



**МИННО-ГЕОЛОЖКИ УНИВЕРСИТЕТ „СВ. ИВАН РИЛСКИ“  
ГЕОЛОГОПРОУЧВАТЕЛЕН ФАКУЛТЕТ  
КАТЕДРА „ГЕОЛОГИЯ И ПРОУЧВАНЕ НА ПОЛЕЗНИТЕ ИЗКОПАЕМИ“**

**маг. инж. Гергана Георгиева Мерачева**

**ТЕМА: НЕФТОГАЗОНОСНА ПЕРСПЕКТИВНОСТ НА ЮГОИЗТОЧНАТА ЧАСТ НА  
ГОРНОТРАКИЙСКАТА НИЗИНА**

**АВТОРЕФЕРАТ**

**на дисертация за присъждане на образователна и научна степен „Доктор“  
по научна специалност: „Геология и проучване на полезните изкопаеми“  
професионално направление 5.8. Проучване, добив и обработка на полезни изкопаеми**

**Научен ръководител: доц. д-р Ефросима Занева – Добранова  
Научен консултант: проф. д-р Мая Стефанова**

**София, 2019**

Дисертационната работа съдържа 156 страници, включително 74 фигури, 8 таблици, оформени в четири глави, заключение и списък на цитирана литература от 164 заглавия, от които 77 на кирилица и 87 на латиница.

Защитата на дисертационната работа ще се проведе на 24.06.2019 г. от 10,00ч. в зала №346 на Геологопроучвателния факултет в Минно-геоложки университет, София на открито заседание на НЖ (Заповед №...../.....на Ректора на МГУ).

**Научно жури:**

**Председател:**.....

**Членове:**

- 1.
- 2.
- 3.
- 4.
- 5.
- 6.

Материалите по защитата (дисертационната работа и рецензиите) са на разположение на интересуващите се в библиотеката на Минно-геоложки университет „Св. Иван Рилски“, София, ул. “проф. Боян Каменов“, София 1700

## СЪДЪРЖАНИЕ

Въведение.....	4
Глава 1. Геология на югоизточната част на Горнотракийската низина.....	6
1.1. Геоложка изученост на района .....	6
1.2. Основни схващания за геотектонската позиция и строеж .....	7
1.3. Стратиграфска характеристика.....	8
1.4. Хидрогеоложка характеристика .....	11
1.5. Нефтогазоносност .....	12
Глава 2. Съвременни методологични подходи при оценка на нефтогазоносната перспективност.....	13
2.1. Методология на изследователския процес и геоложки предпоставки за нефтогазоносност .....	13
2.2. Приложимост на органичната геохимия при оценка на въглеводородния потенциал .	14
Глава 3. Методика на изследователските работи.....	14
3.1. Теренни изследвания .....	14
3.2. Лабораторни изследвания .....	15
3.3. Моделни изследвания .....	15
Глава 4. Интерпретация, анализ и оценка на басейновото пространство. Оценка на нефтогазоносната перспективност .....	16
4.1. Характеристика на басейновото запълване и история на геоложкото развитие на района .....	16
4.2. Характеристика на структурно-тектонските особености. 3D структурен модел на терциерните наслаги .....	24
4.3. Природни резервоари - характеристика на колекторните и изолиращите наслаги. Природни капани.....	26
4.4. Анализ и оценка на хидрогеоложкия фактор .....	31
4.5. Оценка на въглеводородо-генерационния потенциал на скалите и характеристика на степента на зрялост на ОВ.....	32
4.6. Реконструкция на историята на потъване и геотермичната история на района на изследване .....	40
4.7. Сравнителна оценка на ВВ потенциал в различни части на изучавания район.....	44
Заключение .....	45
Основни приноси.....	48

## **Въведение**

**Актуалност на проблема.** Ролята на въглеводородните ресурси в съвременното и перспективното развитие на световната и националната икономики непрекъснато нараства. Нарастват и темповете на геолого-проучвателните работи, както в световен мащаб, така в не по-малка степен и в нашата страна. В резултат на провежданите, след средата на XX-ти век, системни търсещо-проучвателни дейности на територията на Северна България са открити над 30 разномасштабни въглеводородните акумулации от конвенционален тип. От края на миналия век до наши дни засилен интерес има към проучването за нефт и газ в българската акватория на Черно море. Това е предпоставка за издаването на множество фондови и научни материали, засягащи широк кръг от въпроси за нефтогазоносността на територията.

По друг начин стои въпросът с Югоизточна България. От гледна точка на нефтогазоносната ѝ перспективност до настоящия момент изучеността на тази част от страната ни е оскъдна. Тя се основава на епизодично проведени геолого-геофизични и сондажни дейности, единични изследователски проекти и публикувани материали, които разглеждат в регионален и/или силно ограничен план основни аспекти от нефтогазоносността на района. В тектонско отношение районът на Югоизточна България обхваща и се явява продължение на големи структурни единици, които излизат извън пределите на административните граници на страната. На територията на съседна Турция е дефинирана обширната Тракийска депресия, която в резултат на продължителни целенасочени геолого-геофизични и сондажни дейности е оценена като петролна система със значителен потенциал. Нейните крайни северозападни участъци попадат на територията на Р. България, в югоизточната част на Горнотракийската низина.

Предвид тези обстоятелства възниква необходимостта от осъществяването на теренни и изследователски работи, които да оценят перспективността на територията, като възможен обект за бъдещи инвестиционни намерения. Изложените до тук факти са основна предпоставка за избирането на район на изследване в настоящата дисертационна работа. Както в голяма част от бързоразвиващите се сфери, така и в нефтогазовата промишленост, работата на петролната индустрия и на академичната общност вървят ръка за ръка. Позовавайки се на този факт, методиката и темата на този дисертационен труд са подбрани така, че напълно да съответстват на моите научни интереси и бъдещи професионални планове на развитие.

**Цел и задачи на дисертационния труд.** В съответствие с гореизложеното са формулирани целта и задачите на настоящата разработка.

❖ Цел на дисертационния труд:

Изучаване, анализ и оценка на нефтогазоносната перспективност на югоизточната част на Горнотракийската низина.

❖ Задачи за постигане на целта на дисертационния труд:

1. Детайлно запознаване с изучеността на изследвания район и интерпретация на наличните геоложки, геохимични, геофизични, сондажно-геофизични и сондажни данни с цел детайлизиране на геоложкия строеж на югоизточната част на Горнотракийската низина;
2. Избор и обосновка на комплекс от съвременни методи за оценка на нефтогазоносността на района, нефтогазогенериращия потенциал на скалите, строежа на геоложкото пространство и неговата геометрия;
3. Анализ на басейновото запълване и литолого-стратиграфска характеристика на терциерните наслаги, с цел изясняване на геоложкото пространство и възстановяване на геоложката история на формиране на седиментната последователност, и впоследствие дефиниране на основните елементи от потенциална петролна система в областта на изследване;
4. Идентифициране и проследяване в геоложкото пространство на основните структурно-тектонски елементи и литолого-стратиграфски единици с цел създаване на цифров 3D (триизмерен) геоложки модел, който да позволи проследяване на сложните

- пространствени и структурно-тектонски взаимоотношения на основните стратиграфски граници и литоложки единици;
5. Детайлизиране на структурно-тектонските особености на района с цел характеризиране на геоложката архитектура и геометрия при развитието на басейна и установяване на влиянието им върху процесите на генерация, акумулация и запазване на въгледородните (ВВ) залежи;
  6. Интерпретация и анализ на сондажно-геофизичните и лабораторните петрофизични изследвания на сондажни ядки с цел оценка и характеристика на проницаеми и труднопроницаеми пластове (тела, задруги) и съчетанието им в природни резервоари;
  7. Оценка и анализ на количествените и качествените параметри на органичното вещество в терциерните седименти от изследваните разрези с цел характеризиране на въгледородо-генериращия им потенциал при прилагането на комплекс от съвременни геохимични методи;
  8. Възстановяване и моделиране на историята на потъване и геотермичната история на изследвания седиментен басейн с цел моделиране и симулиране на процесите на генерация и миграция на въгледородите от потенциално генериращите комплекси;
  9. Предварителни прогнозни оценки на перспективността на територията, от гледна точка нейния нефтогазоносен потенциал като обект за бъдещи изследователски и търсецо-проучвателни работи.

**Методични подходи за решаването на задачите.** За решаването на поставените задачи са обработени и анализирани наличните веществени, аналитични и публикувани данни, от територията на Югоизточна България и териториалното продължение на тектонските елементи в Турция. Лабораторните изследванията на 27 бр. проби (от разкрития и сондажна ядка) са проведени посредством RockEval пиролизна техника в Campina, Румъния, където имах възможност отблизо да се запозная с изследователския процес. Лабораторните и аналитичните изследвания на органичното вещество на 12 бр. проби са извършени в Института по органична химия с център по фитохимия (ИОХЦФ) към БАН с използване на най-съвременна апаратура. За детайлната характеристика на структурно-тектонските особености на района и моделиране на басейновото пространство са използвани данните от полевите, геолого-геофизичните и сондажните изследвания. Посредством набор от показатели са дефинирани природните резервоарни системи в изследвания разрез и оценена надеждността на колекторните и изолиращите наслаги. Въз основа на теренни наблюдения и интерпретация на геофизични изследвания са проследени тектонските нарушения и литолого-стратиграфските единици в пространството и е създаден детайлен 3D структурен модел на по-голямата част от района на изследване. Моделните построения, анализи и повишаване на уменията ми в тази насока са осъществени благодарение на възможността да посетя образователен и повишаващ квалификацията курс на Schlumberger. Реконструкцията на историята на потъване и геотермичната история на изследвания район послужи за дефиниране на една обща представа за формиране на седиментния басейн и определяне на термичната зрялост на терциерните седименти. Комплексната характеристика на получените резултати от изследванията и анализите послужи за основа на актуална по-детайлна оценка на въгледородния потенциал на югоизточната част на Горнотракийската низина. Тези заключителни анализи, оформянето на целия текст и фигури от дисертационния труд са осъществени в МГУ „Св. Ив. Рилски“.

#### **Основни резултати**

- Извършена е детайлна характеристика на геоложкия строеж, като са набелязани общи геоложки белези между изучавания район и турската част на Тракийския басейн;
- Избран и приложен е подходящ методологичен подход за оценка на нефтогазоносността;
- Създадени са 2D модели на палеогеографска реконструкция на изучаваната част от басейна през терциерния период, които позволяват да се проследи геоложкото развитие на седиментния басейн и етапите на формиране на басейновата система;

- Изграден е 3D структурен/геоложки модел на голяма част от района, който допринася за по-детайлна характеристика на структурните и тектонските особености. 3D модела позволява проследяване на сложните вертикални и латерални пространствени и структурно-тектонски взаимоотношения на седиментните скални комплекси;
- Характеризирани и оценени са четири типа потенциални природни резервоари, привързани към терциерния разрез на разглеждания район;
- Извършени са анализ и оценка на въглеродородо-генериращия потенциал на терциерните седименти;
- Извършено е 1D петролно-системно моделиране, въз основа на което се направи реконструкция на историята на потъване на басейна и на геотермичната история на голяма част от района на изследване. Моделът позволи да се направи оценка на термичната зрялост на потенциално генериращите наслаги;
- Въз основа на резултатите от проведените интерпретации и анализи на данните, в района на изследване се правят актуални и обобщаващи изводи и предварителна оценка на нефтогазоносния потенциал на терциерните наслаги.

### **Благодарности**

Бих искала да изкажа своите благодарности на научния ми ръководител доц. д-р Ефросима Занева-Добранова за неизчерпаемото търпение и помощ, която ми оказа по темата, конструкцията на дисертацията, насоките на изследване и тяхното техническо реализиране. Благодаря също и на научния ми консултант от ИОХЦФ към БАН проф. д-р Мая Стефанова за безценните съвети и насоки при анализиране на резултатите от геохимичните изследвания, както и осъществения научен принос. Благодаря ѝ също за предоставената възможност да почерпя от знанията и опита ѝ в сферата на геохимията. Благодаря на ръководството и колегите от Овергаз за предоставената ми възможност да бъда част от проекти и екипи, свързани с търсещо-проучвателна дейност за нефт и газ, което спомогна за професионалното отношение при изготвянето на дисертацията. Изказвам благодарността си към всички колеги от катедра „Геология и проучване на полезните изкопаеми“ към МГУ „Св. Иван Рилски“ за ценните съвети и препоръки при реализирането на настоящия дисертационен труд и специално на ръководителя проф. д-р Йордан Кортенски за насоките и подкрепата.

## **Глава 1. Геология на югоизточната част на Горнотракийската низина**

### **1.1. Геоложка изученост на района**

Първите сведения за геологията на района на изследване са получени на основата на проведената маршрутна снимка в средата на XIX в. (Boue, 1840). След 1945 г. Бонев и др. (1956ф), Недялкова и др. (1957ф), Боянов и др. (1958ф, 1962ф, 1980ф, 1990, 1992ф), Карагюлева и др. (1965ф), Минчев и др. (1965ф), Шилияфов и др. (1970ф, 1973ф, 1975ф) и др. провеждат геоложко картиране в М 1:100 000, а на отделни места от територията и около нея и в М 1:50 000 и 1:25 000. Получената информация за геоложкия строеж на района е противоречива и непълна, поради незначителния обем от сондажи (предимно на малка дълбочина), както и поради отсъствието на единно мнение на отделните автори по отношение разпространението и възрастта на различните скални комплекси. През миналия век са проведени и полеви магнитометрични и гравиметрични изследвания, а през 2001 г. е завършена реобработката и е съставена единна за страната гравиметрична карта в мащаб 1:100 000 (картни листа Свиленград и Хасково). В резултат на тези регионални геоложки и геофизични изследвания се изяснява общия геоложки строеж на изследвания район, наличието на множество разломни зони, формиращи мрежа от негативни (депресии, понижения, грабени) и позитивни (издигания, хорстове) структури.

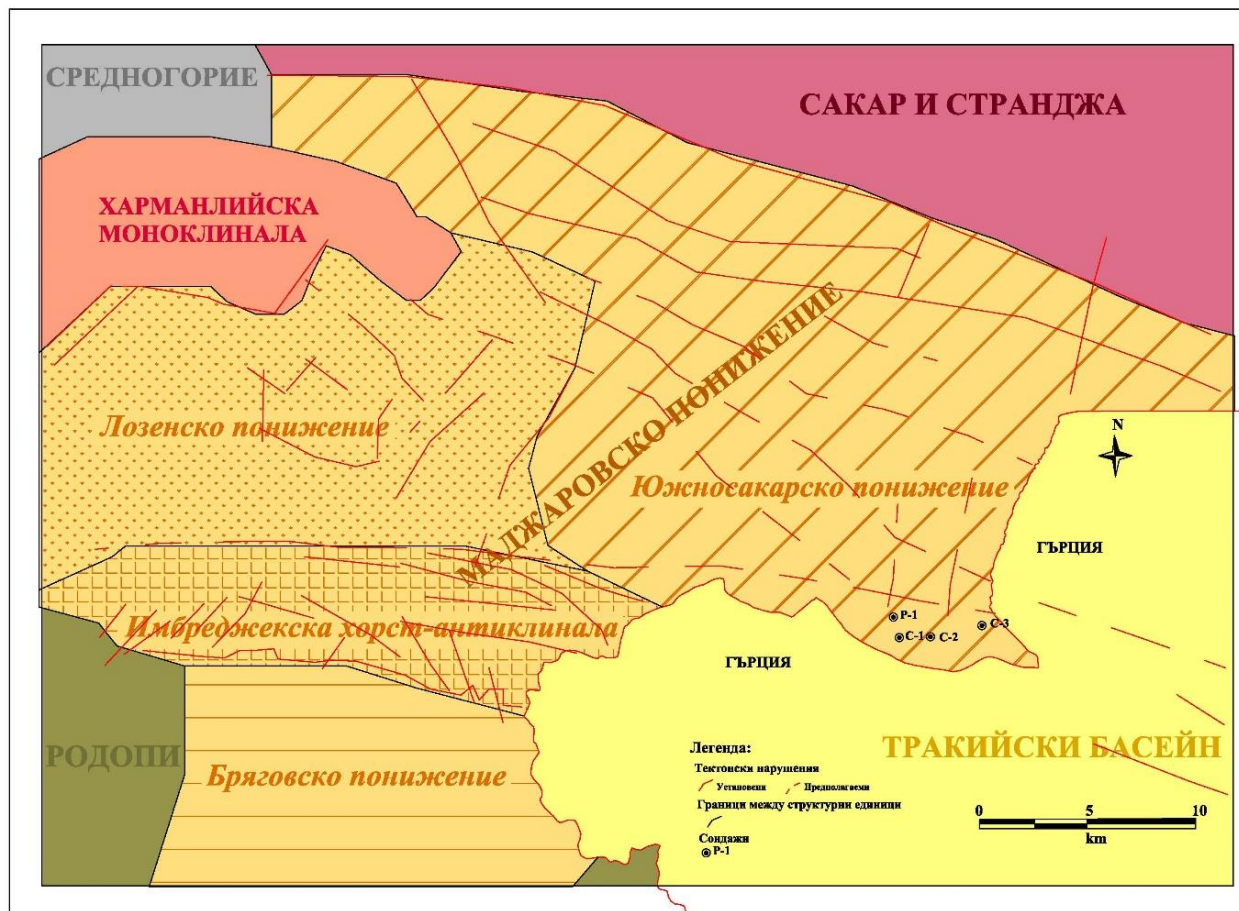
В началото на 70-те години в съседна Турция са открити няколко газови находища със значителни промишлени запаси. Това е послужило като основание за провеждане на сеизмопроучвателни дейности през 1973-1975 г. и в пределите на България, в югоизточната част на изследвания район – два регионални сеизмични профили по Метода на пречупените вълни и 12 бр. профили с обем от около 80 km по Метода на отразените вълни. От получените

данни, северно от гр. Свиленград е оконтурен мини-грабен с дебелина на седиментния комплекс около 1700 m, наречен Чернодъбски (Цветанов и др., 1976ф). В най-издигнатото южно крило на грабена през 1973-74 г. е прокаран параметричния сондаж Р-1 Свиленград (до 1754 m) – близо до гр. Свиленград. Следва прокаране на още три структурни сондажа с дълбочина 400-450 m (Янков, 1976ф, Николова, 1977ф, Коюмджиева, 1976ф). Всичко това е предпоставка и е в основата за изготвяне на няколко научни материали (публикувани и фондови), отразяващи различни аспекти от геоложката характеристика на този участък от територията на България.

