

## ПРИРОДНИ РЕЗЕРВОАРИ В ИЗТОЧНАТА ЧАСТ НА ЮЖНОСАКАРСКОТО ПОНИЖЕНИЕ

*Ефросима Занева-Добранова, Гергана Мерачева*

*Минно-геоложки университет „Св. Ив. Рилски“, 1700 София, geoenergy@mgu.bg, g.meracheva@gmail.com*

**РЕЗЮМЕ.** Във връзка с изясняването на елементи от нефтогазоносната перспективност на различни райони в България е избран регион, който се характеризира с относително слаба геолого-геофизична и сондажна изученост. Той е разположен в Югоизточна България, в рамките на Източнотракийската депресия. Регионът се разглежда като северозападен борд на големия Тракийски басейн. Въз основа на проведените геолого-проучвателни и сондажни работи проведени на българската част на Тракийския басейн и данните за резервоарните свойства на едноименни наслаги в района на Турция, в рамките на Южносакарското понижение, са отделени и дефинирани природни резервоари в терциера. Те се характеризират със сложна тектонска и литоложка обстановка на седиментация, продиктувана от разломни нарушения. Това предопределя формирането на разнотипни природни резервоари с локално и зонално разпространение и със сложни пространствени взаимоотношения на съставлящите ги колекторни и екраниращи задруги.

### HYDROCARBON RESERVOIR SYSTEMS OF THE EAST PART OF THE SOUTH SAKAR DEPRESSION

*Efrosima Zaneva-Dobranova, Gergana Meracheva*

*University of Mining and Geology "St. Ivan Rilski", 1700 Sofia; geoenergy@mgu.bg, g.meracheva@gmail.com*

**ABSTRACT.** As regard the clarification of elements of hydrocarbon potential of different regions of Bulgaria an area is selected, which is characterized with relatively poor geological, geophysical and drilling knowledge. It is situated in Southeast Bulgaria, within the East Trakia depression. The region is considered as Northwest flank of the large Thrace basin. Based on the conducted geological exploration and drilling activities in the Bulgarian part of the Thrace basin and the data of the reservoir properties of the same sequences from the Turkish region, within the South Sakar depression, some hydrocarbon potential reservoir systems with Tertiary age are separated and defined. They are characterized with very complex tectonic and lithological environment of sedimentation, caused by tectonic faults. This determines the formation of various types of hydrocarbon potential reservoirs with local and zonal distribution and complex spatial relationships of the constituent reservoir and seal formations.

### Въведение

Дефинирането на природните резервоари в терциерния разрез на територията на Южносакарското понижение, в границите на Източнотракийския басейн (Югоизточна България), е важна предпоставка за изясняването на нефтогазоносната перспективност в тази част на страната. Това се дължи на обстоятелството, че в рамките на големия Тракийски басейн, на територията на Турция, са установени значителни по мащаби нефтени, газови и газокондензатни находища и акумулации. Предварителните проучвания на разреза в Южносакарското понижение, проведени в продължителен период за целите на регионалната и рудната геология и единичните сондажи прокарани в различни части на понижението и съседните структурни единици, са основание за засилен интерес към района. Благоприятният литоложки състав, петрофизичните характеристики, оптималната дълбочина на залягане и дебелина са предпоставка за дефиниране на природни резервоари, привързани към различни нива на терциерния разрез. Отделни елементи, характеризиращи перспективността на скалите в тази част на Югоизточна България, от гледна точка на литоложките особености на терциерния разрез в прилежащи структури, възможностите за

съхраняване на CO<sub>2</sub>, генерациония нефто-газов потенциал на изграждащите терциерния разрез хроно- и литостратиграфски подразделения, са разглеждани в работите на Дончева и др. (2005), Балинов и др. (2013), Занева-Добранова и др. (2013), Палакарчева, Стефанова (2013). Обектът на изследване, в по-широк мащаб, представлява интерес и за реализирането на търсещо-проучвателни дейности, залегнали в работните програми на големи газови компании.

