методи. Като добре работеща в южната част от българската акватория се отличиха и опериралата до 2005 г. компания "Vintage Petroleum" която остави значителен по обем сеизмичен материал.

В дълбоката част на областта навлизат почти едновременно австрийската компания "OMV" (северната част) и щатската "Vintage Petroleum" (южната част). В този голям по площ ареал (около 15000 km²) компаниите прокарват повече от 4000 lin. km нови 2D сеизмични профили и покриват в северната част 600 km² с 3D сеизмично картиране. Чрез серията построени карти (по време и конверсирани в дълбочинни такива) е изяснен в значителни детайли структурата и историята на седиментното запълване на ЗЧНГБ, най-вече в неговата неозойска част. Еоценското време се характеризира с редуване на дистални дънни фанове и склонови канално-фанови системи. Олигоценските утайки пък са представени главно от дистални турбидити. Миоценските наслаги са резултат на разнообразни масотранспортни процеси, стимулирани от мащабното понижение на

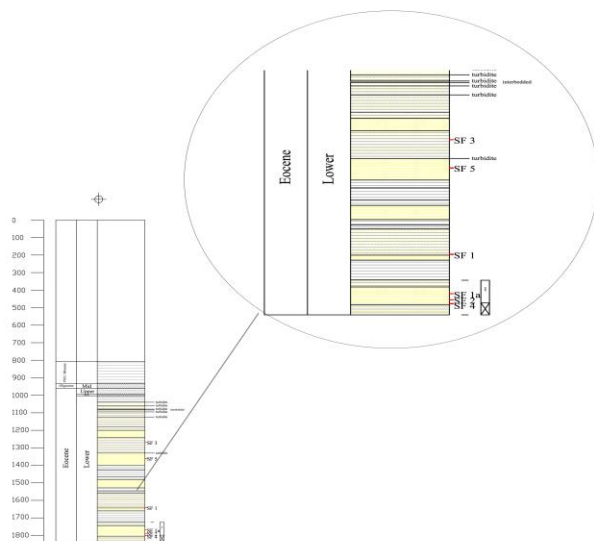
морското ниво към края на епохата. В северната част "OMV" установява наличието на поне 6 различни вида перспективни обекти, разпределени в широк стратиграфски диапазон: от юра до миоцен (воден стълб над 1400 m). Големите надежди се свързваха с миоценско акумулативно тяло, несъгласно покрито от плиоцен-кватернерни материали. Сеизмичните 3D изследвания обаче не потвърждават прогнозираните размери и качества на обекта. Популация от маломощни склонови фанове в олигоценската серия и канално-делтовата система на Палео-Камчия също не удовлетворяват критериите за промишлена перспективност. Компанията оцени като перспективна зона структурите на вала Полшков, където се набелязват възможни капани от различен вид и възраст. По-различно изглежда южната част – периметър на доскоро опериралата тук компания "Vintage Petroleum". В пределите на континенталния склон и неговото подножие компанията установява повече от 7 перспективни обекта, привързани към широк стратиграфски диапазон: долен еоцен – миоцен, при воден стълб от 700 до 1500 m (фиг. 4).

Интерес тук биха представлявали склонови фанове с горноеоценска-долноолигоценска възраст, представени от турбидитни пясъчници. При прецизно боравене с интерпретационни инструменти и умело прилагане на секвентния анализ е възможно доказването на антиклинални тела с неизяснен засега генезис. Позицията на палеосклона през средния еоцен до ранния олигоцен възможно е благоприятствал протичането на свлачищни процеси (slumps) и образуването на отделни напречно разположени със ССЗ-ЮЮИ направление тела с издържана форма. Значително пониженото морско ниво и образуването на палеоканьони и турбидитни седименти с миоценска възраст, обогатени с псамитни интервали, се потвърждава и чрез проведените геофизични изследвания (Fullbore Formation Micro Imager FMI) в някои сондажи (фиг. 5).

Като определени приноси към стратиграфията и историята на региона може да се считат категоричните дефиниции на несъгласията в края на миоцена (месиний LST), в края на аквитана (горнище на майкопския фациес), в края на еоцена (приабонско) и т.н., които дефинират секвентните граници. От друга страна, поне засега, не се потвърждават вижданията на операторите за разпределението на кластиката в Западночерноморската окрайнина през олигоцен-миоценския хрон.



Фиг. 4. Батиметричен 3D модел на българския сектор от Черно море (по данни на Overgas Inc.)