В периода 2011-2016 г., в района на изследване са проведени търсещо-проучвателни дейности за нефт и газ, изразяващи се в провеждане на геолого-структурно картиране в размер на 380 km<sup>2</sup>, 2D и 3D сеизмични проучвания в размер съответно на 614 km и 50 km<sup>2</sup>, геохимични и хидрохимични изследвания и търсещо сондиране в размер на 2000 m.

### 1.2. Основни схващания за геотектонската позиция и строеж

Съществуват различни схващания за тектонската принадлежност на изследвания район към една или друга тектонска единица (Яранов, 1960; Бояджиев и др., 1971; Боянов, 1971, 1984; Савов, 1972; Кожухаров и др., 1995; Boyanov and Goranov, 2001; Dabovski et al., 2002, Загорчев и др., 2009 и т.н.). Според едни автори (Кожухаров и др., 1995ф; Boyanov and Goranov, 2001), в тектонско отношение, разглежданият район обхваща част от Източнотракийската депресия – Южносакарско понижение и част от Източнородопското понижение – Лозен-Имбреджекска зона и Бряговско понижение. В по-ранни публикации Източнотракийската депресия е наричана депресия на Долна Марица и Ергене (Яранов, 1960), а също така и Източномаришко структурно понижение (Савов и Петров 1972). Тази част от територията Dabovski et al. (2002) определят като Източносредногорска зона. Районът на изследване (фиг. 1.) се характеризира със специфичен строеж и развитие и има белезите на обширна терциерна депресия.



Фиг. 1. Детайлна тектонска схема на района на изследване (по Боянов, 1971; Кожухаров и др., 1995ф, Загорчев и др., 2009, с авторски допълнения)

През 70-те години на миналия век, Боянов (1971) и Шиляфов и др. (1973ф) го наричат Маджаровско предпланинско понижение, което се приема като младопалеогенска депресионна структура, наложена върху интензивно разломената източна част на Родопския масив. Структурата влиза в обхвата на Източнородопското понижение и играе ролята на мост между него и понижението на Долна Марица и Ергене. На юг-югоизток, на турска територия, с генерална посока изток-запад, изучаваната депресия преминава в Тракийския басейн (Doust and Arikani 1974) и може да се разглежда като негов северозападен борд (Caracciolo, 2011; d'Atri et al., 2012).

Изучаваната в настоящия дисертационен труд територия е пресечена от изток – западни до ССЗ-ЮЮИ и СЗ-ЮИ разломи, които маркират северната и северозападната ѝ периферия и контролират разпределението на дебелините, взаимоотношенията и разпространението на литостратиграфските единици. Вероятна причина за липсата на точна подялба на тектонски единици за района е факта, че не съществува общо мнение и относно тектонските нарушения на неговата територия. Най-голямото разломно нарушение се явява Маришкия разлом (шев, сутура, зона на срязване), който е широко дискутиран структурен елемент от десетки автори, но не е трасиран на нито една геоложка карта като издържана разломна зона (Бояджиев и др., 1971; Кожухаров и др., 1995ф; Иванов, 1989, 2017; Герджиков и Георгиев, 2006).

### **1.3. Стратиграфска характеристика**

В участъка, разглеждан в настоящата дисертация и около него на повърхността се разкриват различни по възраст и състав скали. За строежа на разреза под достигната от сондажите дълбочина (до 2000 m) може да се предположи от скалите, разкриващи се на повърхността, за които се смята, че се явяват подложка на седиментния комплекс, преминават от сондажите (фиг. 2). Тази подложка е представена от:

- скали с архайска и протерозойска възраст, които са претърпели интензивен метаморфизъм и изграждащи високо-кристалинния скален комплекс;
- гранит-порфири и гранити с палеозойска възраст, вмесени сред скалите на метаморфните свити от високо-кристалинния комплекс;
- по-слабо метаморфозирали скали с триаска и юрска възраст, при което първоначалния им облик е съхранен или слабо променен, обособени в ниско-кристалинен скален комплекс.

### **Неозойска ератема**

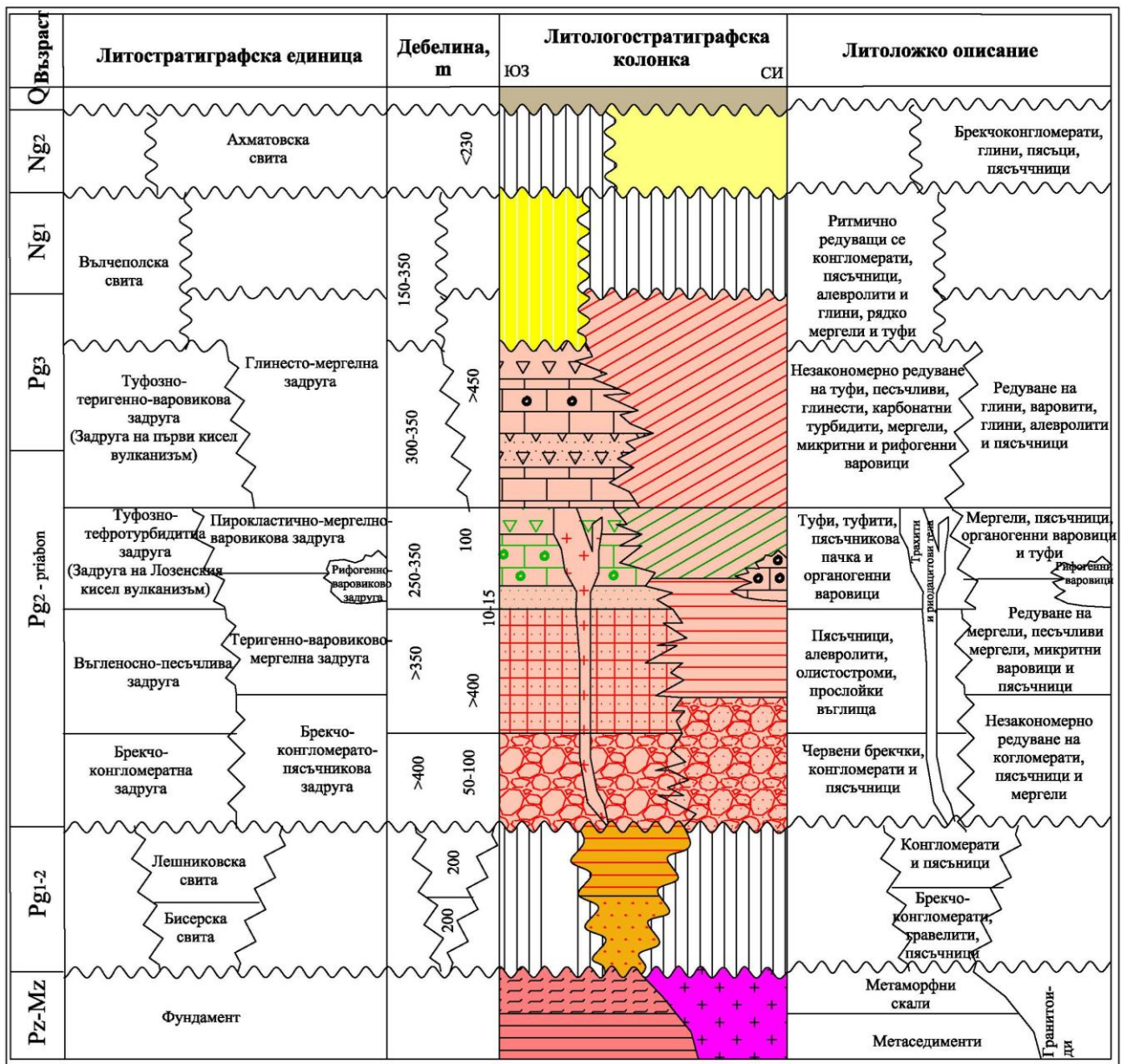
Палеоцен-еоценска серия има разкрития на няколко места в западната част на разглеждания район и е представена от скалите на Бисерска и Лешниковска свити (Боянов и др., 1980ф). Свитите са изградени от брекчи, брекчоконгломерати, гравелити конгломерати, пясъчници и глинести пясъчници, покрити трансгресивно от скалите с приабонска възраст.

### **Горноеоценски етаж – приабон**

В района на изучаваната територия този стратиграфски интервал има разкрития на повърхността, а така също част от него може да се проследи в разреза от сондаж Р-1 Свиленград (Янков, 1975ф).

- **Брекчоконгломератна задруга** - Скалите на задругата се разкриват в Ибреджекската хорст-антиклинала при с.с. Вълче поле, Ефрем, Орещец и Малко Брягово (Боянов и др., 1992ф) и в сондаж Р-1 Свиленград (Янков, 1975ф). Заляга трансгресивно и дискордантно върху пьстрата подложка от слабометаморфозирания скален комплекс. Главната съставна част на задругата са брекчоконгломератите, които се заместват незакономерно хоризонтално и вертикално от конгломерати и грубозърнести пясъчници. Цветът на скалите от задругата е много характерен - червено-виолетов или червенокафяв. Фауна в разкритията на задругата не е установена, но преходът ѝ нагоре в доказани приабонски седименти позволява тя да бъде приета за приабонска (Боянов и др., 1958ф, 1962ф, 1980ф). Дебелината на хоризонта, разкрит от сондажа, е 200 m, но на север и югозапад може да достигне 500-700 m.





Фиг. 2. Сборна литологостратиграфска схема на терциерния разрез в изучавания район

- **Брекчоконгломерато-пясъчникова задруга** се разкрива северно от гр. Любимец и селата Георги Добрево, Момково и Пъстрогор (Кожухаров и др., 1995ф). Изградена основно от грубозърнести до гравийни и чакълни пясъчници с редки (до 20 cm) късове от подложката, а конгломератните и брекчоконгломератните пластовете, лещи и прослойки са редки. Задругата е с доста пъстър състав, със сложни латерални взаимоотношения между литотиповете. Дебелината на задругата варира между 50-100 m.
- **Теригенно-варовиково-мергелна задруга** (Кожухаров и др., 1995ф) - В голямата си част се изгражда от неправилно редуващи се пясъчници, алевролити, глинести пясъчници, варовити пясъчници, алевроитови мергели и мергели. Цветът на скалите варира от светлосив до тъмносив. В сондаж Р-1 Свиленград (Янков, 1975ф) се разкрива в интервала 932–780 m. Възрастта на единицата е доказана с множество фораминиферни съобщества като приабонска. В по-голямата част от района заляга нормално с преход непосредствено върху конгломератния хоризонт, но на места лежи трансгресивно и върху различни серии от метаморфния комплекс.
- **Рифогенно-варовикова задруга** - Тази единица е описвана като най-горна част на теригенно-варовиково-мергелната задруга, представена от органиогенни варовици

(Кожухаров и др., 1995ф) или „варовиков хоризонт” в сондаж Р-1 Свиленград (Янков, 1975ф), но в разглежданата територия това варовиково ниво е най-ясно проследимата и картируема единица. Задругата може да се проследи от най-североизточните части на депресията, западно от с. Щит, до пътя Пъстрогор-Младиново на запад. Варовиците са неясно слоисти до масивни, органогенни с рифогенен произход, с многобройни останки от корали, бивалвии, гастроподи, водорасли, големи фораминифери и др.

- **Пирокластично-мергелно-варовикова задруга** – Преобладават сивите тънкопластови мергели и туфозните мергели, алтерниращи средно- до дебелопластови туфи, туфозни мергели и туфозни органогенни варовици. В горната си част задругата е изградена от мергели, органогенни и пясъчливи варовици. В района на дълбокия сондаж Р-1 Свиленград (интервал 682 – 780 m) се представя от варовици и мергели, всред които залягат частично и пясъчници. Дебелината на задругата варира от 50 до 100 m.
- **Въгленосно-пясъчлива задруга** (Боянов и др., 1992ф) - Разкрива се в западната част на изучаваната територия при с. Лозен, с. Славяново, северно и североизточно от с. Ефрем и около с. Черна могила. Задругата лежи нормално, с преход върху брекчоконгломератната задруга или трансгресивно и дискордантно върху пьстрата подложка. Горната ѝ граница е рязка с туфозно-тефротурбидитната задруга или най-често тектонска. Единицата може да се характеризира като изградена от средно- до дребнозърнести пясъчници и алевролити, прослоени от тънки мергелни пластове в горната част (индикация за удълбочаване на басейна) и наличието на олистостроми и олистолити, достигащи десетки метри.
- **Туфозно-тефротурбидитна задруга (непубл.данни)/задруга на Лозенския кисел вулканизъм** – скалите се разкриват край с. Лозен и изграждат Мезекската планина. В основата залягат хаотично туфи и туфобрекчи, покрити от пясъчникова пачка, а над нея нормално заляга пачка от кисели туфи, туфити и органогенни варовици. Приема се средна дебелина в рамките на 250-350 m и възраст приабон – ранен олигоцен(?).

#### Олигоценска серия

В отделните части на изучавания район тази серия е представена от различни видове скални разновидности.

- **Глинесто-мергелна задруга** - Скалите от задругата се разкриват източно от Любимец в районите на селата Георги Добрево, Момково, Пъстрогор и южно от с. Левка (Кожухаров и др., 1995ф), както и в сондаж Р-1 Свиленград (Янков, 1975ф). Главните скални разновидности, които изграждат задругата, са мергелите, глините, глинестите алевролити и пясъчниците в незакономерна алтернация. Често в глинестите разновидности се срещат люспи и кости от риби. Долната граница е неясна, не само в този сондаж, но и на територията на Турция, като за критерий се приема рязкото намаляване на карбонатното съдържание, появата на изобилни количества слюда, както и промяната в литологията, най-вече присъствието на тъмни глини. Горната граница в сондажа, според публикуваните данни, е неясна, но определено трябва да бъде трансгресивна със скалите на Ахматовска свита, поради липсата на данни за миоценски седименти. Възрастта на задругата е определена като олигоценска, но е възможно в долните си нива да захваща и приабон. В сондаж Р-1 Свиленград тази единица се характеризира с алтернация на глини, варовити глини, алевролити и пясъчници, условно може да се поделени на две части и се разполага в интервал 97-682 m, като достига дебелина над 450 m: **Долна теригенно-карбонатна серия** – Представена е от тънкослоисто редуване на мергели, глинести варовици, пясъчници, глини, алевролити и конгломерати; **Горна теригенна серия** – Представена е от редуване на пясъчници, глини, алевролити и глинести мергели.
- **Туфозно-теригенно-варовикова задруга (непубл. данни)/задруга на първия кисел вулканизъм** (Боянов, 1992ф) - Отделя се въз основа на незакономерното редуване на пачки от пясъчливи, глинести, вулканокластични и карбонатни турбидити, мергели, микритни и рифогенни варовици, в сложни латерални и вертикални взаимоотношения.

Задругата се разкрива по южните склонове на Имбреджекската хорст-антиклинала, източно от с. Селска поляна до южно от м. Глухите камъни.

#### Неогенска система

- **Вълчеполска свита** (Боянов, 1980ф) – в генетично отношение тя се възприема за типична моласа и дори по тази причина е била наричана Вълчеполска моласа (Карагюлева, 1965ф). Свитата е изградена от ритмично редуващи се конгломерати, пясъчници, алевролити и глини, по-рядко мергели и туфи, изграждащи дебелопластовите ритми на последователност от пясъчливи високоплътностни турбидити. Възрастта ѝ се определя на късноолигоценска-миоценска, а дебелината ѝ варира между 150-350 m.
- **Ахматовска свита** (Коюмджиева и Драгоманов, 1979) – разпространена е изцяло в северната част на изучавания район. Заляга трансгресивно и дискордантно върху скали с различна възраст, а се покрива от съвременната алувиална система на р. Марица. В основата е изградена от масивни до неяснослоисти, гравийни до дребночакълни пясъчници, до дребнокъсови конгломерати, с намаляване на теригенната компонента нагоре в разреза. Възрастта на свитата се възприема като плиоцен-плейстоценска, а дебелината ѝ варира от 30-40 до 230 m.

#### Кватернер

Представен е от елувиални, пролувиални и алувиално-делувиални наслаги, широко разпространен по поречието на р. Марица и нейните притоци.

#### **1.4.Хидрогеоложка характеристика**

Въз основа на резултатите от дълбокия сондаж Р-1 Свиленград и проведените в него изпитания се установява наличието на четири водоносни комплекси и хоризонти за изследвания район:

- **Титонски водоносен комплекс** - Способността за водоотдаване от него се обуславя от наличните пукнатини и повърхнини на нашистяване, по тип акумулираните води са пукнатинни. При изпитание на хоризонт 1174-1400 m (при открит ствол) е получен приток с дебит 4,2 m<sup>3</sup>/24h и е определена водопроницаемост на скалите КМ = 0,0045 m<sup>2</sup>/24h. Пластовата вода е силно мътна (замърсена от глинения разтвор) без мирис, слабо солена с относително тегло 1,0023, рН 8,79, обща твърдост 52,13 Н° и обща минерализация 5282,54 mg/l, слабо газирана – 40 cm<sup>3</sup>/l вода, хидрокарбонатно-натриев тип;
- **Горнооеценския водоносен комплекс** - По своите хидродинамични свойства те са напорни, а по характера на вместващите ги празнини в скалите поров тип води. Направени са изпитания в следните хоризонти: 1030-1120 m.; 910-970 m и 830-845 m, от които са получени следните притоци: 2,7 m<sup>3</sup>/24h; 39,6 m<sup>3</sup>/24h и 220l/h. Определени са съответно и техните филтрационни свойства - КМ 0,0018 m<sup>2</sup>/24h; 0,0465 m<sup>2</sup>/24h и 0,0183 m<sup>2</sup>/24h. Интервалът 910 – 970 m може да се отнесе към среднодебитните, а останалите към нискодебитните водоносни хоризонти. Пластовите води са мътни, без мирис, пресни с относително тегло от 1,0006 до 1,0023, обща твърдост от 12,76 до 53,58 Н°, рН от 8,84 до 9,07 и обща минерализация от 2600,76 до 4047,57 mg/l, водите са хидрокарбонатно-натриев тип;
- **Води в олигоценски скален комплекс** – По формата и залягането на водосъдържащите пластове те се явяват пластово-лещови, а по хидродинамичните си свойства напорни води. Поради минималната водопроницаемост КМ 0,00074 m<sup>2</sup>/24h и ниския дебит 120l/h получен от тях, ще бъде неправилно да се разглеждат като обособени водоносни хоризонти. Проведени са изпитания на общо 5 интервала – 2 в сондаж Р-1 Свиленград и 3 в сондаж С-3 Капитан Андреево. В сондаж Р-1 Свиленград в интервала 300-328 m е получен приток на газ и минерализационна вода с дебит 2,8 m<sup>3</sup>/h, типа на водата е хидрокарбонатно-натриева с минерализация 8204,76 mg/l. Пластовата вода е слабо мътна, слабо солена, без мирис с относително тегло 1,0039, рН-8,24, обща твърдост 7,71Н°;
- **Миоцен-плиоценски водоносен хоризонт** – акумулиран е в речно-алувиалните наслаги - пясъци, чакъли. По своите хидродинамични свойства е грунтов хоризонт средно до

високо дебитен. Подхранва се от инфилтрирането на валежните води, а непосредствено в долината на р. Марица от водите на последната. Този водоносен хоризонт е с пластова вода, аналогична на тази от олигоценския хоризонт. При изпитание на интервал 45-85 m в сондаж С-3 Капитан Андреево е получен приток на газ и минерализационна вода с дебит 8,6 m<sup>3</sup>/h, типа на водата е хидрокарбонатно-натриева, а общата минерализация – 7032 mg/l.