### Кратки сведения за тектонските и литостратиграфските особености

В тектонско отношение разглежданият район обхваща част от Източнотракийската депресия (Войанов, Гоганов, 2001), която представлява късноалпийска наложена структура от колизионно-колапсов тип (Войанов et al., 1989) и заедно със съседни структури участва в изграждането на Маришката наложена грабенова система. В по-ранни публикации Източнотракийската депресия е наричана депресия на Долна Марица и Ергене (Яранов, 1960), а също така и Източномаришко структурно понижение (Савов, 1972).

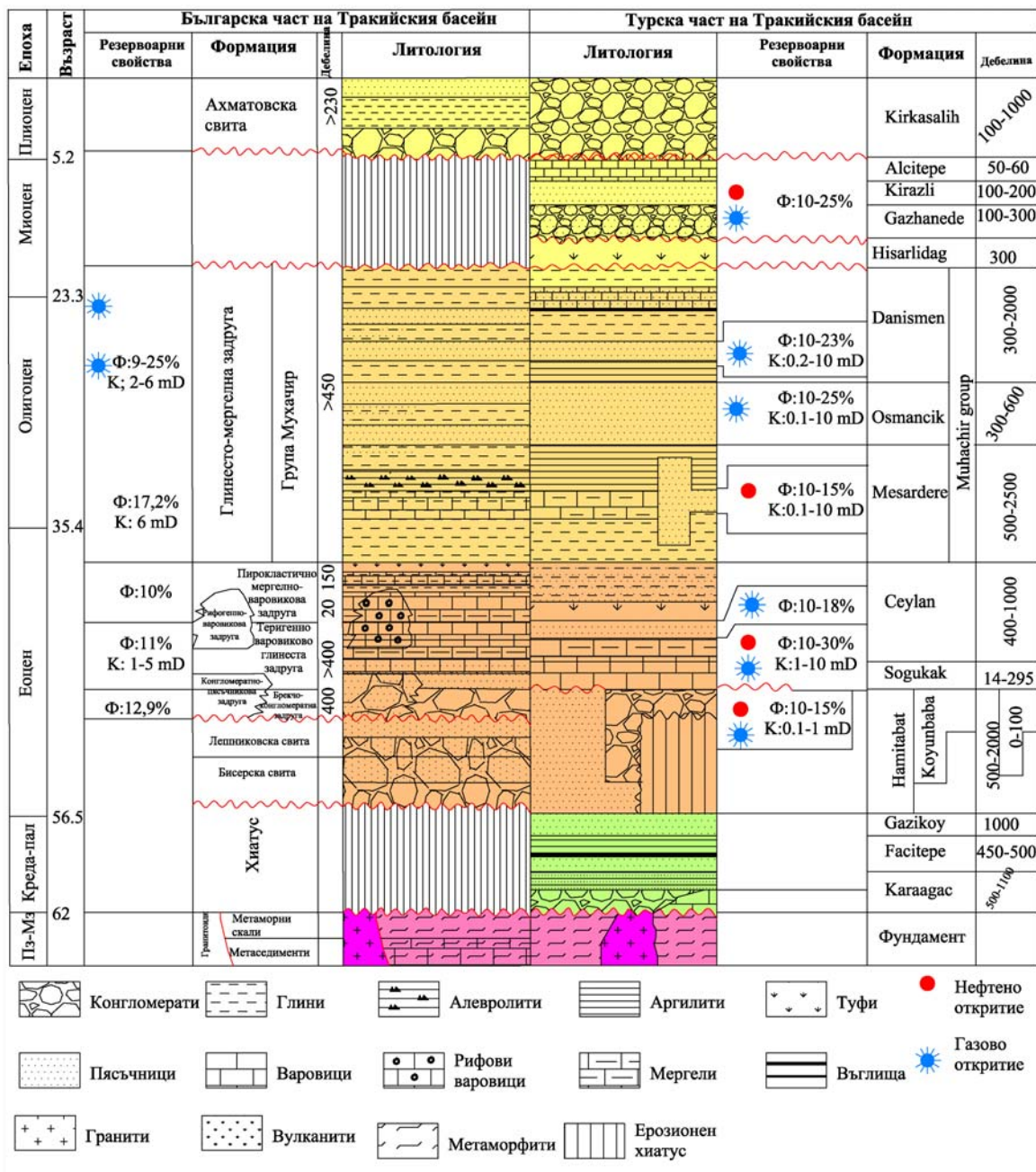


Фиг.1 Тектонска схема на изучавания район (по Boyanov, Goranov, 2001)

Тази част от територията Dabovski et al. (2002) определят като Източносредногорска зона, в която през еоцен-олигодена и неогена са отлагани континентални и плиткоморски наслаги. В източно си продължение, на територията на Турция, депресията се означава като Тракийски басейн (Doust, 1974, Huvav et al. 2007). В тази част дебелината на терциерните и кватернерните наслаги надвишава 7000 m.

Южносакарското понижение (фиг. 1), като елемент от Източнотракийската депресия, има специфичен строеж и развитие. Йовчев и др. (1971) го причисляват към Маджаровското предпланинско понижение, което се приема като младопалеогенска депресионна структура, наложена върху интензивно разломената източна част на Родопския масив. Кожухаров и др. (1995) го описват като фрагмент от обширната Източнотракийска депресия, разположен върху южните склонове на Сакар планина. Структурата има характер на моноклинален грабен. Понижението е предистинирано от изток – западни до ССЗ – ЮЮИ и СЗ – ЮИ разломи, които маркират северната и северозападната му периферия. Те имат разседен характер и контролират разпределението на дебелините, взаимоотношенията и разпространението на литостратиграфските единици. Дебелините на терциерните наслаги нарастват от север на юг и от северозапад на юго-изток. Най-голямата преминава дебелина на терциера и кватернера е в сондаж Р-1 Генералово, където са отбелязани стойности от 1136 m. На север Южносакарското понижение граничи с южните склонове на Сакарско-Странжанския антиклинорий, на запад и северозапад се ограничава от Лозен-Ибреджекската зона (Boyanov and Goranov, 2001), която е елемент от Източно-родопското понижение и е разделена на две по-нискоразрядни структурни единици: на север – Лозенска депресия и на юг – Ибреджекска хорст антиклинала. На юг и югоизток, на турска територия с генерална посока изток-запад, Южносакарското понижение преминава в Тракийския басейн и се разглежда като негов северозападен борд.