Фиг. 5. Сондаж Ропотамо – (SF – Sand Facies) зони, отбити на база (FMI)

В олигоценския век вносът от запад е идентифициран – Прото-Камчия, но теригенният материал най-вероятно се задържа в границите на Долнокамчийската депресия. По данни от украинските геолози в северната част на ЗЧ басейн кластичните хоризонти са два, но с отдалечаване от хранващата провинция те губят хомогенност. В контурите на вала Полшков е вероятно да съществуват вече изолирани дистални тела на кластични литотипи. Подобри приемници на въглеродороди може да се окажат резервоарите от терциерните акумулативни тела върху склоновете на вала Полшков и зоната на структурния шарнир (тяхното хранване може да идва от повече източници). Мезозойските потенциални колектори в структурата на вала вероятно ще бъдат на дълбочина по-голяма от 5000 m, където тяхното качество става проблематично. Повече внимание заслужават дисталните части (челната зона) на Дунавския фан в най-североизточната част на българската акватория, които за сега са със слаба степен на изученост.

В мио-плиоценско време няма голям вносител на кластика от страна на мизийската суша, тъй като водите на Палео-Дунав се улавят от изолирани малки басейни-езера, като Дакийски басейн (Gillet et al., 2007). Добре е известно, че и Палео-Камчия не дренира цяла Северна България, каквито са вижданията на консултиралите ОМВ геолози. По тези причини акумулативните тела по склоновете на Западночерноморския басейн са малки. Все пак би трябвало контурните басейнови течения да са сортирали и разпределили седиментния материал в съответствие със законите на хидравликата и гравитацията. По склоновете на Резовската структурна зона и подножието на континенталния склон сеизмичните профили доказват миоценски канални комплекси с вероятно кластично съдържание.

Всички споменати природни резервоари имат възможност да бъдат хранени с въглеродородите, генерирани от обогатени с ОВ седименти с еоценска,

олигоценска и миоценска възраст. Преобразуваността (“зрялостта” или въглефикацията) на техния кероген в обхвата на шелфа е оценен по емпирични данни (от отразяващата способност на витринита). За дълбоководните части на басейна компаниите са осигурили многовариантни компютърни модели, които могат да бъдат тарирани съобразно конкретни данни от сондажите върху континенталния склон.

Интегриране на наличната информация

Тектонско райониране. Чрез някои тематични приноси на операторите става възможно трасирането на северната граница на Долнокамчийското понижение в зоната на континенталния склон и подножие. Тук тя се рисува чрез бърза градиентна промяна в стойностите на гравитационното поле. Природата на този вид преход вече е тълкуван от наши геофизици като резултат от относително разместване на блокове (Дачев, 1988). Приеманата трактовка дава основание за обвързка на това тясно пространство, имащо З-И ориентация, с известната Близнашка флексурно-разломна дислокация. Следимата тектонска граница, следователно, все по-уверено се очертава като независима от посоката на балканидните гънкови структури и вероятно е свързана с развитието на Западночерноморската мегадепресия.

Подобна заслуга на операторите се вижда и в по-точното различаване на ареалите със земна кора от океански и преходен тип. Това райониране предоставя информацията, необходима за достоверно ретроспективно палеогеотермично моделиране в зоната на континенталния склон и подножие. При обвързка на наличните данни от различните геофизични източници с позицията на структурния шарнир се вижда, че съвременните високи стойности на топлинния поток са характерни за голяма част от зоната на континенталния склон и подножие, където попада изпълнената с дебели утайки Източноизточномизийска депресия и силно дислоцираната зона на структурния шарнир. Логично е да се очаква, че в миналото тези показания са били съществено по-високи, довеждайки геоложката среда до хипергеотермичен режим. Според (Robert, 1985) в басейните с подобен режим, развити върху зони на екстензия, геотермичните градиенти варират в диапазон от 50 до 100 °/1 lin. km.

Генерационни процеси

В своята съвкупност наличните геоложки, геофизични и геохимични данни очертават Източноизточномизийската депресия, като една от основните кухни или вани на процесите, водещи до образуването на нефт и газ в българския сектор на басейна. С най-голям резерв от ОВ в тази кухня разполагат седиментите от “майкопския фациес” (главно олигоцен) с дебелина между 1 и 2 km (средна концентрация на ОВ 1% тегл.). Преобладаващата част от това органично вещество изглежда образувано и погребано в “евксинска среда”. В подобни условия елементния състав на майкопския кероген е много обогатен на азот и на сяра (Saint-Germes et al., 2002). Такъв тип керогенова макромолекула е термично лабилна, разгражда се при сравнително ниски пластови температури, а резултиращата гама продукти се характеризира с малко количество “ранен нефт” и

доминиращ обем от газообразни въглеводороди. Този особеност на майкопската серия е вече била забелязана от руски изследователи (Баженова и др., 2000). В нашите виждания образуването на ранен нефт в олигоценските майчини скали е завършил още преди края на миоцена. След "месинския кризис" олигоценският потенциал се реализира чрез генерирането на газообразни продукти.