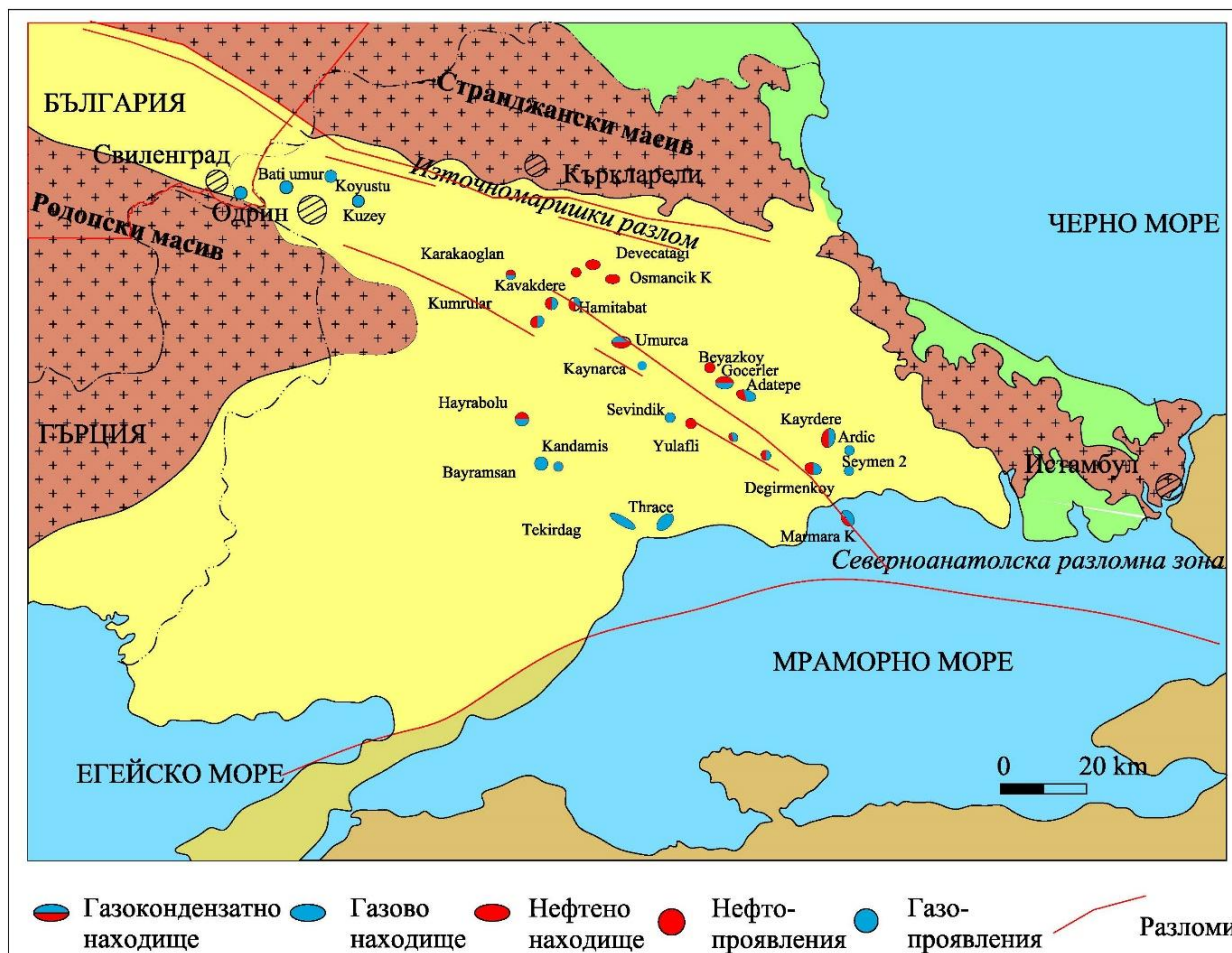
### **1.5. Нефтогазоносност**

Относно нефтогазоносността на изследвания район съществуват сведения единствено от проведеното търсещо сондиране за нефт и газ в малък обем в най-югоизточната му част – сондажи Р-1 Свиленград с дълбочина 1754 m, С-1 Генералово (400 m), С-2 Капитан Андреево (422 m), С-3 Капитан Андреево (450 m). Преките проявления на газ в сондаж Р-1 Свиленград стават предпоставка за просондирането на трите плитки сондажа за оценка на нефтогазоносността в района на дълбокия сондаж. По време на сондирането им по-интензивни газопроявления са получени от сондаж С-3, вследствие на което са проведени изпитания от съответните интервали.

Данните от изпитанието на сондаж Р-1 Свиленград и сондаж С-3 Капитан Андреево показват следните резултати:

- ✓ приток на вода с разтворени въглеродородни газове е получен от горноюрските слабометаморфозирани скали в сондаж Р-1 Свиленград;
- ✓ от два от еоценските интервали е получен приток на пластова вода без разтворен газ, но от варовиковия интервал 830-845 m е получен приток на вода с разтворен газ;
- ✓ от олигоценските интервали е получен приток на флуиди в два от сондажите: в сондаж Р-1 Свиленград в опробвания интервал 300 – 335 m заедно с получения приток на вода има и показания на газ, без да е направено замерване на дебита; в интервала 220 - 240 m е получен приток на ВВ, но по-технически причини изпитанието е оценено като некачествено; в сондаж С-3 Капитан Андреево при изпитване на открития интервал 300-450 m е получен приток на газ около 980 m<sup>3</sup>/24h и минерализирана вода – 3,8 m<sup>3</sup>/24h; в интервала 130 – 182 m е получен приток на газ с дебит 1270 m<sup>3</sup>/24h и приток на минерализирана вода (7696 mg/l) около 5,7 m<sup>3</sup>/h;
- ✓ след разкриване и перфориране на интервал 45-82 m, от сондаж С-3 Капитан Андреево, започва пулсиращо постъпване на вода и газ. Дебита на газа съставя 870 m<sup>3</sup>/24h, дебита на водата – 8.6 m<sup>3</sup>/24h.

Данните от проведените изследователски работи на българска територия са оскъдни, но районът на югоизток от държавната ни граница, който е обособен като Тракийски басейн, е смятан за най-големият и най-важният газодобивен район в Турция (Gürgey et al., 2009; Sen, 2011). В него са открити 19 газови и 3 нефтени находища (фиг. 3), от които общата дневна газова продукция е около 1,7 млн. m<sup>3</sup> (Hosgörmez and Yalçın, 2005; Gürgey, 2005; Huvaz et al., 2007).



Фиг.3. Схема с разположение на находищата от турската част на Тракийския басейн (по Gürgey, 2009 и данни на Otto Energy, 2008, с авторски допълнения)

## Глава 2. Съвременни методологични подходи при оценка на нефтогазоносната перспективност

### 2.1. Методология на изследователския процес и геоложки предпоставки за нефтогазоносност

В настоящия дисертационен труд се прилагат тези подходи за оценка на нефтогазоносната перспективност, които са залегнали в теоретичните постановки на съвременните изследователи (Хант, 1982; Бакиров и др., 1982; Боков, 1987, 1989; Дешев, 1991; Magoon and Dow, 1994; Йорданов, 1996; Selley, 1998; Allen and Allen, 2005; Велев, 2007). В методиката на изследователския процес се възприема съчетание на отделни елементи от басейновия анализ, основни постулати на петролно-системния подход и анализа на основните фактори/предпоставки, определящи нефтогазоносния потенциал на най-югоизточната част от страната ни. Анализът на седиментния басейн има значение както за възстановяване на историята на неговото формиране, за изясняване на вътрешния строеж и структурата на седиментните комплекси, така също за характеризиране на тези природни тела, в които се генерират, транспортират и акумулират въглеводороди. Схващането за стратиграфската и структурната еволюция на басейна, коректната идентификация и интерпретация на основните фактори, контролиращи геометрията и строежа на седиментните фазиеси, съдържащи се в басейновата последователност, е първата и най-важна стъпка към изграждане на геоложкия модел (Allen and Allen, 2005). С негова помощ се прогнозира потенциалните генериращи, резервоарни и екраниращи скали. Те могат да се отнасят към различни седиментни формации, но като цяло тяхното благоприятно съчетание е важно за оценката на нефтогазоносния потенциал на дадена територия. Този подход на изследване осигурява връзката между геоложкия модел и нефтогазоносния потенциал на басейна и служи за оценка на

нефтегазоносната перспективност на седиментните басейни. На тази основа Allen and Allen (2005) формулират плей-концепция, като схващане или модел за начина по който резервоарите, нефтегазогенериращите скали (петролната зареждаща система), регионалните покривки и капани съвместно спомагат за продуциране на въгледородни акумулации в специфични стратиграфски нива. Ето защо, при изучаването на нефтегазоносните басейни е необходимо последователно разглеждане на основните геоложки фактори (предпоставки), които са определящи за изясняване на нефтегазоносния потенциал и тяхната сложна взаимовръзка - структурно-тектонски, геохимични, литолого-стратиграфски и хидрогеоложки.

Като цяло, моделът на връзката на нефтегазоносността с развитието на седиментните басейни, който се постига чрез басейновия анализ, служи като база за изясняване на формирането на петролните (въгледородни) системи. Петролно-системният подход, посредством който се оценява нефтегазоносния потенциал на определена територия, се изразява в оценка на основните елементи на петролните системи – генериращи, резервоарни, екраниращи и покриващи скали, както и на свързаните с тях основни процеси – генерация и миграция на въгледородите, акумулация и запазване на въгледородните залежи. Петролно-системният подход съчетава в себе си петролната геология и петролната геохимия по начин, който е предпоставка, както за значително усъвършенстване на методите на изследване, така и за успеха при проучвателните дейности (Magoon and Dow, 1994).

*Поради тази причина описаният в този раздел системен подход, съчетаващ предимствата на съвременните методики, се използва и в настоящата дисертационна работа за оценка на нефтегазоносния потенциал на територията на изследване.*

## **2.2. Приложимост на органичната геохимия при оценка на въгледородния потенциал**

Широко прилаганите в световната практика геохимични изследвания, в процеса на оценяване на нефтегазоносната перспективност, се провеждат с цел отделяне на нефтегазогенериращи скали в седиментния разрез и оценка на техния генерационен потенциал (Хант, 1982; Вассоевич, 1986; Waples and Machihara, 1991; Peters and Moldowan, 1993, Peters and Cassa, 1994; Баженова и др., 2000;). Те се основават на изучаване геохимичните условия на натрупване и преобразуване на „Разсеяното Органично Вещество” (РОВ) в седиментните скали, определяне на неговия състав, генетичен тип и степен на катагенна преобразуваност, както и установяване на генетичната връзка на ВВ с изходното РОВ в седиментите (Вассоевич, 1986; Баженова и др., 2000; Baudin et al., 2007).

За дефиниране на скалите като нефтегазомайчини (нефтегазообразуващи) е необходимо да се оцени (Тиссо и Вельте, 1981):

- 1) Количествено съдържание на органично вещество (ОВ);
- 2) Тип на ОВ/генетичен потенциал на ОВ;
- 3) Степен на зрялост или преобразуваност на ОВ.

## **Глава 3. Методика на изследователските работи**

Решаването на поставените цели и задачи в дисертационния труд е извършено, както въз основа на данните от съществуваща геолого-геофизична информация за изследвания район и около него, така и в резултат от проведените работи, заложили в плана на докторантурата.

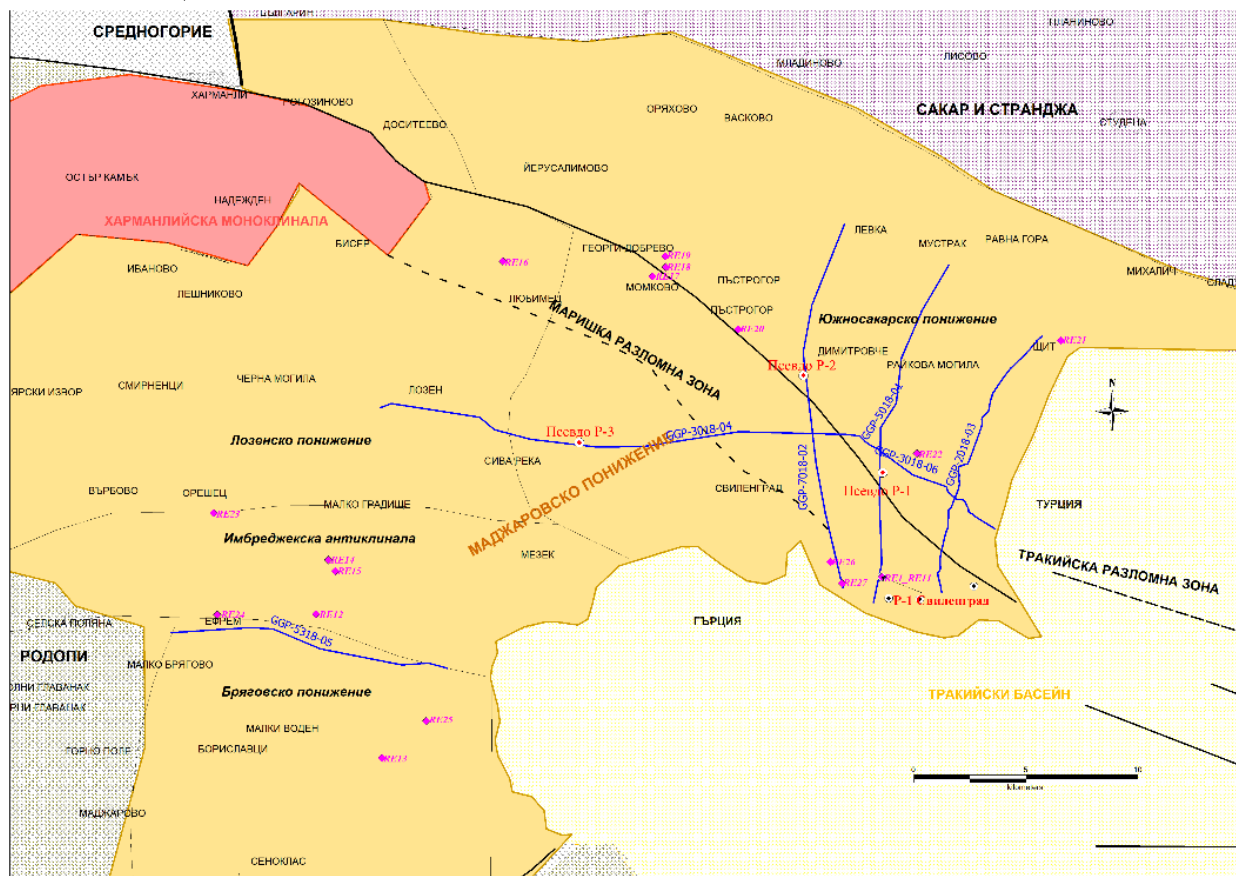
### **3.1. Теренни изследвания**

За по-коректно анализиране на геоложките особености в изучавания район, са извършени теренни наблюдения, с цел площно изследване на разкриващите се на земната повърхност литостратиграфски единици и тектонски нарушения. Тези изследвания допълниха възгледите при геоложката интерпретация и детайлния анализ на басейновото пространство на района на изследване.

### 3.2. Лабораторни изследвания

За оценка на потенциалните нефтогазогенериращи комплекси от седиментния разрез, в района на изследване, са използвани два съвременни геохимични метода, резултатите от които са съпоставени за целите на настоящата дисертационна работа.

- **метод RockEval пиролиза** - Осъществения посредством RockEval6 пиролизна техника (Espitalié, 1985, Lafargue *et. al.*, 1993; Sykes and Snowdon, 2002) метод предостави информация за качеството, типа и термичната зрялост на ОВ в изследваните образци. За целта на изследването са взети представителни скални проби - 27 бр. Единадесет от пробите са взети от съществуващ ядров материал на единствения дълбок сондаж в областта - P-1 Свиленград, а останалите 16 образца са от разкрития от интервали, които са набелязани за потенциално нефтогазомайчини скали (фиг.4).
- **метод газхроматография-маспектрометрия (ГХ-МС)** - Чрез съвременния инструментален метод ГХ-МС са анализирани съставите на индивидуални органични вещества и на сложни многокомпонентни смеси (Philps, 1985; Radke *et. al.*, 1986; Volkman, 1988; Peters and Moldowan, 1993; Connan and Bordenave, 1993; Ficken *et. al.*, 2000). От потенциални генериращи седименти са подбрани 12 бр. образци – 8 от ядрови интервали на сондаж P-1 Свиленград и 4 от разкрития, които са подготвени и смлени до необходимата фракция (до 0,2 mm) и изследвани в лабораторията по Маспектрометрия на ИОХЦФ към БАН.