Терциерният разрез в Южносакарското понижение е изграден от скален комплекс на еоценската и олигоденската серия и неогенската система. Той заляга дискордантно над различни нива от пред палеогенски фундамент или по-стари палеогенски задруги и се покрива частично или изцяло от алувиалните, пролувиалните и алувиално-делувиалните наслаги на кватернера. В основата на терциерния разрез, по данни от сеизмичните изследвания, се разкриват наслагите на палеоцен-еоцен (?), причислени към Бисерска и Лешниковска свита. Независимо от това, че те не се явяват характерни за Южносакарското понижение (Кожухаров и др., 1995), на сеизмичните разрези на север от сондаж Р-1 Свиленград, се отделя зона с неясна конфигурация и с характерен пясъчливо-конгломератен фациес (фиг. 2 и 3). Над тях или върху допалеогенов фундамент се разполага Брекчо-конгломератна задруга ( $2Pg_2^3$ ) (приабон), която е изградена от слабоспоени брекчи, брекчоконгломерати и дебелослоести червени (основно в западните части на Южносакарското понижение) пясъчници и гравелити. На север Брекчоконгломератната преминава в Конгломератнопясъчлива задруга. По южните склонове на Сакар планина тя се разкрива на повърхността и е представена основно от червени пясъчници. Дебелината на задругите е променлива и достига до около 50 m. Те трансгресивно се покриват от Теригенно-варовиково-глиневата задруга ( $3Pg_2^3$ ), която е хроностратиграфски аналог на Въгленоснопясъчливата в Източнородопското понижение. Теригенно-варовиково-глиневата задруга е със специфичен за района на изследване теригенно-карбонатен фациес, представен от сложна алтернация от мергели и глинести варовици, пясъчници и варовити конгломерати. Задругата преминава в Пирокластично-мергелно-варовикова ( $4Pg_2^3$ ) с постепенен литоложки преход. Като отличителен нейн белег е присъствието на кисели туфи и туфити, сред които присъстват глини, мергели или варовици. Задругата заема относително големи площи в източната част на южния склон на Сакар планина. В най-горната ѝ част се отделя Мергелно-варовикова пачка – представена от бели и светлосиви органогенни (рифови) варовици. Те се открояват в