Време и механизъм на образуване на залежите

С оглед на значимото за региона неотектонско структуриране няма съмнение, че и двете промишлени находища в българския сектор – Тюленово и Галата, са акумулирани в сравнително ново време (терциерно и по-ново време). Нефтената фаза на Тюленовското находище е транспортирана от зоната на нефтогенерация към вътрешния шелф с помощта на експилираните от уплътняващите се олигоценски скали седиментни води. В условията на елизионен режим от един кубичен километър олигоценска глина се отделят до 100000 m³ седиментационна вода. Течните въглеводороди от малките капани в рамките на структурния шарнир и външния шелф са били изместени от газовите фази и акумулирани в най-високите блокове от Тюленово-Шабленската тектонска зона.

Изводи

Северната (Варненска) и южната (Бургаска) части от българския сегмент на ЗЧНГБ демонстрират категорично различни тектонски стилове, които са в основата си близки или далечни аналози на моделите за пасивна и активна континентална крайнина. Редица обстоятелства, свързани с физикогеографията и геодинамиката на региона (басейновото пространство и неговата рамка от деформиращи се пояси – главно Карпати, Балканиди, Понтиди) правят обаче тези аналози достатъчно непълни и специфични.

При благоприятни геохимични и геотермични предпоставки за Варненската област нейните възможности за формиране на средни и големи по запаси залежи остават недостатъчно изяснени поради ограничени по размери, известни до сега традиционни (по вид) капани в изявените структурни и акумулативни форми. Възможните изключения се виждат в зоната на вала Полшков (под континенталното подножие) и челният лоб на дунавския фан, разположени под дебел воден стълб и мощна седиментна покривка. Като алтернативна стратегия може да се предложи и възможността за формиране на капиларно екранирани залежи в хидрофобизирани опесъчени хоризонти на олигоцен и миоцен в прилягаща и налягаща позиция в зоната на континенталния склон и външен шелф (Велев, 2008а; 2008б).

В Долнокамчийската нефтогазоносна област антиклиналните структури на погребания Предбалкан съдържат кластични хоризонти, свързани със синорогенната Двойнишка свита, която обаче е с ниско съдържание на подходящо ОВ. Заслужава да се извърши реинтерпретация на събраната от дисталната част на депресията геофизична информация с оглед на по-

достоверно картиране на олигоценско-миоценските акумулативни тела, свързани с вноса на материал от Палео-Камчия.

В Бургаската област и особено в частта и на Резовската структурна зона и подножието на склона е необходимо извършването на детайлен секвентно стратиграфски анализ с цел определяне на системните трактове и точно картиране на представляващия интерес широк стратиграфски диапазон: долен еоцен – миоцен. Оконтурването на подхранващите палеоканали (миоценска и олигоценска възраст) и предполагаемите турбидитни тела в основата на континенталния склон налагат допълнителни обеми геофизични изследвания с цел тяхното доказване и определяне посоката на запълване.

Субекваториалното продължение на Бургаската грабен-синклинала (депресия) също има нужда от внимателна реинтерпретация на отдавна налична информация, засягаща разпространението на изучената по суша горноеоценска въгленосна формация и нейните възможни съотношения със структурите на средноюрския фундамент и на съседната Източна Стара планина.

Литература

- Баженова, О. К., Н. П. Фадеева, М. Л. Сент-Жермес, А. А. Тихомирова. 2003. *Условия осадконакопления в восточном океане Паратетис в олигоцене - раннем миоцене*.
- Боков, П., Х. Чемберски (ред.). 1987. *Геоложки предпоставки за нефтогазоносността на СИ България*. С., Техника, 322 с.
- Велев, В. 2008а. Черно море: дълбоководна геология и плитководна ресурсна стратегия. – *Геология и минерални ресурси*, 3, 21-26.
- Велев, В. 2008б. Варненската петролна хиперсистема на Западночерноморския нефтогазоносен басейн. – *Геология и минерални ресурси*, 5, 23-28.
- Монахов, И. Б., А. А. Шиманский, Д. А. Туголесов, В. П. Чайцкий (ред.). 1990. *Геология и нефтогазоносность западной части Черного моря*. С., Техника, 184 с.
- Gillet, H., G. Lericolais, J.-P. Rehault. 2007. Messinian event in the Black Sea: Evidence of a Messinian erosional surface. – *Marine Geology*.
- Robert, P. 1985. Histoire geothermique et diagenese organique. – *Bull. Centres Rech. Explor.-Production Elf-Aquitaine, Pau. Mem.* 8, 345.
- Robinson, A. G. (Ed). 1997. *Regional and Petroleum Geology of the Black Sea and Surrounding Region*. AAPG Memoir 68, Tulsa, Oklahoma, 390 p.
- Saint-Germes, M., E. Baudin, O. Bazhenova. 2002. Origine et processus de preservation de la matiere organique amorphe dans la serie de Maykopa (Oligocene-Miocene inferieure) de Precaucase et de L'Azerbaijan. – *Bull. Soc. Geol. France*, 173, 5, 423-436.

Препоръчана за публикуване от
Редакционна съвет, ГПФ