Фиг. 4. Схема с разположение на изследваните образци чрез RockEval и ГХ-МС анализи и на сондажите за моделиране/реконструкция на историята на потъване на изследвания район (P-1 Свиленград и условни сондажи Псевдо P-1, Псевдо P-2, Псевдо P-3)

### 3.3. Моделни изследвания

- **3D геоложко моделиране** - За проследяване на сложните вертикални и латерални пространствени и структурно-тектонски взаимоотношения на седиментните скални комплекси от терциерния разрез, посредством необходимите компютърни средства за геоложко характеризирание, е извършено 3D геоложко моделиране като последователност

от дейности по: Управление на пространствената информация; Геоложка интерпретация на наличните данни (геоложки, гравиметрични, магнитометрични, сеизмични и сондажни), като комплекс от точки и линии; Създаване на структурна рамка, съдържаща основните повърхнини – разломи, хоризонти, несъгласия, геоложки тела; Създаване на скоростен модел на средата за преобразуване на времевите данни в дълбочинни; Създаване на триизмерна мрежа на основата на структурната рамка, обезпечаваща обемното представяне на хетерогенността на средата, посредством геостатистическа обработка на данните; Ясна и информативна графична визуализация (Houlding, 1994).

- **1D петролно-системно моделиране** - За реконструкция на историята на потъване и геотермичната история на част от изследвания район е извършено едноизмерно (1D) петролно-системно моделиране (Sweeney and Burnham, 1990; Pepper and Corvi, 1995a; Hantschel and Kauerauf, 2009), като е приложен един от съвременните подходи, ползван в последните години от изследователите в петролното направление (Ботушаров, 2005; Hosgörmez and Yalçın, 2005; Huvaz *et al.*, 2007; Makeen *et al.*, 2016; Nakimi *et al.*, 2018). За това моделиране са използвани геоложките и геохимичните данни от сондаж Р-1 Свиленград. Тези данни са интерполирани в няколко участъка на север и на запад от сондажа, като са използвани интерпретираните представителни сеизмични разрези и изчислените впоследствие дебелини на литолого-стратиграфските единици в 3D структурния модел. На тази основа са създадени още три 1D модела на реконструкция на условни сондажи, наречени Псевдо Р-1, Псевдо Р-2, Псевдо Р-3 (фиг.4).

#### **Глава 4. Интерпретация, анализ и оценка на басейновото пространство. Оценка на нефтогазоносната перспективност**

##### **4.1. Характеристика на басейновото запълване и история на геоложкото развитие на района**

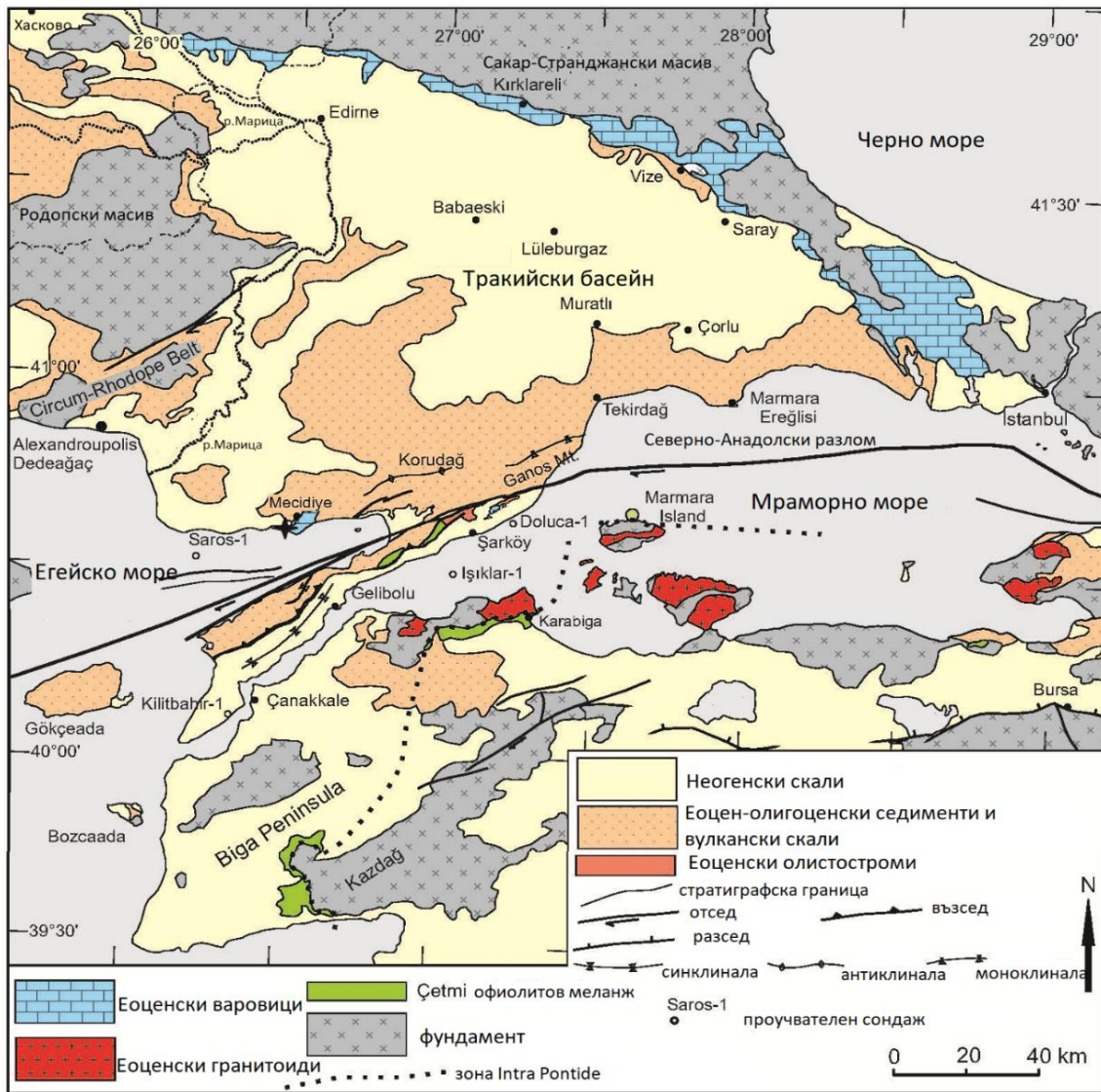
За да бъде коректно и правилно оценена изучаваната територия по отношение перспективността ѝ в нефтогазоносно отношение, е необходим анализ на басейновото пространство в по-широк мащаб. Това е продиктувано от факта, че формирането на изучавания седиментен басейн, контролирано от тектонските процеси и зависещо от взаимодействието на тектонските движения и процесите на седиментация, се осъществява на площ включително извън рамките на държавната ни граница. Като северозападен борд на Тракийския басейн в Турция (Okay *et al.*, 2004; Caracciolo, 2011; d’Atri *et al.*, 2012; Cavazza *et al.*, 2013), изследвания район се разглежда в контекста на процесите, водещи до образуване на седиментния комплекс в целия басейн (фиг. 5). В Тракийския басейн в Турция са проведени множеството изследвания, но въпреки това периодът на неговото формиране и последващото геолошко развитие са все още обект на обсъждане и от турските изследователи (Keskin, 1974; Turgut *et al.*, 1983; Perinçek, 1991; Turgut *et al.*, 1991; Coskun, 2000; Siyaco and Huvaz, 2007; Elmas, 2012).

##### **Палеоцен - ранен-среден еоцен**

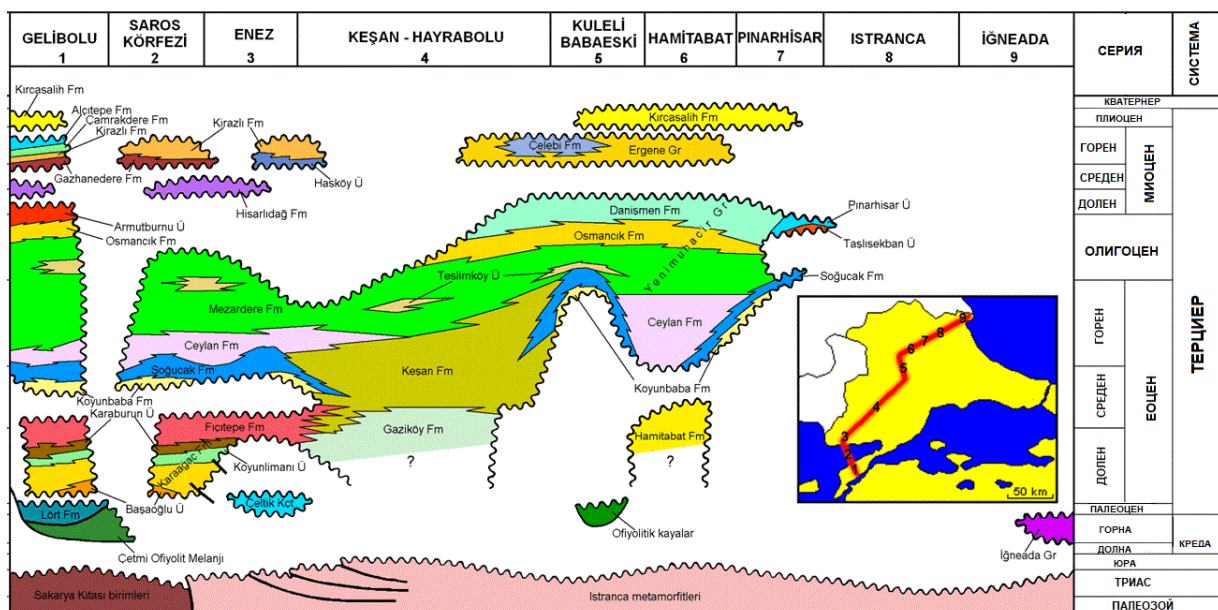
Обобщава се (Elmas, 2012), че седиментацията на Тракийския басейн започва през ранноеоценската епоха в неговата югозападна част, през ранно-средноеоценската епоха в неговата централна част, и през късния лютески век в неговата северна и североизточна части, и продължава до късноолигоценската – ранно-средномеоценската епохи (фиг.6).

В централната част на Тракийския басейн съществува издигната площ, наричана Kuleli-Babaeski Highlan (Keskin 1974; Coskun 2000) или Централно тракийско издигане - Central Thrace High (Elmas, 2012), която на север и на юг е оградена от разклоняващи се разломи с посока ЗСЗ-ЮЮИ. Те контролират от северната ѝ страна седиментацията на скалите на първата образувана седиментна формация – ***Hamitabat***, с възраст ранен-среден еоцен. Долната част на формацията се състои от едрозърнести седименти представени от конгломерати и брекчи, с плиткоморски и лагунни варовикови интервали, докато горната част се състои от характерния дълбокоморски турбидитен фациес, представен от тъмни глини с пясъчникови прослойки (Siyaco and Huvaz, 2007).



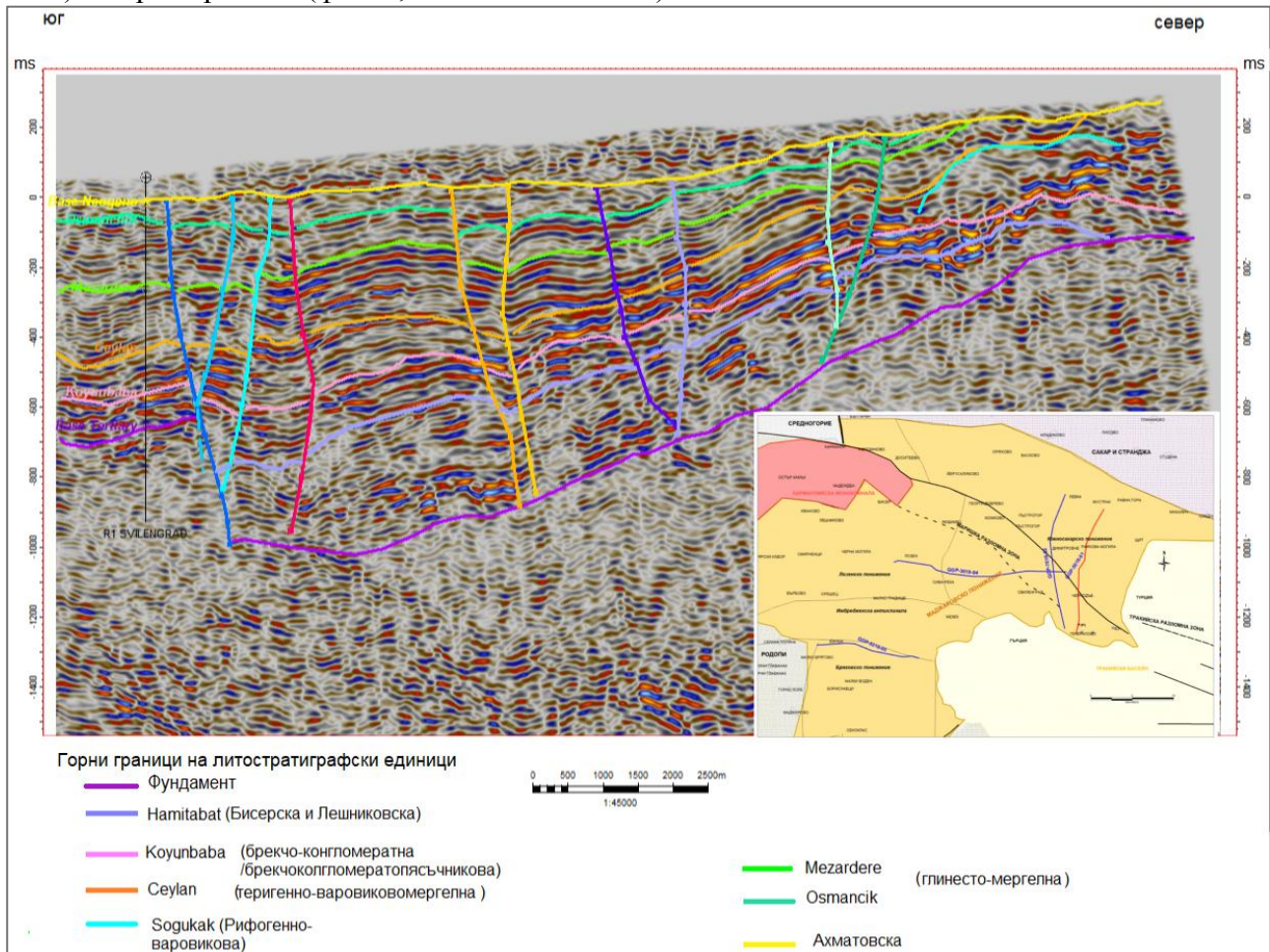


Фиг. 5. Геоложка карта на Тракийския басейн в Турция (по Окау et al., 2010)



Фиг. 6. Обобщена хроностратиграфска схема на Тракийския басейн (по Siyako and Huvaz, 2007)

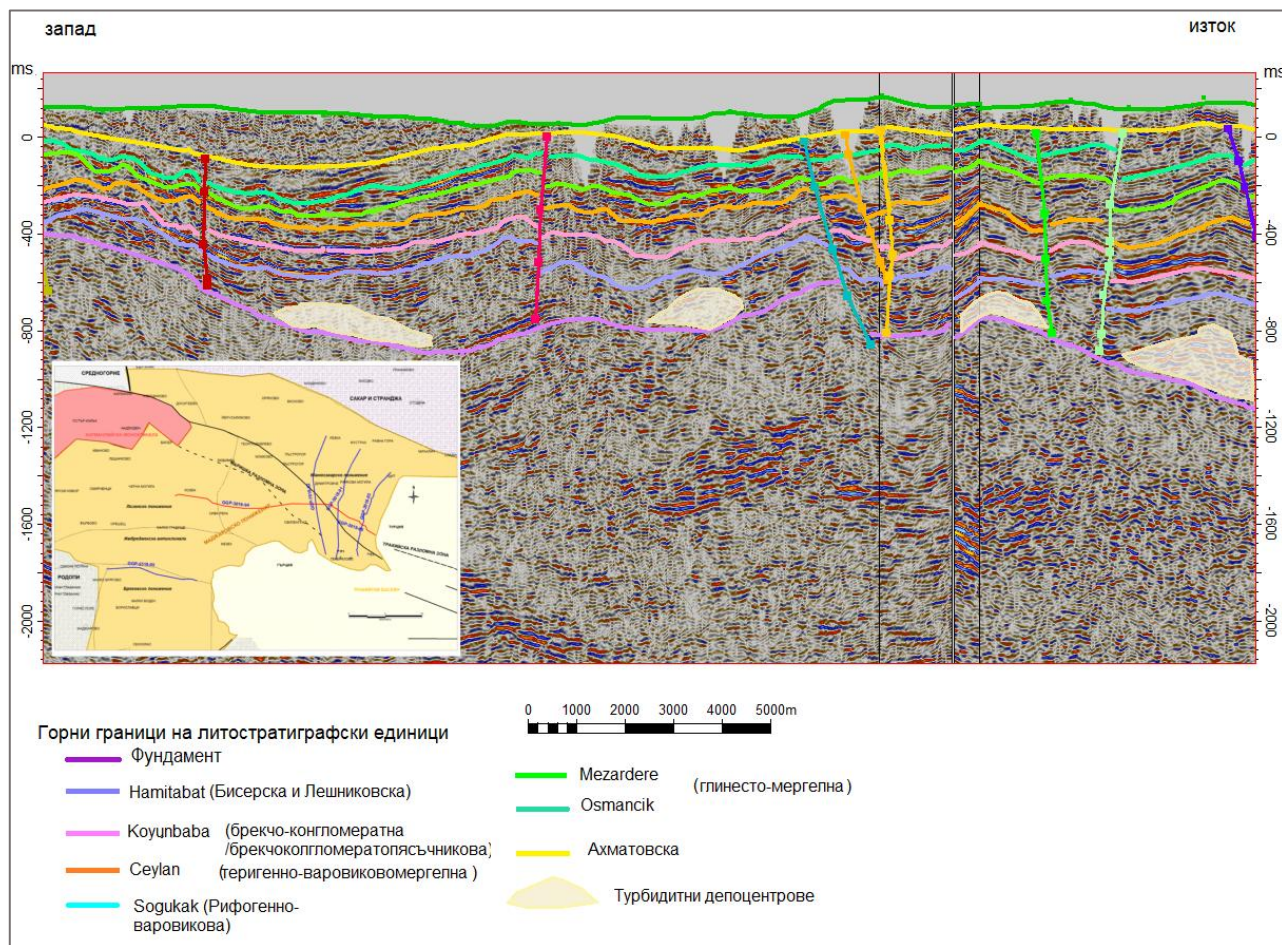
При направените интерпретации на сеизмичните изследвания и анализите на данните от сондажите и теренните изследвания, проведени на българска територия, се наблюдава подобно издигане в района на дълбокия сондаж Р-1 Свиленград, което може да се предположи, че е продължение на това от турска територия. В допълнение на този факт, на север от обособения по фундамента хорст (Р-1 Свиленград) се наблюдава **допълнителен седиментен разрез**, който на сеизмичните профили се отделя като зона с неясна конфигурация, но с характерен пясъчливо-конгломератен до турбидитен фациес с ясна долна (фиг. 7, тъмно лилав цвят) и горна граница (фиг. 7, светло лилав цвят).