Фиг. 2. Сравнителна характеристика на терциерните наслаги в различни части на Тракийския басейн (по Nuvaz, 2007 с допълнения и модификации)

профила на палеогена в южния склон на Сакар. Пачката е известна и още като „Рифово-карбонатната задруга“. Тя се явява характерна „барьерна преграда“, която е указание за обстановката на седиментация и размерите на палеогенския басейн в границите на Източнотракийската депресия. Нагоре по разреза с постепенен преход следва Мухаджирската група (олигоцен), корелат на Глинесто-мергелната (Кожухаров и др., 1995) задруга (Pgз). Тя е характерна за Южносакарското понижение и според някои автори (Шиляфов и др., 1972, непубл. данни) е основен градивен пълнеж на понижението. Задругата включва: Долна теригенно-карбонатна серия, представена от незакономерно редуващи се варовити глини, алевролити, мергели с прослойки от разнозърнести пясъчници и Горна теригенна серия – изградена от глини с прослойки от

пясъчници и алевролити. Седиментите са с добре изразена хоризонтална слоестост. Характерни са т.н. хартиени шисти и тънкослойни глини, които на места са обогатени с въглищни глини. Дебелините на еоценските и олигоценските наслаги надвишават 1000 m.

Палеогенските отложения се покриват трансгресивно и дискордантно от континентални неогенски седиментни скали, включени в обхвата на Ахматовската свита (меот-късен плиоцен). Тя е изградена от дребнокъсови чакъли, гравии, гравелити, пясъци, пясъчници, алевролити и глини. По-грубите седиментни скали запълват погребани речни долини. Пролувиално-алувиалните по произход утайки на Ахматовската свита бележат нова тектонска обстановка в

края на миоцена и през целия плиоцен. Дебелината на наслагите достига до 230 m.

От гледна точка на поставените цели на настоящето изследване, най-голям интерес представляват източните части на Южносакарското понижение.

## Природни резервоари

**Сравнителна характеристика на терциерните наслаги от Южносакарското понижение в Източнотракийската депресия и нейното продължение на територията на Турция.** На базата на съвременната представа за геосторическото развитие и геоложкия строеж на изучаваната територия, като елемент от Източнотракийската депресия, се предполагат сходни условия на образуване на терциерните елементи в рамките на обширен и сложно построен басейн. Това предполага формирането на еднотипни природни резервоари. Сравнителната характеристика е продиктувана от високата степен на изученост на геоложкия разрез, установените мащабни нефтени, газови и газокондензатни находища и акумулации на територията на Турция, от една страна и относително ниската степен на геолого-геофизична и сондажна изученост на територията на Източнотракийската депресия, в това число и Южносакарското понижение от друга. Елементите за сравнение се базират на данните от описанията на разкритията и изследванията в единични сондажни разрези в и извън територията на понижението.

На територията на Турция, във формация Хамитабат (фиг. 2), с еоценска възраст, е разположено най-голямото газо-нефтено находище в Тракийския басейн – Hamitabat (Conybeare et. al, 2004). Формацията е изградена от прослойки от пясъчници, алевролити и глини. Нефто-газонаситени са пясъчниците, които притежават вместимост около 10%, проникваемост в диапазона 0,1-1 md и нефтонаситена дебелина над 15 m. В едновъзрастната формация Коюнбаба, изградена от конгломерати, вместимостта достига до 17%. В нея са установени газо-нефтени находища Девечатаги и Дегирменкой. По условия на седиментация и литоложки състав наслагите на формацията са близки до приабонската Брекчоконгломератна задруга, разкрита в Южносакарското понижение. Това се потвърждава от данните, получени от дълбокия сондаж Р-1 Свиленград, където долната част на горен еоцен е представена от брекчи, брекчоконгломерати и дебелослоести пясъчници.

Отгорележащата еоценска задруга, с теригенно-карбонатен състав в Южносакарското понижение, може да представлява аналог на формация Джейлян от турската част на басейна. Формацията е изградена основно от теригенни наслаги. В пясъчниците са измерени стойности на вместимостта 10-18%.

В най-горните нива на еоцена, на територията на Тракийския басейн в Турция, са установени плиткоморски шелфови варовици и дълбоководни карбонатни аргилити на формация Содукак, към която са привързани газовите находища Девечатаги, Мармара и Кумрулар. Вместимостта на резервоарните скали е 10-13%. Тази формация може да

бъде частичен аналог на Пирокластично-мергелно-варовиковата задруга или на Мергелно-варовиковата пачка от българската част.

Пирокластично-вулканогенните наслаги, представени с глинесто-теригенно-карбонатен фацес, в района на Южносакарското понижение, могат да се явяват корелат на формация Джейлян на турска територия. Туфозните пясъчници на формацията притежават високи резервоарни свойства (фиг. 2). Тук са съсредоточени значителни по мащаб газови и нефтени акумулации.

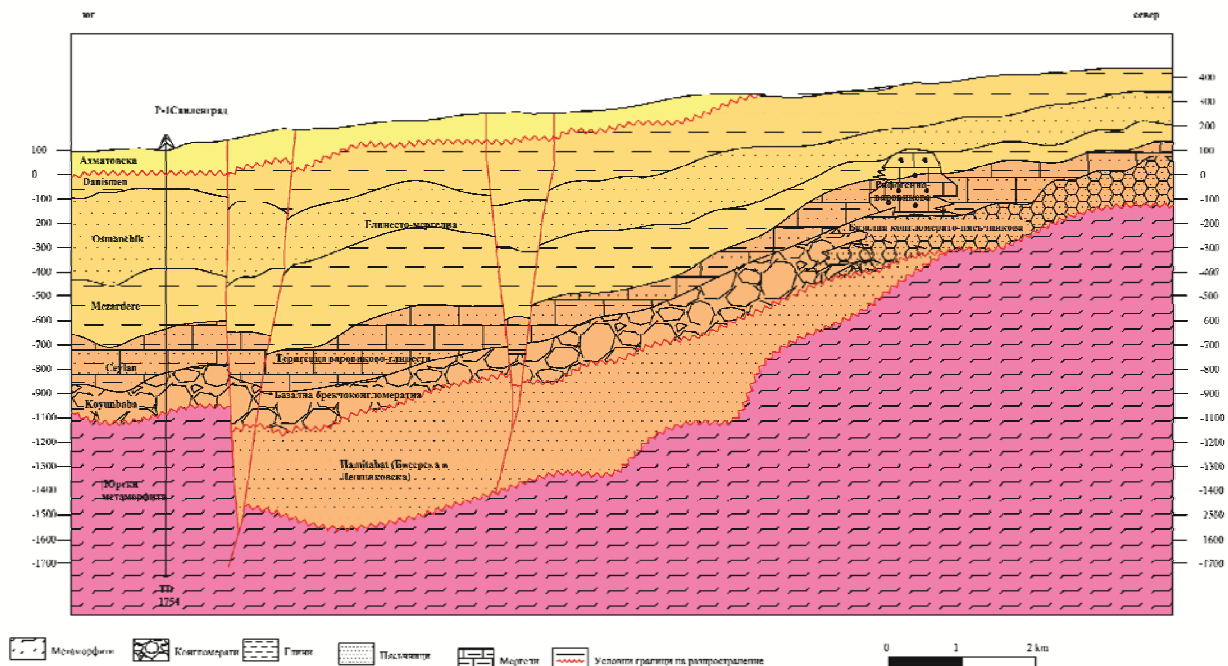
Теригенно-карбонатните наслаги на Глинесто-мергелната задруга (олигоценска серия) са близки до тези на формацията група Мухачир в Турция. В теригенните резервоарни скали на тази група са съсредоточени находищата Гоцерлер, Адатепе, Кайрдере, Дегирменкой, Умурка и Силиври. Вместимостта на пясъчниците надминава 20%, а проникваемостта достига до 10 md. Акумулациите са предимно от газов тип със значителен потенциал.