Фиг. 7. Интерпретиран сеизмичен разрез GGP-5018-01 във време

На сеизмичния разрез добре се отличава несъгласното прилягане на седиментите от тази секвенция към фундамента, а в горната част се забелязва ерозионната граница с отгоре залягащите седименти, изразяваща се в ерозионно срязване. Тези скали достигат голяма дебелина в близост до разлома и изтъняват и/или изклинват на север към фундамента. Това вероятно се дължи на трансгресивното залягане и интензивна ерозия през среден-горен еоцен, която настъпва след отлагането на седиментите. Наблюдава се продължаване на седиментния басейн в запад-северозападна посока и значителна дебелина на този седиментен комплекс там (фиг. 8). В най-западната част на изучавания район на повърхността се разкриват теригенни седименти на **Бисерска и Лешниковска свити** от същия стратиграфски интервал. Всички тези факти дават основание тази последователност да се приеме за корелат на формация Hamitabat от турската част на басейна, където събитията са съпоставими. Може да се приеме, че скалите, отложени в тази част от разглеждания район, показват характер на типичния модел на едрозърнеста турбидитна система (Вама, 2000), чийто фациес и геометрия се определят от морфологията на дъното на басейна и силно се повлияват от тектонските процеси по време на образуване на акомодационното пространство. За тази система са характерни тесен шелф и стръмен склон, източник на седиментацията в близост до брега, представен от няколко по-

малки потока, кратък транспорт на седиментите от шелфа до дъното на басейна. Такава седиментна обстановка е характерна за зоните с трансформни разломи, допълнително усложнена от постоянното реактивиране на тектонската дейност (Nemcok *et al.*, 2016).

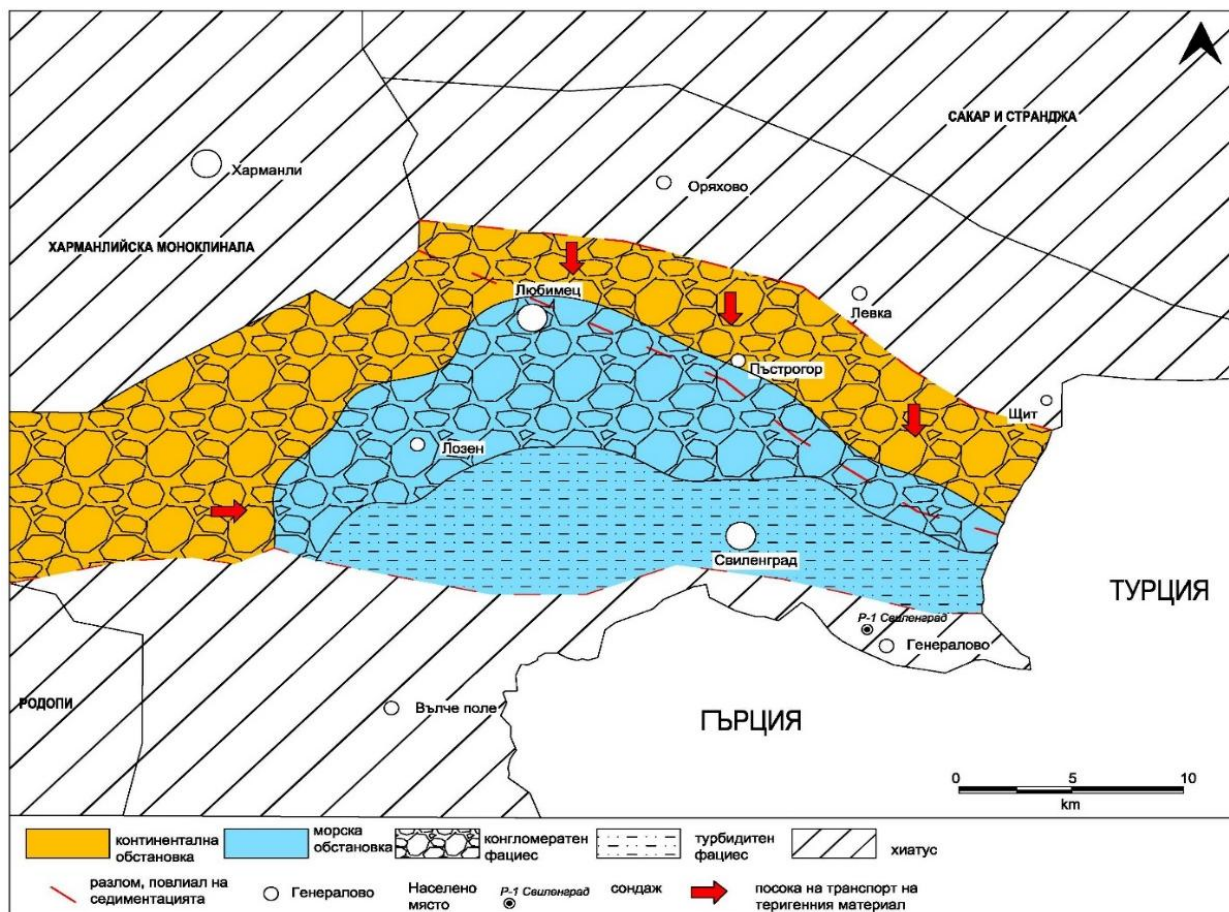


Фиг. 8. Интерпретиран и комбиниран сеизмичен разрез GGP-3018-04 и GGP-3018-06 във време, илюстриращ продължение на седиментния басейн на запад и характерните турбидитни депоцентрове по продължението на основния отсед

Въз основа на направените анализи може да предположим, че седиментацията през ранния-средния еоцен (фиг. 9), в северната и североизточната части на района на изследване, е представена от континентални, флувиоделтови, плиткоморски и турбидитни отложения на корелата на формация Namitabat от турска територия, отложени под силно-тектонски контрол. В западната част на изследваната площ, скалите от Бисерска и Лешниковска свити вероятно са образувани в алувиална и пролувиална обстановка. В южната част на района на изследване, хорста, в който е прокаран сондаж Р-1 Свиленград и Имбреджекската хорст-антиклинала, се характеризира с отсъствие на седиментация през този стратиграфски интервал.

### **Късен еоцен (приабон)**

На турска територия, в издигнатите структури, най-южните части на Странджа и Централното тракийско издигане, директно върху фундамента, се отлагат съответно хаотично разположени едрокъсови теригенни седименти с широко разпространени дебритови потоци и олистостромни хоризонти на формация *Akalan*, и брекчоконгломерати и пясъчници на формация *Koyunbaba* (Keskin, 1974, фиг. 6).



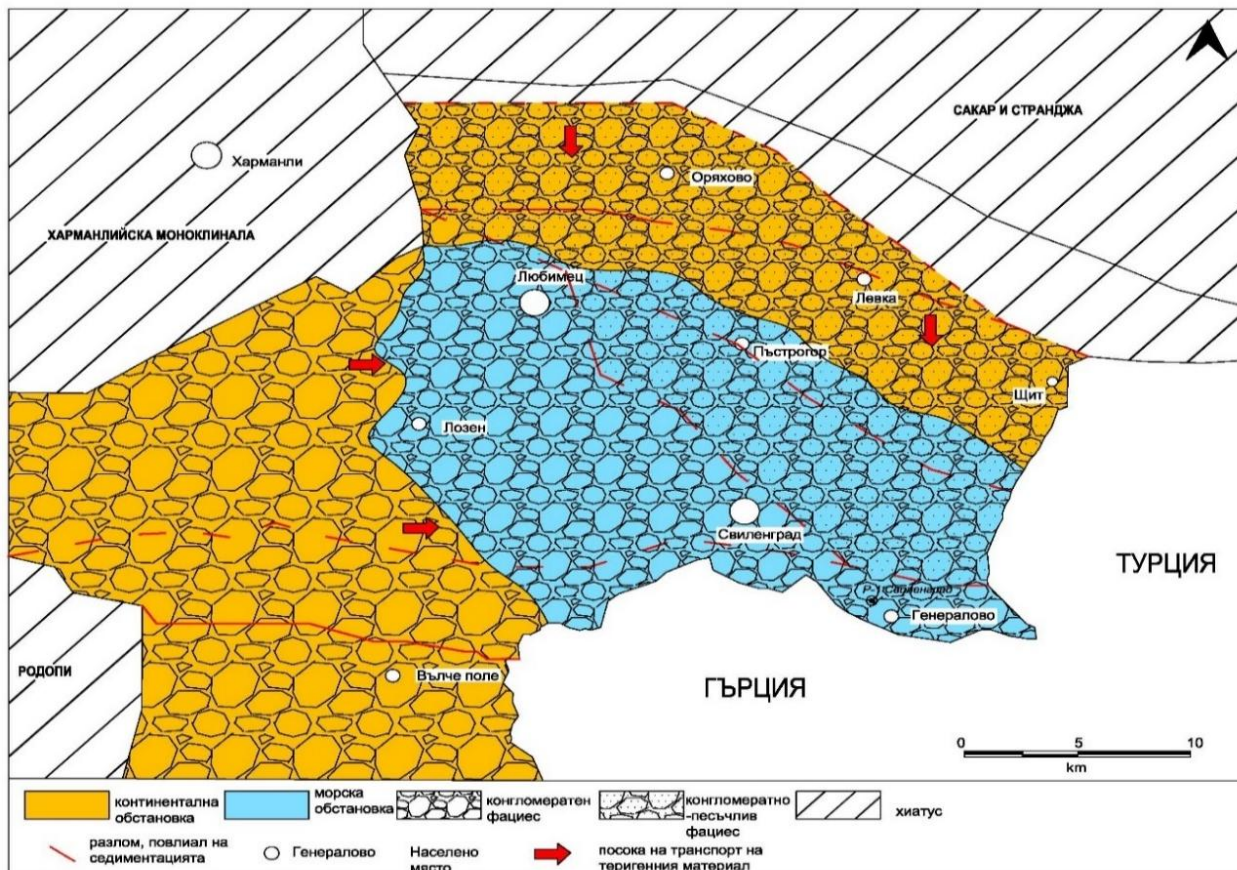
Фиг. 9. Палеогеографска схема на района на изучаване през палеоцен – ранно-средноеоценската епоха

На българска територия, в северната част на изследвания район и в хорста със сондаж Р-1 Свиленград, се наблюдава отлагане на съответно **брекчоконгломерато-пясъчниковата** и **брекчоконгломератната задруги**. На сеизмичните разрези ясно се проследява несъгласно залягане на скалите от тези задруги, с характерен ъглов дискорданс, както директно върху фундамента, така също и върху аналога на формация Hamitabat (фиг.7, горнище на хоризонта в розов цвят). Тази секвенция показва силно син-тектонско развитие на пластовете срещу главния разлом, северно от сондаж Р-1 Свиленград, а в местата на залягане към фундамента се наблюдава характерно изтъняване. На места се наблюдават отражения, които биха могли да се интерпретират като подводни конуси. Установените фораминиферни съобщества в пясъчниците на задругата в хорста, където е заложен сондаж Р-1 Свиленград, доказва освен приабонската възраст и налагането на морска обстановка. В най-югозападната част на района на изследване (Имбреджекска хорст-антиклинала и Бряговско понижение) брекчоконгломератната задруга се характеризира със сложни латерални взаимоотношения на литотиповете в нея, както и преминаване от конгломератен към гравийно-песъчлив фациес.

Следствие на направените анализи на теренните, геофизичните и сондажните данни, геоложкото развитие в началото на късноеоценската епоха, в изследвания район, може да се тълкува по следния начин (фиг.10):

По време на Илирските нагъвателни движения стават значителни нахъсвания и се образуват различни по форма и размери понижени части, в които се образува дебел конгломератов хоризонт. Пропаданията с голяма амплитуда по главния разлом, първоначално контролират делувиялно-пролувиялна и колувиялна континентална седиментация, а впоследствие се налага плиткоморска прибрежна седиментация, като разширяването на басейна е от СЗ към ЮИ. Вероятно основното подхранване е от юг, където дебелините на приабонските седименти са най-големи - около 2 km. На север, в района на дълбокия сондаж

P-1 Свиленград дебелините достигат няколкостотин метра и изклинват на север до няколко метра.



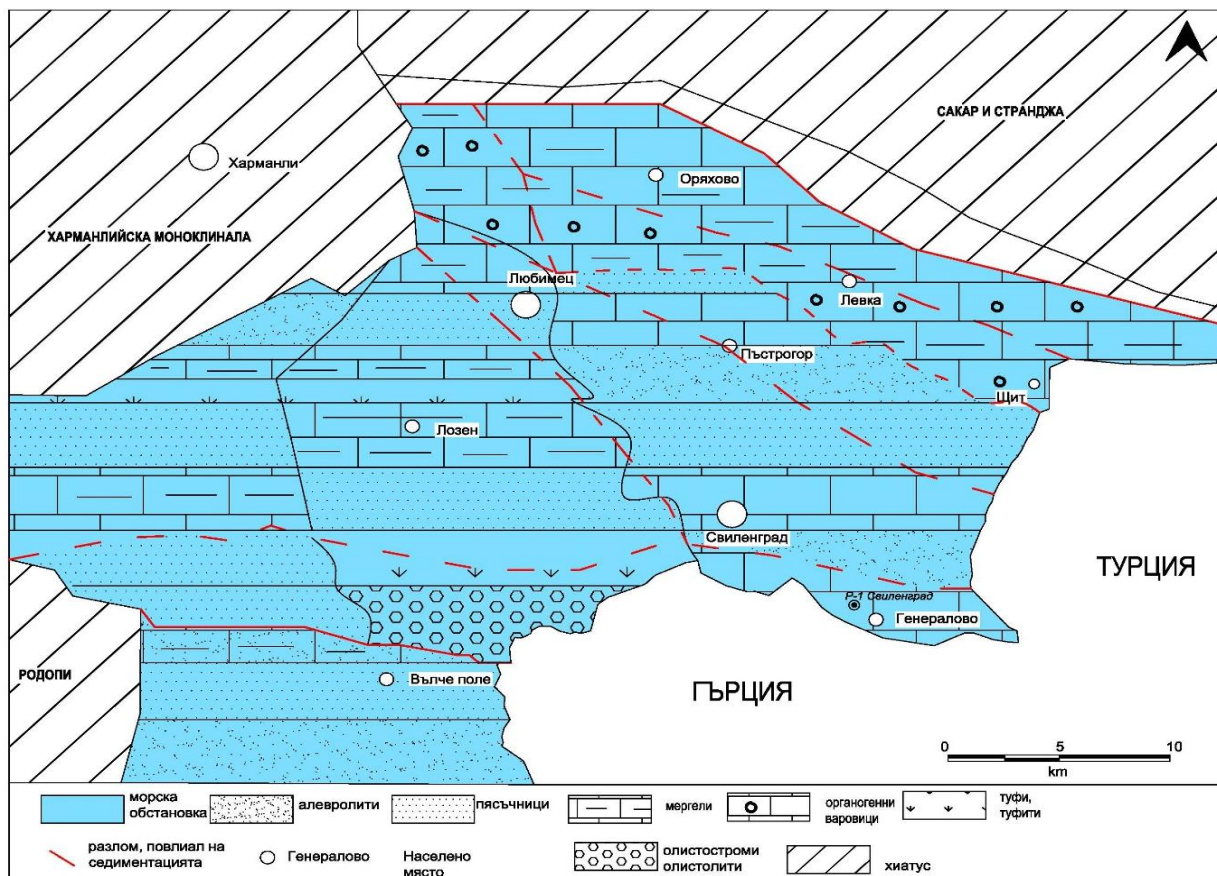
Фиг. 10. Палеогеографска схема на района на изучаване в началото на късноеоценската епоха

На турска територия теригенните седименти преминават латерално или вертикално, в карбонатните скали на формация *Sogukak* (фиг. 6), представена от дебело-пластови до масивни плиткоморски органогенни варовици с останки от водорасли, корали, фораминифери. Това предполага, че се образуват в рифова, предрифова и дълбоководна среда на отлагане от приабон до късен олигоцен (Varol *et al.*, 2009). А в централната част на басейна в Турция (фиг. 6) процесите са свързани с отлагане на последователност от дребно-зърнести пясъчници, аргилити, глини, мергели, аргилитни варовици и туфи на формация *Ceylan* (Elmas, 2012). Тези данни, както и наличието на фораминифери и нанопланктон, потвърждават удълбочаването на басейна през приабона.