В дебелия проникваем теригенно-карбонатен разрез на неогена (миоцен) в Тракийския басейн са установени газово-нефтени акумулации и проявления, съсредоточени във формации Gazhanede, Kirazli и Alcitere. Аналогични наслаги на територията на Южносакарското понижение отсъстват.

**Характеристика на природните резервоари.** На базата на сравнителната характеристика, познанията ни за развитието на седиментационния басейн през терциера, в източната част на Южносакарското понижение са дефинирани колекторни и изолиращи задруги, като съставни елементи на природни резервоари. Важна роля при формирането на взаимоотношенията между тях имат резките фациални изменения във вертикална и хоризонтална посока. Те са продиктувани и контролирани от разломните нарушения (фиг. 3), като най-силно влияние са оказали тези с посока северозапад-югоизток. Относително ограничения обем геолого-геофизична и сондажна информация затруднява проследяването на пространствените взаимоотношения, както между колекторните и изолиращите задруги, така и между природните резервоари.

Във връзка с направените коментари и описания в терциерния разрез на Южносакарското понижение са дефинирани три природни резервоара – два от тях в наслагите на еоцена и един – в олигоцена.

**Еоценски природен резервоар привързан към Брекчоконгломератната задруга.** Литостратиграфският обхват на колекторната задруга обхваща Брекчоконгломератната и част от Теригенно-варовиково-мергелната задруга. В основата са брекчоконгломерати, преминаващи и редуващи се със слабоглинести и различно варовити пясъчници. Тя има широко разпространение. Дебелината ѝ достига до 400 m. Данните за физичните параметри на колекторните скали са ограничени. Предвид литоложкото разнообразие се предполага широк диапазон на изменение на петрофизичните свойства. По данни от лабораторните и сондажно-



Фиг. 3. Геоложки разрез в Южносакарското понижение (на базата на интерпретиран сеизмични разрези от района)

геофизичните изследвания в сондаж Р-1 Свиленград, откритата вместимост варира от 6 до 12%. При изпитание в сондажа е получен приток от вода с дебит 39,6 m<sup>3</sup>/d.

На север от района на сондаж Р-1 Свиленград под Брекчконогломератната задруга залягат теригенните скали на Бисерската и Лешниковската свита (фиг. 3). Характерът на сеизмичните записи, подсказва изолираното им присъствие в района. Литоложкият състав, данните за строежа и характеристика на аналогичната им формация Namitabat, позволяват приобщаването им в ограничени райони към колекторните скали на Брекчконогломератната задруга.

Глинесто-карбонатните наслаги на горен еоцен, залягащи над колекторната задруга, играят ролята на изолираща покривка. Тя е преминала от един сондаж, което не позволява да се проследи, пространственото ѝ разпространение. Данни за изолиращите свойства отсъстват, но предвид литоложкия състав на скалите и обстоятелството, че подобен тип наслаги екранират нефтени и газови акумулации извън територията на България в рамките на Тракийския басейн, могат да се предполагат добри екраниращи свойства. В сондаж Р-1 Свиленград дебелината ѝ е около 350 m. За подложка служат допалеогенски труднопроницаеми скали.

**Еоценски природен резервоар привързан към Теригенно-варовиково-глинестата и „Рифово-карбонатната задруга“.** Хроностратиграфският обхват на колекторната част обхваща горен еоцен. В основата се редуват пясъчници и конгломерати, които нагоре по разреза са в алтернация с глини и алевролити. Над тях залягат мергели, сред които на север са установени органогенни, рифови варовици. Петрофизичните свойства на скалите не са определяни, но предвид литоложкия състав и резервоарните характеристики на корелата в

турската част на басейна, те могат да бъдат оценени като благоприятни.

За изолираща покривка служат киселите туфи, с прослойки от глини, мергели или варовици с еоценска и олигоценска възраст. Дебелината на покривката достига до 200 m. По пъстрия литоложки състав може да се предполагат променливи изолиращи свойства. За подложка служат средноеоценските варовиково-мергелни скали на Теригенно-варовиково-глинестата задруга, а на местата, където те отсъстват допалеогенските труднопроницаеми скали.

**Олигоценски природен резервоар привързан към Мухаджирската група.** Хроностратиграфският обхват на колекторната част е в границите на олигоценската серия. Колекторните скали са пясъчниците и алевролитите, които послойно се редуват с глинести скали. Те са с различна дебелина и пространствено развитие. Заемат горната част на Мухаджирската група, отделена като Горна теригенна серия. Данните от лабораторните изследвания на пясъчниците показват вместимост от 9 до 25% и проницаемост – 2-6 md. По данни от изпитанията в сондаж С-3 Капитан Андреево, в интервал 300-450 m, е получен приток на газ с дебит 980 m<sup>3</sup>/d и минерализирана вода – с дебит 3,8 m<sup>3</sup>/d, а в интервал 130-182 m, притокът е от газ с дебит 1270 m<sup>3</sup>/d и високо минерализирана вода - с дебит 5,7 m<sup>3</sup>/h. Анализът на лабораторните данни и информацията за резервоарните свойства на корелата в турската част дават основание теригенните разновидности да бъдат отнесени към скалите с добри резервоарни свойства.

Изолираща покривка са глинестите наслаги от Мухаджирската група, залягащи в горните ѝ части. В участъците на отсъствие е възможно хидродинамична връзка с отгорележащите пролувиално-алувиални наслаги на Ахматовската свита. Съдейки по резултатите от изпитанията в сондаж С-3 Капитан Андреево, в който се

наблюдава повишена минерализация на водите, а така също и способността на подобни скали да екранират газови и нефтени акумулации извън територията на страната, могат да се предполагат добри изолиращи свойства.

За подложка служат глинесто-теригенно-карбонатните наслаги в Долната теригенно-карбонатна серия на Мухаджирската група.

## Заклучение

Въз основа на съвременните представи за геисторическото развитие и строеж на Източнотракийската депресия и нейните съставни структурни елементи, може да се предполага, че условията за образуване на терциерните седименти са близки в различните части, в това число и с тези, които изграждат големия Тракийски басейн извън територията на България. Това предполага сходство и във формирането на природните резервоарни системи.