На българска територия съществува такова варовиково ниво, което е причислявано, вероятно поради сложните латерални взаимоотношения, към най-горната част на теригенно-варовиковата задруга. Но поради това, че тези масивни варовици, с **рифогенен произход**, са ясно проследими, следва да се отделят като отделна единица, добре корелираща се с формация *Sogukak*. Литостратиграфската единица се проследява по целия северен борд на басейна, съвпадащ с района на изследване, и се разкрива на кариерата при с. Щит. На сеизмичните разрези се наблюдават, в северната част в близост до фундамента, типичните отражения, характерни за рифогенни постройки, които са с изразена хълмиста форма и характерно „обличане“ на отгорележащите ясни сеизмични отражения (фиг. 7, хоризонт в светло синьо). С постепенен преход над скалите от брекчоконгломератните задруги в северната част на изследвания район (хорста със сондаж P-1 Свиленград и северно от него) се разполагат пластовете от пясъчници, алевролити и мергели на **теригенно-варовиково-мергелната задруга**, с множество фораминиферни съобщества в тях. Тази задруга плавно прехождат вертикално и латерално на запад и югозапад в **пирокластично-мергелно-варовиковата**

*задруга*, представена от мергели, пясъчници и туфи (фиг.7 и 8, хоризонт в оранжев цвят). Това дава основание скалите от тези задруги да се приемат за аналог на формация *Seylan* от турска територия. В югозападната част на района на изследване скалите на *въгленоно-песъчливата задруга*, представени от дребнозърнести пясъчници с ритмично редуващи се гравийни до чакълни пясъчници (високоплътностни песъчливи турбидити до матрикс-поддържани дебрити), алевролити, мергели в горните части са индикация за удълбочаване на басейна.

Вследствие на направените наблюдения и анализи може да се обобщи, че като цяло в края на приабонския век трансгресията продължава, докато морето не достигне и по-северните участъци на Тракийския басейн. Тази последователност маркира определено морска обстановка и доста бързо тектонско потъване с увеличаване на дистанцията на преотлагане. (фиг.11).

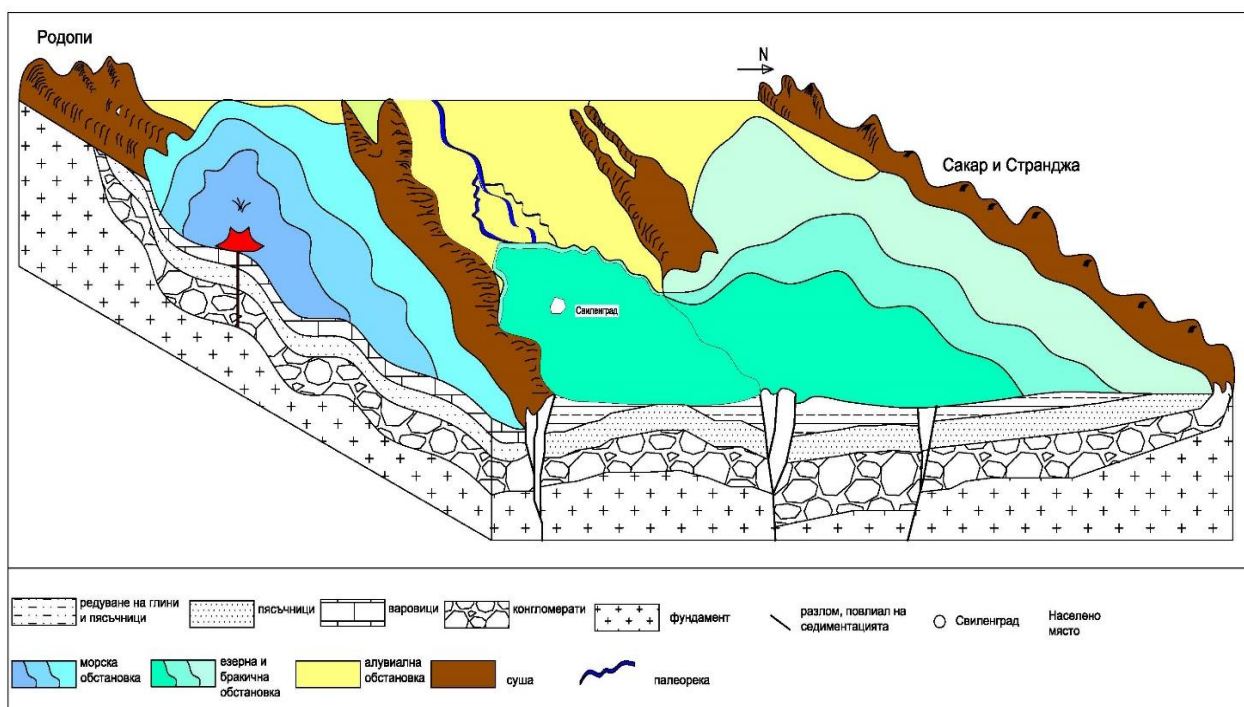


Фиг. 11. Палеогеографска схема на района на изучаване в края на късноеоценската епоха

### Олигоцен

В турската част на басейна над седиментите на формация *Seylan*, с плавен преход, се разполагат прибрежноморските и континентални седименти на група *Yenimuhacir* (фиг. 6), представени от редуващи се пясъчници и глини с добре развита ламинация, лигнитни хоризонти и слоеве с плитководни фосили – гастроподи, остракоди, риби и растителни останки. Първата формация от групата – *Mezardere*, представена от сиво-зелени глини, аргилити, мергели и пясъчници със спорадично туфитни включения, се интерпретира като част от проделта (Sünetçioğlu, 2008). Скалите, с постепенен преход, преминават в отложенията на формация *Osmancik*, представени от незакономерно редуващи се пластовете от пясъчници, глини, аргилити, алевролити. Тази формация илюстрира развитието на различни фацеси – от континентална канална система, мястото на вливане на реката в морето, до фронт на делта. Най-горните отложения от разреза на групата, включени в обхвата на формация *Danisman*, са представени от глини, аргилити, алевролити, глинести пясъчници и въглищни слоеве, които са продукт на лагунни, блатни, алувиални и речни условия на образуване.

На територията на страната ни тази част от разреза е много противоречива, както по възраст, така и по литология и разпространение. Въз основа на извършените анализи и интерпретации на геофизичните и геохимичните данни и описваните теренни наблюдения може да се допусне следното съждение относно геоложкото развитие през този период (фиг. 12): В южната и западната части на района на изследване (Лозен-Имбреджекска зона и Бряговско понижение) олигоценът е представен от туфи, туфити, пясъчливи и глинести вулканокластични турбидити, мергели и органогенни варовици. Скалите свидетелстват за плиткоморска обстановка на утаяване, с прояви на синседиментационен вулканизъм (фиг.12, *ляво*). Североизточната част на района на изследване се характеризира с пълно отсъствие на вулканизъм и напълно различни условия на седиментация, но скалите не следва да се разглеждат като отложени в различни басейни. Различията се дължат на специфичния тектонски контрол върху седиментацията, наличието на различни подхранващи системи и тяхната ефективност, мащабите и характеристиките на отделните седиментационни системи. В района около сондаж Р-1 Свиленград олигоценът е представен от незакономерно редуващи се глини, варовити глини, мергели, алевролити и пясъчници (фиг. 12, *център*). Горната половина от олигоценския разрез в този сондаж е представена от финоивичести глини, силно обогатени с органично вещество, със слоеве от алевролити и пясъчници, наподобяващи турбидити, но в лимнично-бракична обстановка. Вероятно там се е разполагал залив или устието на палеорека и източника на подхранване е бил предимно от речни наноси. В най североизточната част на района на изследване на повърхността се разкриват скалите на *глинесто-мергелната задруга* представени от мергели, мергелни варовици, глини, пясъчливи турбидити, характерни за шелфа или горната част на склона (фиг. 12, *дясно*).



Фиг. 12. Схематичен триизмерен модел на палеорекоконструкция през късноолигоценската епоха (по Мерачева и Занева-Добранова, 2017, с модификации)

## Неоген

Повсеместно в Тракийския басейн палеогенските седименти се покриват несъгласно от неогенските. На българска територия неогенските седименти на *Ахматовска свита* също залягат дискордантно (фиг. 7, секвенцията над хоризонта с граница в жълт цвят) над по-старите скали и са отложени в алувиално-флувиални, на места езерни и пролувиално-делувиални условия на образуване. Основните различия се установяват при анализа на ефекта от ясно проявеното миоценско структурообразуване, което разделя басейна посредством формирането на

Ибреджекската хорст-антиклинала и се проявява по различен начин на север и на юг от нея. В южната част на района на изследване миоценската седиментация е свързана с отложенията на **Вълчеполската свита**, запълващи областта на Бряговското понижение.

#### **4.2. Характеристика на структурно-тектонските особености. 3D структурен модел на терциерните наслаги**

Голяма част от района на изследване е покрит от неогенски и кватернерни отложения, които не позволяват да се трасират големи и ясно проследими тектонски нарушения. В резултат на направените моделни построения в процеса на изграждане на 3D структурния модел са изяснени сложните вертикални и латерални пространствени и структурно-тектонски взаимоотношения на палеогенските седиментни скални комплекси.

##### ***Обособени структури***

Централното тракийско издигане (Central Thrace high) от турската част на басейна (Elmas, 2012), което е оградено от разклоняващите се дясно-отседни разломи с посока ЗСЗ-ЮЮИ, разделя басейна на два депоцентъра (фиг.6). Наличието на разклоняващи се извивки, ешелонирани гънки и обърнати компоненти по протежение на трансформните разломи на север и на юг от издигането показва, че е формирано като позитивна лалеобразна структура на транспресионни отседни движения.

На българска територия, в района на дълбокия сондаж Р-1 Свиленград, се наблюдава подобно издигане, което може да се предположи, че е продължение на това от турска територия. Обособената хорстовидна част по фундамента би могла да се проследи на запад и на територията на Ибреджекската хорст-антиклинала. За това свидетелства и фактът, че Ибреджекската хорст-антиклинала се обособява като ясно изразен структурен елемент, ограден на север и на юг от разломи, с характерна отседна компонента на трансляцията.

##### ***Разседни тектонски нарушения***

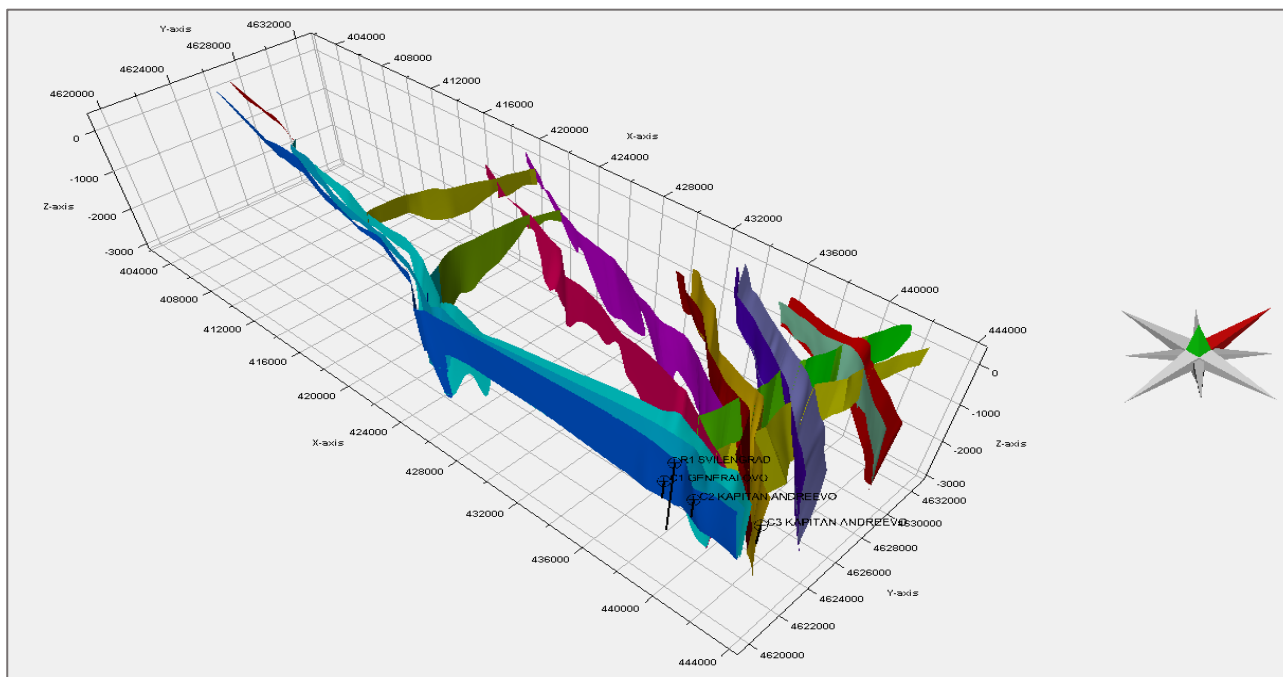
Разседните разломи, описвани от турските автори (Doust and Arikani, 1974; Perincek, 1991; Gorur and Okay, 1996; Turgut and Esseler, 2002) и групирани в т.нар. Централна Тракийска разломна зона (Central Thrace Normal fault), понастоящем са неактивни (Elmas, 2012). Създадения 3D тектонски модел в северната част на изследвания район в страната ни (Meracheva and Zaneva-Dobranova, 2018) потвърди наличието на тектонски нарушения с разседен характер (фиг. 13). Модела позволява да се проследи посоката на разпространение (изток-запад, ЮЮИ-ССЗ до ЮИ-СЗ), наклона, вида и взаимоотношенията на тектонските нарушения. Тези разломи са играли важна роля по време на отлагане на горноеоценските до олигоценските литоложки единици в басейна и са оформили грабеновидни и хорстовидни структури с различна големина (фиг. 14).

##### ***Отседни тектонски нарушения***

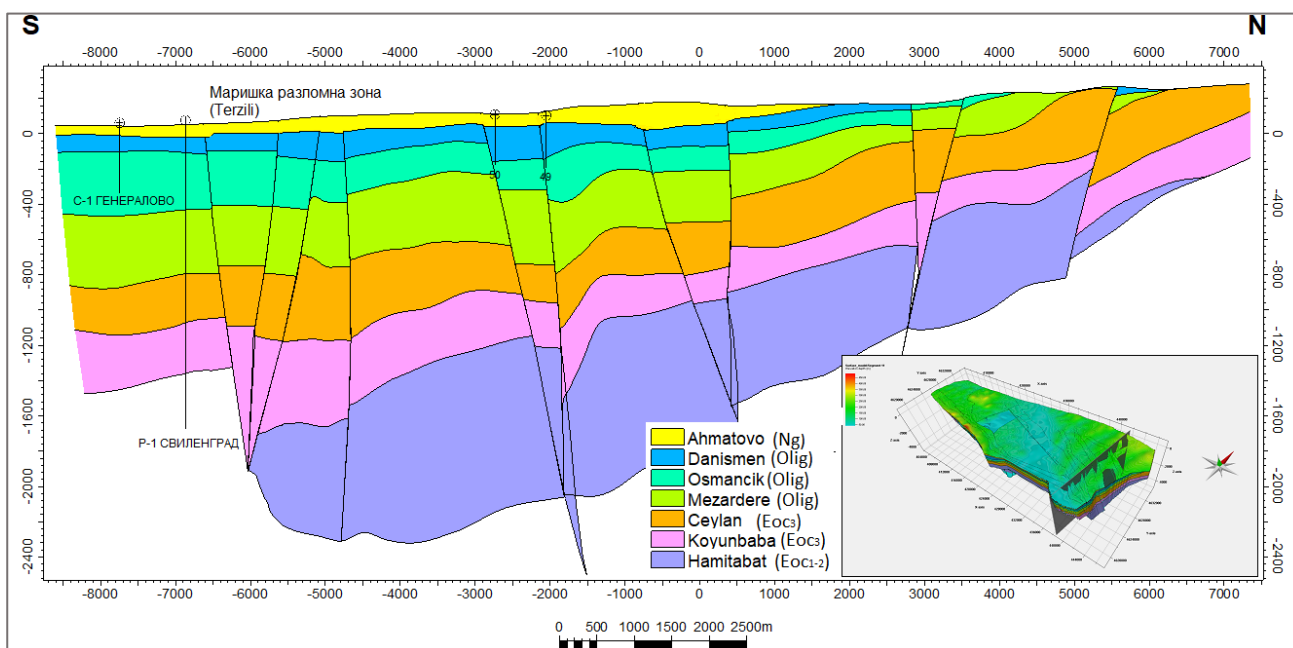
В турската част на Тракийския басейн се проследява неактивна дясно-отседна разломна зона, наричана Terzili (Turgut *et al.*, 1991; Elmas, 2012), която е със ЗСЗ-ИЮИ посока на разпространение. Предполага се, че разломна зона Terzili се разклонява непосредствено преди границата на Турция с Гърция. Това дава основание да се приеме, че това разклонение се изразява и на наша територия съответно в северното и южното подножие на Ибреджекската хорст-антиклинала и на север от хорста със сондаж Р-1 Свиленград, които са отнесени към Маришката разломна зона (Герджиков и Георгиев, 2006). Северното разклонение би трябвало да съвпада също с някои оперяващи разломи на север. Множеството гънки, разседни и отседни компоненти, положителни „лале структури“ и ешелонни гънки са често срещани структурни елементи по протежение на тази разломна зона. Вероятно структурната картина е много по-сложна, поради многократното реактивиране на разломите от системата с различен знак, при това в отседна обстановка. Такива отседни трансляции създават предпоставка за образуване на локални депоцентрове около разломната зона. Създаденият 3D структурен модел позволи проследяване, в посока северозапад (фиг. 15), участък с характерните депоцентрове, разположен на север от главния разлом, за който са характерни синрифтови процеси на седиментация през средно-късноеоценския период. Друга характерна особеност на тази



разломна зона е, че ограничава на североизток вулканската дейност, посредством сегмент с ЮИ-СЗ направление (фиг. 13, разлом в средата, в червен цвят).



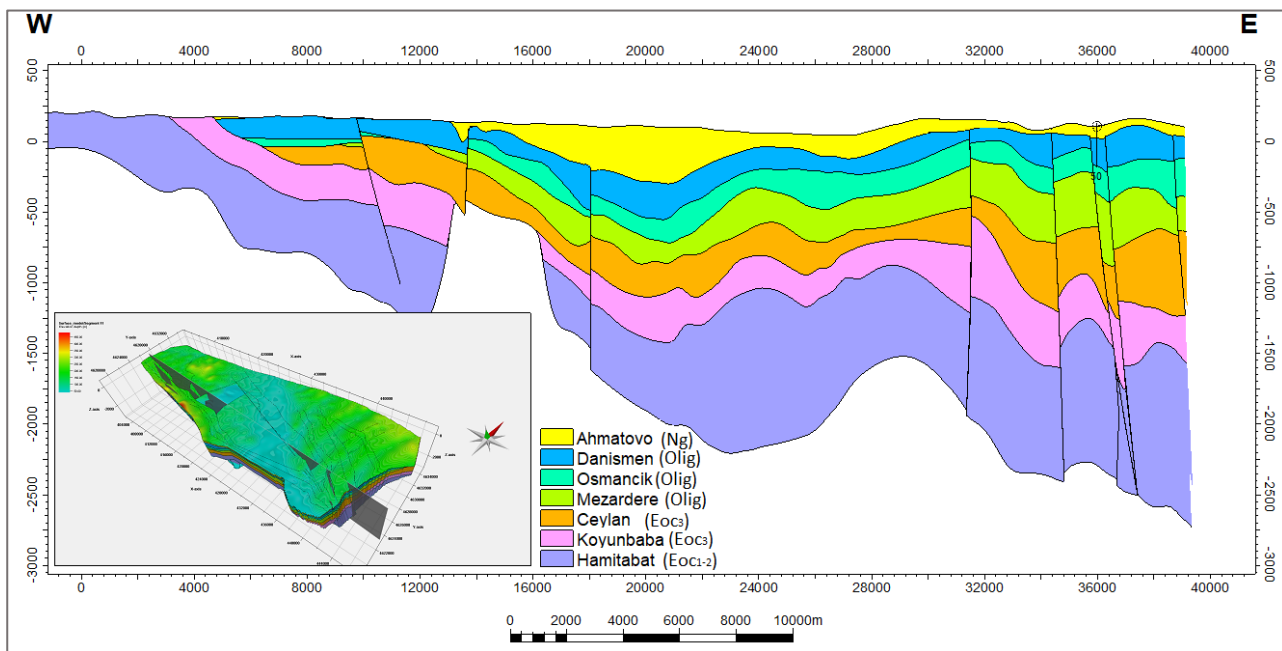
Фиг. 13. Тектонски модел на района на изследване



Фиг.14. Профил с посока север-юг от 3D геоложкия модел, на който ясно се наблюдава листричния характер на разседите

От направените наблюдения и интерпретации на сеизмичните профили, както и от извършените структурни построения може да се обобщи, че тектонската дейност, в целия Тракийски басейн, така и на нашата територия, започва през късния лютески век и продължава през късния еоцен и ранния олигоцен. Разломите опират в пред-средно-горно миоценските отложения, а тектонските движения през този период причиняват интензивни деформации на седиментите скали, отложени до ранно-средно миоценската епоха (Turgut and Esseler, 2002). Потвърждават се предположенията (Gorur and Okay, 1996), че много от гънките са се образували през късния олигоцен – ранен миоцен. Чрез направените структурни построения

ясно се проследяват границите на разпространението на основните литологостратиграфски единици с терциерна възраст, характера на изплитняване на север и северозапад към крайнините на седиментния басейн, несъгласните взаимоотношения с отгоре залягащата формация (фиг. 14). Въз основа на създадения 3D структурен модел на северната част от района на изследване се разкриват възможности за набелязване на перспективни в нефтогазоносно отношение обекти/геокапани (структурни, неструктурни тела и др.), изчисляване на тяхната геометрия и обем. Моделът позволява прогнозиране на пътища за миграция на флуиди с различно фазово състояние.

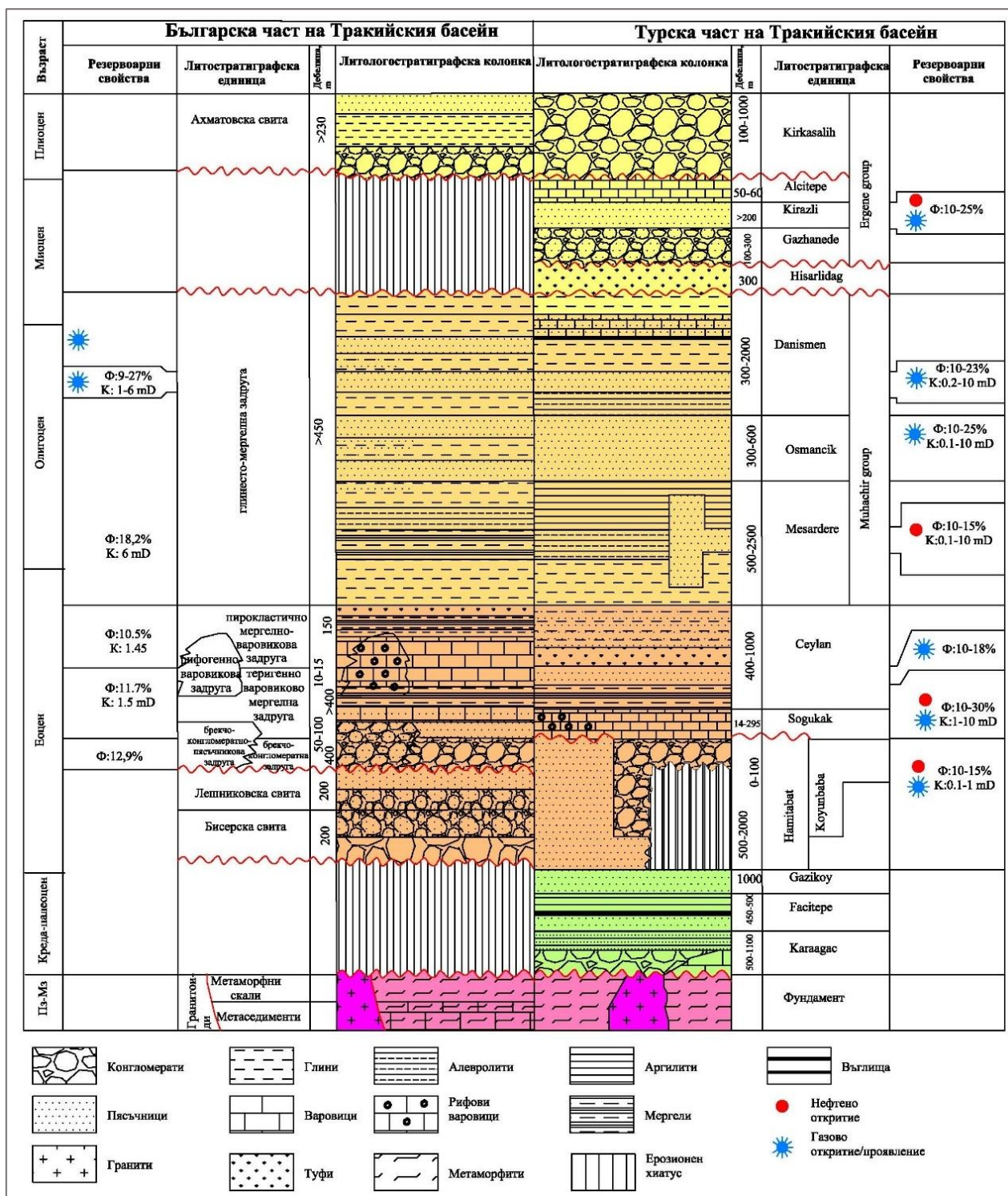


Фиг. 15. Профил с посока запад-югозапад-изток-североизток от 3D геоложкия модел, на който ясно се наблюдава влиянието на отседната компонента на Маришката разломна зона при образуване на акомодационни депоцентрове

#### 4.3. Природни резервоари - характеристика на колекторните и изолиращите наслаги. Природни капани

Въз основа на извършените анализи и характеристика на геоисторическото развитие и геоложкия строеж, както и на създадените впоследствие 2D палеогеографски и 3D геоложки модели на изучаваната територия, която е елемент от Тракийския басейн, се предполагат сходни условия на образуване на терциерните седименти в рамките на този обширен и сложно построен басейн. Това предполага също и формиране на еднотипни природни резервоари, които се отделят въз основа на сравнителна характеристика на резервоарните свойства на терциерните наслаги от изучавания район и нефтогазоносните скали на турска територия (фиг. 16).

В терциерния разрез на изучавания район са дефинирани четири природни резервоара – един в разреза с палеоцен-ранно-средноеоценска (?) възраст, два от тях в наслагите с късноеоценска възраст и един в тези с олигоценска възраст (Занева-Добранова и Мерачева, 2014; фиг. 17). Важна роля при формирането на взаимоотношенията между тях имат резките фациални изменения във вертикална и хоризонтална посока, които са продиктувани и контролирани до голяма степен от разломни нарушения. Относително ограниченият обем геолого-геофизична и сондажна информация затруднява проследяването на пространствените взаимоотношения между колекторните и изолиращите задруги.

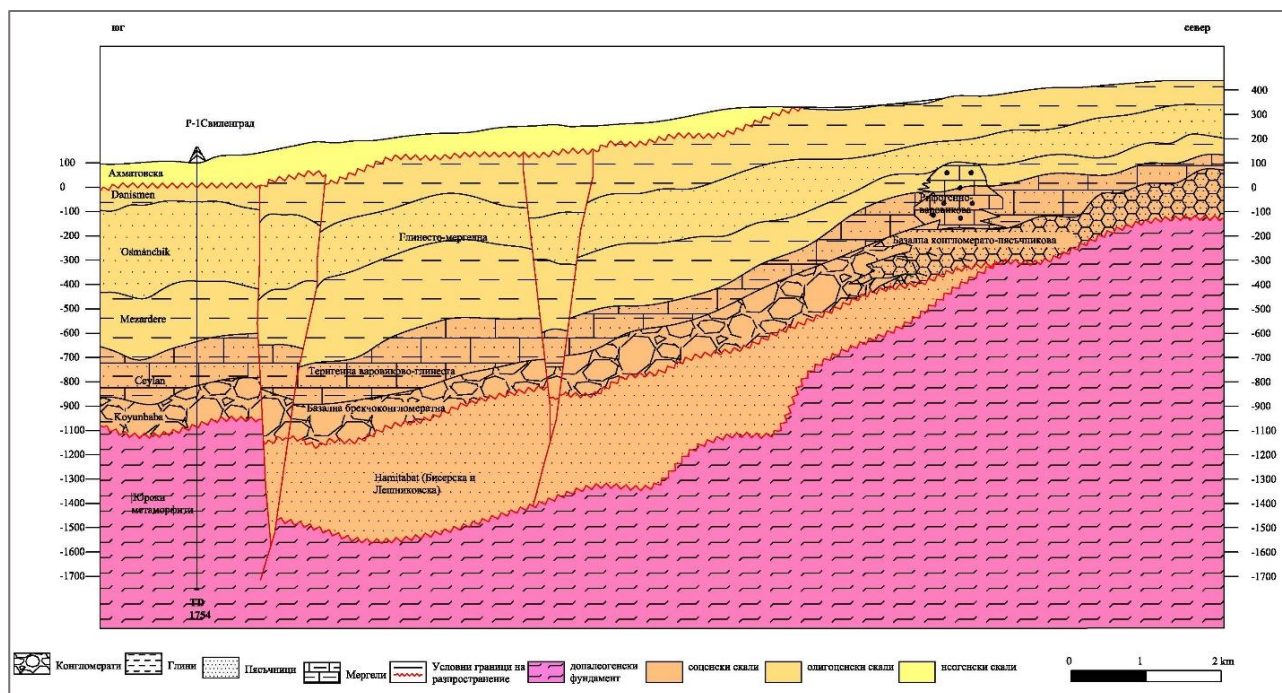


Фиг. 16. Сравнителна характеристика на терциерните наслаги от турската и българската част на Тракийския басейн (по Huvaz et al., 2007; Занева-Добранова и Мерачева, 2014, с модификации)

➤ Палеоцен-долно-средноеоценски(?) природен резервоар, привързан към аналога на формация Hamitabat

Идентифицирания на сеизмичните разрези, в района северно от хорста със сондаж Р-1 Свиленград, допълнителен седиментен комплекс с характерните отражения на турбидитни наслаги предполага разглеждането и оценяването му като потенциален природен резервоар (фиг. 17). В западната част към този стратиграфски обхват се предполага, че са причислени колекторните наслаги на Бисерска и Лешниковска свити, изградени от алтерниращи слоеве

брекчоконгломерати, пясъчници и глинести пясъчници. Може да се допусне изменение на faciеса с по-дребнозърнест на югоизток към по-дълбоката част на басейна. В разглежданата като аналог на тези скали турбидитна формация Hamitabat, газонаситени са пясъчниците, които притежават вместимост около 10%, проникваемост в диапазона 0,1-1 mD и газонаситена дебелина над 15 m. На базата на извършени фащиални анализи и данни от сондажно-геофизични измервания и изчисления на глинестост на формация Hamitabat се предполага (Conybeare *et al.*, 2007), че наслагите са с тенденция за увеличаване на финозърнестия фащиес нагоре в разреза. В този природен резервоар могат да се очакват структурни капани на примера на находища Hamitabat, Karacaoglan, Tatarköy. От създадения 3D структурен модел се илюстрира съществуване на антиклинални, разломни, литоложки или комбинирани капани (фиг.18).

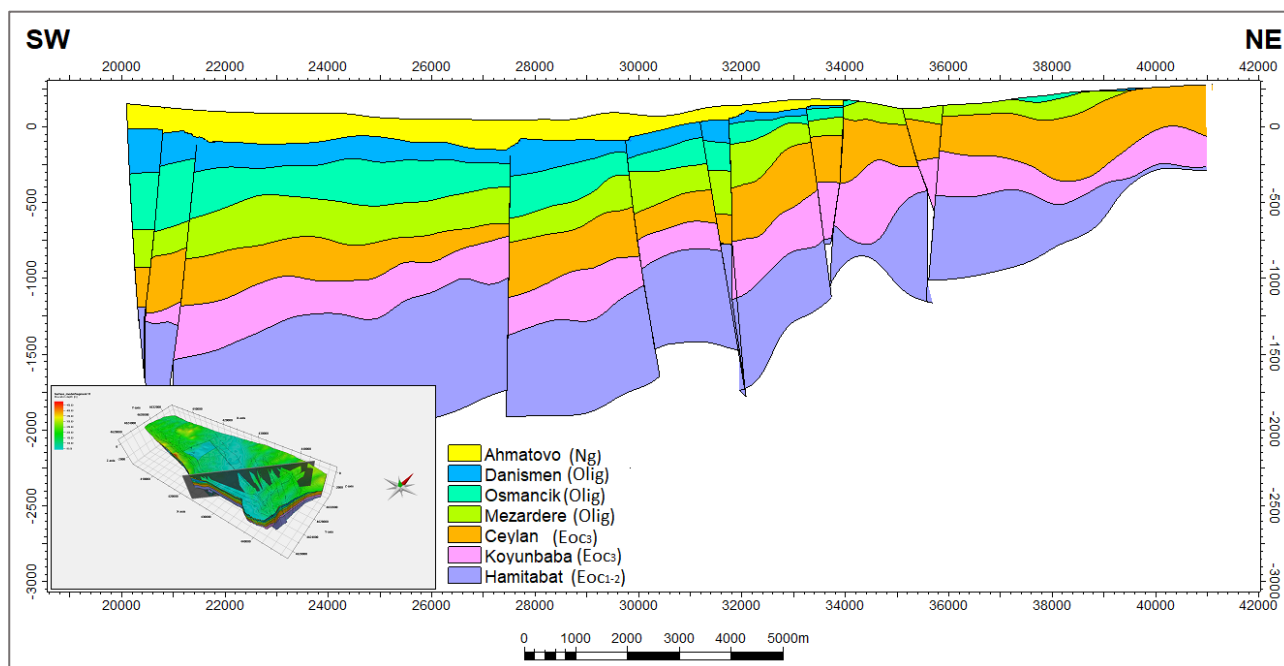


Фиг. 17. Схематичен геоложки разрез на северната част на изследвания район, илюстриращ природните резервоари (по данни от сондаж P-1 Свиленград и интерпретиран сеизмичен разрез)

### ➤ Еоценски природен резервоар, привързан към брекчоконгломерато-пясъчниковата и брекчоконгломератната задруги

Литостратиграфският обхват на колекторната задруга обхваща брекчоконгломератната и/или брекчоконгломерато-пясъчниковата задруги и част от теригенно-варовиково-мергелната задруга (фиг.16). Предвид литоложкото разнообразие се предполага широк диапазон на изменение на петрофизичните свойства. По данни от лабораторните изследвания в сондаж P-1 Свиленград, откритата вместимост варира от 6 до 12,9%, което се припокрива с получените стойности след изчисляване на порестостта от кривата на ел. съпротивление от сондажно-геофизичните изследвания. Скалите се корелират с конгломерати на свита Koynbaba, където порестостта и проникваемостта са съответно между 10-30% и 1-80 mD. Глинесто-карбонатните наслаги на горен еоцен, залягащи над колекторната задруга, играят ролята на изолираща покривка. Тя е преминава от един сондаж, което не позволява да се проследи, пространственото ѝ разпространение. 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 - Deveçatagi, със запаси около 49 Mtoe и Degirmenköy, могат да се предполагат добри екраниращи свойства. На базата на

създадения 3D структурен модел може да се предположи, че капаните и в този природен резервоар се очаква да са антиклинални, разломни или комбинирани (фиг. 18).