Усложненият тектонски строеж от присъствието на разломни нарушения с различна амплитуда и насоченост, е предпоставка за значителни фащиални изменения във вертикална и хоризонтална посока. Това предполага и сложни пространствени взаимоотношения между колекторните и изолиращите задруги. На тази основа се предполага наличието на сложни резервоарни системи в терциерния разрез на Южносакарското понижение, с елементи на пластови, пластово-масивни и литоложко-ограничени типове природни резервоари, усложнени от тектонски нарушения, с локално и зонално разпространение, с възможни хидродинамични прозорци.

За по-пълното им изясняване са необходими допълнителни геолого-геофизични и сондажни работи и лабораторни изследвания с прилагане на съвременни методи за моделиране на геоложкото пространство.

## Литература

Балинов, В., Е. Занева-Добранова, М. Дончева. 2013. Природни резервоари в Горнотракийската депресия. - *Межд.конф. „Геология и въгледороден потенциал на Балканско-Черноморския регион, Варна*, 130-138.  
Дончева М., В. Балинов, Е. Занева-Добранова. 2005. Литоложки предпоставки за търсене на природни

резервоари в терциерния разрез на Югоизточна България. *Год. МГУ*, т. 48, св. 1, 53-57.  
Занева-Добранова, Е., В. Балинов, М. Дончева. 2013. Перспективни геоложки формации за съхраняване на въглероден диоксид в Маришкия басейн (Горнотракийска депресия – Ю. България). – *Год. МГУ*, т. 56, св. 1, 80-86.  
Кожухаров, Д., Ив. Боянов, Е. Кожухарова, А. Горанов, С. Савов, Г. Шиляфов. 1995. *Геоложка карта на България, Картен лист Свиленград*  
Йовчев, И., А. Атанасов, И. Бояджиев. 1971. *Тектонски строеж на България*. С., Техника. 558.  
Палакарчева, Г., М. Стефанова. 2013. Генерационен потенциал на скалите от българската част на Тракийския басейн. *Год. МГУ*, т. 56, св. 1, 86-92.  
Atanasov, G. D., A. G. Goranov. 1984. On the paleogeography of the Eastern Rhodopes, - *Contens rendus de L'Academie Bulgar des Scences*, 37, 6, 783-784.  
Boyanov, I., Ch. Dabovski, P. Gocev, A. Harkovska, V. Kostadinov, Tz. Tzankov, I. Zagorchev. 1989. A new view of the alpina tectonie Evolution of Bulgaria. – *Geologica Rhodopica*, 1, 107-121.  
Boyanov, I., A. Goranov. 2001. Late Alpine (Palaeogene) superimposed depressions in parts of Southeast Bulgaria. - *Geologica Balcanica*, 31, 3-4, 3-36.  
Conybeare, D. M., S. Cannon, O. Karaogus, E. Uygur. 2004. Reservoir modeling of Hamitabat Field, Thrace basin, Turkey: an example of a sand-rich turbidite system. - *Geological Society, London, Special Publications*; v. 222; p. 307-320.  
Dabovski, C, I. Boyanov, Kh. Khrishev, T. Nikolov, I. Sapunov, Y. Yanev, I. Zagorchev. 2002. Structure and Alpine evolution of Bulgaria. - *Geologica Balcanica*, 32, 2-4, 9-15.  
Doust, H., Y. Arkan. 1974. The geology of the Thrace Basin. *Proceedings of the 2nd Petroleum Congress of Turke, Ankara*, pp. 227-248.  
Goranov, A.G., G. D. Atanasov. 1992. Litostratigraphy and formation conditions of Maastrichtian – Paleocene deposit in Krumovgrad District. – *Geol. Balkanica*, 22, 3, 71-82.  
Huvas, O., N. Karahanoglu, V. Ediger. 2007. The thermal gradient history of the Thrace basin, NW Turkey: Correlation with basin evolution processes. – *J. Petrol. Geol.*, 30, 1, 3-24.

Статията е рецензирана от гл.ас. д-р Христо Димитров и препоръчана за публикуване от кат. „Геология и проучване на полезни изкопаеми“.