Фиг. 18. Геоложки разрез в северната част на изследвания район, илюстриращ потенциалните капани в терциерния разрез

➤ **Еоценски природен резервоар, привързан към теригенно-варовиково-мергелната и рифогенно-варовиковата задруги**

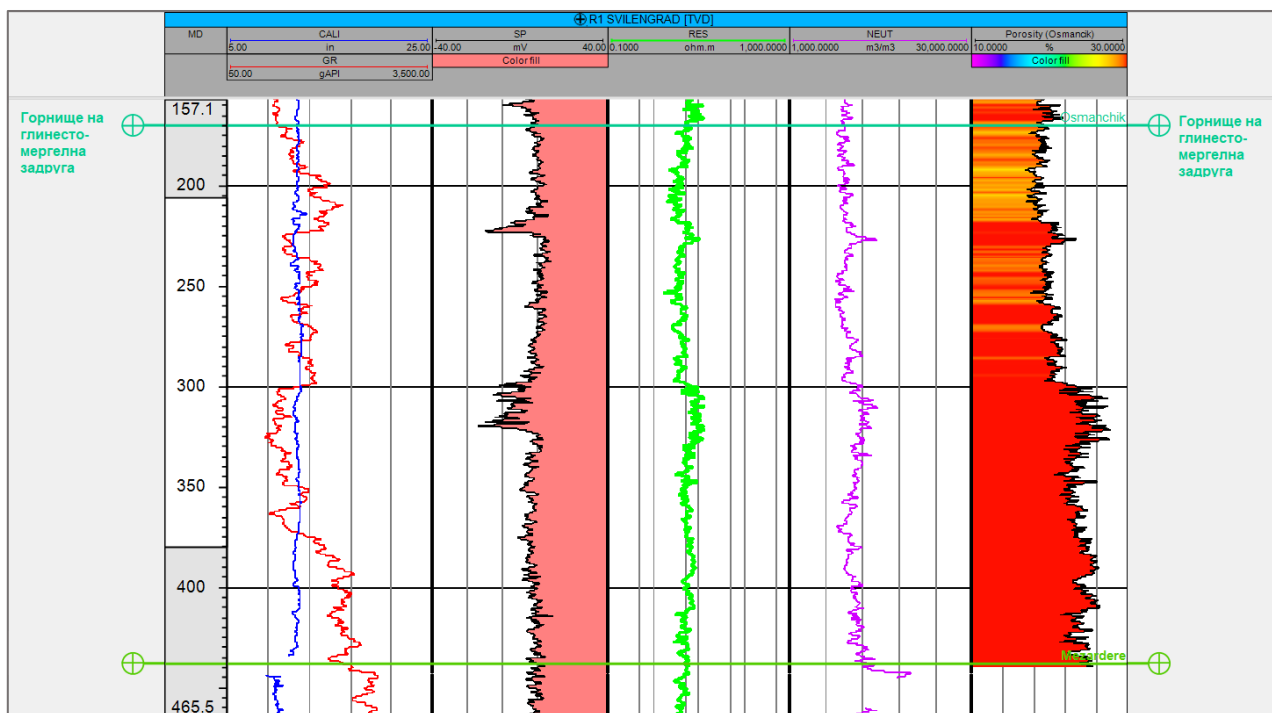
В основата се редуват пясъчници и конгломерати, които нагоре в разреза са в алтернация с глини и алевролити (фиг.16). Над тях залягат мергели, сред които на север са установени органиогенни, рифови варовици. Петрофизичните свойства на скалите са определяни само в четири образеца, в които порестостта се колебае от 7% до 11,1%, а проницаемостта - от 0,09 до 1,46 mD. Стойностите на изчислената крива на порестостта по сондажно-геофизичните данни за този интервал потвърждават резултатите от лабораторните изследвания. Теригенно-варовиково-мергелната задруга се корелира с формация Ceylan на турска територия, чийто туфозни пясъчници са целеви хоризонти в турската част на басейна с порестост 20-25%, където са вместени находищата Karacaoglan и Kumrular. Рифогенната задруга се корелира с формация Sogukak, която се характеризират със средна порестост 10-13%, където са разположени находища K Osmancik и Kuzey Marmara. Предвид тези факти, петрофизичните свойства на колекторната част могат да бъдат оценени като благоприятни. За изолираща покривка служат пластове от глини или мергели с еоценска и олигоценска възраст, с дебелина до 200 m. По пълния литоложки състав може да се предполагат променливи изолиращи свойства. Въз основа на извършените анализи и структурни построения на геоложкото пространство и информацията за находищата в турската част, в този природен резервоар може да се очакват както структурни – антиклинални и разломни капани, така и стратиграфски типове капани – литоложки, в местата на презаместване и изклинване, и рифови (фиг. 17 и 18).

➤ **Олигоценски природен резервоар, привързан към глинесто-мергелната задруга**

След извършената качествена интерпретация на стандартната диаграма на каротажа на сондаж P-1 Свиленград, в този интервал ясно се отделят проницаеми и труднопроницаеми пластове и зони (фиг. 19).

По този начин в разреза са отделени колекторните скали - пясъчниците и алевролитите, послойно редуващи се с глинести скали. Колекторите са с различна дебелина и пространствено

развитие. Заемат горната част на глинесто-мергелната задруга, отделена като горна-теригенна серия. Тези пясъчникови хоризонти се характеризират с достатъчно добри колекторски свойства – порестост от 9% до 27,8% и проницаемост от 1 до 6 mD, което ги определя като основни резервоарни хоризонти. При тяхното опробване е получен приток на флуиди: в сондаж Р-1 Свиленград в опробвания интервал 300 – 335 m в глинестите пясъчници заедно с получения приток на вода има и показания на газ, без да е направено замерване на дебита; в интервала 220 - 240 m е получен приток на ВВ, но по-технически причини изпитанието е оценено като некачествено; в сондаж С-3 Капитан Андреево при изпитване на открития интервал 300-450 m е получен приток на газ около 980 m<sup>3</sup>/24h и минерализирана вода – 3,8 m<sup>3</sup>/24h; в интервала 130 – 182 m е получен приток на газ с дебит 1270 m<sup>3</sup>/24h и приток на минерализирана вода (7696 mg/l) около 5,7 m<sup>3</sup>/h.



Фиг. 19. Разчленяване на разреза на олигоценския природен резервоар по данни от сондажно-геофизичните изследвания в сондаж Р-1 Свиленград

В Турската част на басейна за този стратиграфски интервал се обособяват три формации – Mezardere, Osmancik, Danismen. Скалите на Osmancik и Danismen се явяват основните резервоари на находищата Degirmenköy, Umurca, Karaçali и Silivri. Малките газокондензатни открития Gocerler и Adatepe, със запаси съответно 0,68 млрд. m<sup>3</sup> и 0,43 млрд. m<sup>3</sup> газ-кондензат също са вместени в седиментите на тези формации с олигоценска възраст. От едно от най-плитко разположените находища в Тракийския басейн – Tekirdag, на дълбочина 100-150 m, добивът се осъществява от едрозърнестите теригенни седименти на формация Danismen. Порестостта измерена във вместващите скали варира между 15 и 25%, а проницаемостта - от 0,1 mD до 10 mD. Данните от изследванията в сондаж Р-1 Свиленград, както и информацията за резервоарните свойства на корелата в турската част, дават основание теригенните разновидности да бъдат отнесени към скалите с добри резервоарни свойства. Труднопроницаема покривка са глинестите наслаги от глинесто-мергелната задруга, както и тези, залягащи в горните ѝ части и отделени като формация Danismen в турската част. В участъците на отсъствие е възможна 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 глинесто-мергелната задруга. Както се вижда от приложения разрез от 3D структурния модел (фиг. 18), и в този природен резервоар може да се очакват антиклинални, разломни или комбиниран тип капани по подобие на тези от находищата в този стратиграфски интервал в басейна в Турция.

#### **4.4. Анализ и оценка на хидрогеоложкия фактор**

Поради факта, че в района на изследване има ограничен брой сондажи, които са на малка дълбочина, е невъзможно да се направи цялостна и реална оценка за влиянието на хидрогеоложкия фактор върху нефтогазоносността на цялата територия. Въпреки това на основата на създадената 2D палеореконструкция на условията на седиментообразуване по сеизмични данни, може да се добие най-обща представа за палеохидродинамичните условия на водоносните комплекси. Може да се предположи, че през палеоцен-ранно-средноеоценския период на уплътняване на първите вместващи комплекси се създават елизионни условия на формиране на пластовите води. По-късно в периода на тектонско издигане възникват условия, способстващи за проникване на повърхностни води в по-рано формирания водоносен комплекс, което дава основание да се допусне, че в този момент условията са били инфилтрационни. За един по-дълъг период от време – от началото на приабона до края на олигоцен-началото на миоцена вероятно условията на образуване на пластовите води отново са били елизионни. В началото на приабонския век в близост до шелфа на този-палеобасейн вероятно съществуват условия за влияние на инфилтрационните процеси, но отчитайки факта, че впоследствие на цялата територия условията на седиментообразуване са били дълбокоморски, вероятно единствените процеси във водоносните хоризонти са били елизионните. През късен-среден миоцен, когато целият район на изследване се характеризира с тектонско издигане, има вероятност отново инфилтрационните процеси да са доминиращи. Тези процеси може да са засегнали единствено най-горните интервали от късно-олигоценския разрез, който е засегнат и от ерозията, и да не са оказали влияние на по-ниско разположените в разреза вместващи хоризонти. По-късно – през късния миоцен и плиоцена започва отлагане на нови седиментни комплекси, което създава условия за протичане на елизионни процеси най-вече във водоносните хоризонти под ерозионната повърхнина.

Съвременните хидрогеоложки условия може да се оценят по информацията от сондажите в района (Антонов и Данчев, 1980), доколкото тя е представителна, и по публикуваните данни на Басейнова дирекция. В района на изследване има дефинирани няколко водни тела в хоризонти с различна възраст (Гонтарь, 1998): водното тяло от порови води в кватернера заема единствено площта по течението на р. Марица; подземното водно тяло от порови води в неогена е разположено в скалите от Ахматовска свита; подземното водно тяло от пукнатинни води е разположено в най-северната част на изследвания район в разпокъсани разкрития на палеогенските скали.

В дълбочина по сондажни данни от сондажи Р-1 Свиленград и С-3 Капитан Андреево се получава информация за съществуването на водоносни хоризонти и комплекси: *титонски водоносен комплекс*, който се смята за нискодебитен и по хидродинамичните си свойства този разрез се определя като екраниращ тип скали; *горноеоценски седиментен комплекс*, обособяващ отделни неиздържани водоносни хоризонти, които са с близка хидродинамична характеристика и химичен състав на водите. По хидродинамичните си свойства се определят като напорни, а според литологията на вместващите ги скали се дефинират като поров тип води. Водите в скалите с *олигоценска възраст* са акумулирани в пясъчно-алевролитовите пластове на горната теригенна серия от глинесто-мергелната задруга. По форма на залягане на водосъдържащите пластове те се явяват пластово-лещови, а по хидродинамичните си свойства – напорни води. Вследствие данните от изпитанията в двата сондажа Р-1 Свиленград и С-3 Капитан Андреево, може да се предположи, че вероятността на получен приток от вода е в резултат не на самостоятелно обособен водоносен хоризонт, а като проявление и увеличаване на свързана вода в пласта от газа. Между тези води и горноеоценския водоносен комплекс

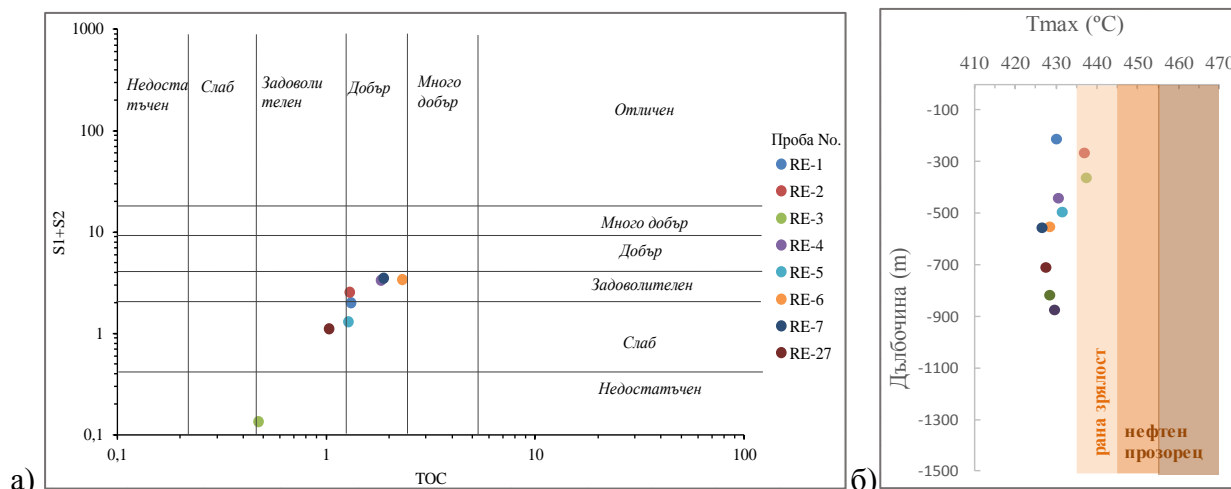
съществува добра изолация от скалите на теригенно-карбонатната серия на глинесто-мергелната задруга.

Описаната хидродинамична и хидрохимична обстановка дава основание да се предполага, че относително благоприятни са: Хидрокарбонатно-натриевите води с висока минерализация, считани за косвен признак за нефтогазоносност; Палеохидродинамичните условия в периодите на протичане на елизионни процеси; Съвременните хидродинамични условия на водоносните хоризонти в скалите с олигоценска и къснооценска възраст, способстващи запазването на ВВ акумулации в централните части на изучавания район; Наличието на изолиращ комплекс между водоносните комплекси с олигоценска и къснооценска възраст. Неблагоприятни са: палеохидродинамичните условия в периодите на тектонско издигане на вместващите седиментни комплекси; рискът от протичане на инфилтрационни процеси в горнооценските водоносни хоризонти в местата на разкрития на скалите на повърхността в най-северния край на изучавания район и рискът от съществуване на хидродинамична връзка с водоносните хоризонти в централната му част.

#### 4.5. Оценка на въглеродородо-генерационния потенциал на скалите и характеристика на степента на зрялост на ОВ

##### 4.5.1. Интерпретация на резултатите от RockEval изследванията

Получените резултати от тези изследвания дават основание да се направи анализ на генерационния потенциал на скалите, които биха играли ролята на генериращи комплекси в терциерния седиментен разрез (Палакарчева и Стефанова, 2013). За част от изследваните образци са получени сравнително добри стойности по всички параметри (табл. 1). Съдържанието на  $C_{org}$  в голяма част от изследваните проби от сондажна ядка е над 0,5%, а в една от тях количеството на  $C_{org}$  (ТОС – Total Organic Carbon) достига до 2,31%, което според приетите класификации (Тиссо и Вельте, 1981; Peters and Cassa, 1994) може да се оцени като скала с богато съдържание на  $C_{org}$ . Една част от изследваните образци от сондаж Р-1 Свиленград, в интервалите които показват високо съдържание на  $C_{org}$ , се характеризират също и със задоволителен генерационен потенциал по параметъра  $S_1+S_2$  (фиг. 20а). Стойностите за тях по параметъра  $S_2$  са достатъчно високи и определят скалата като такава със задоволителен генерационен потенциал – стойности над 2,5 mg ВВ/g скала (Peters and Cassa, 1994). Степента на зрялост определена чрез параметъра  $T_{max}$  показва че изследваните образци са със стойности характеризиращи ОВ на скалата като такава с ниска степен на преобразуваност. Единствено при два от изследваните образца от сондажна ядка (RE2 и RE3) ОВ е навлязло в стадия на ранна зрялост (фиг. 20б).



Фиг. 20. Графично представяне на а) генерационния потенциал на скалата чрез отношението  $(S_1+S_2)/TOC$  и б) степента на зрялост чрез  $T_{max}$



## Резултати от RockEval анализ на проби от сондажна ядка и разкрития

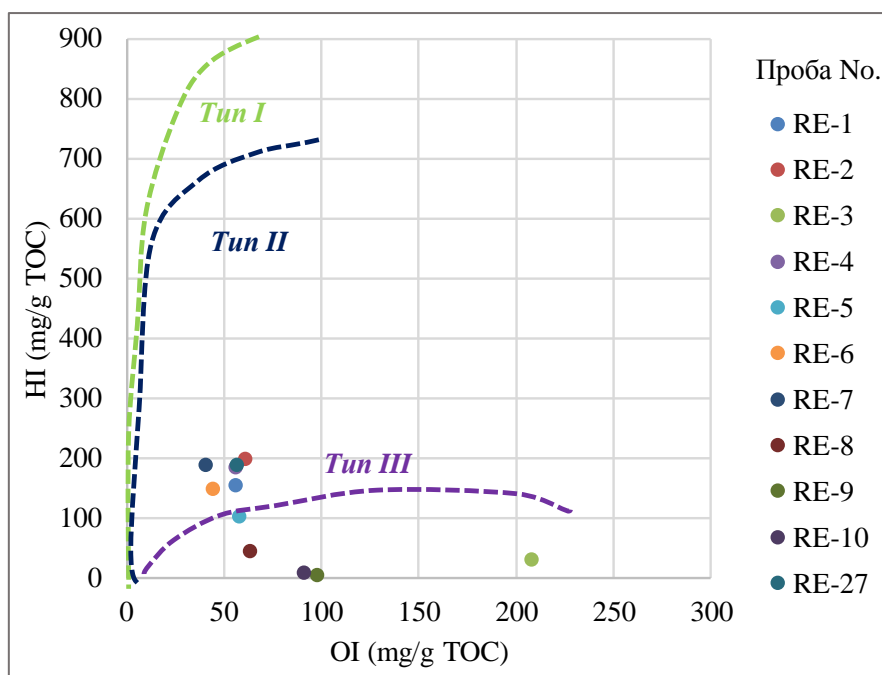
Проба No. RockEval	Проба No. ГХ-МС	Дълбочина (m)	Предполагаема формация	S <sub>1</sub> (mg BB/g скала)	S <sub>2</sub> (mg BB/g скала)	S <sub>3</sub> (mg BB/g скала)	T <sub>max</sub> (°C)	TOC (%)	HI (mg BB/g)	OI (mg BB/g)
RE-1	-	211,2	ГМЗ	0,02	2	0,735	430	1,315	152,5	56
RE-2	G1	266,5	ГМЗ	0,01	2,555	0,79	437	1,295	197,3	61
RE-3	G2	363,7	ГМЗ	0	0,135	0,99	437,5	0,475	28,5	208,4
RE-4	G3	443,3	ГМЗ	0,025	3,345	1,025	430,5	1,825	183,3	56,2
RE-5	G4	495,6	ГМЗ	0,005	1,29	0,745	431,5	1,275	101,2	58,4
RE-6	G5	553,0	ГМЗ	0,015	3,39	1,035	428,5	2,31	146,8	44,8
RE-7	-	558,0	ГМЗ	0,01	3,51	0,77	426,5	1,88	186,5	41
RE-8	-	709,0	ТВМЗ	0,01	0,16	0,23	427,5	0,37	43,3	63,5
RE-9	G6	816,8	ТВМЗ	0	0,01	0,23	428,5	0,235	4	98
RE-10		875,8	ТВМЗ	0,01	0,02	0,245	429,5	0,27	7	91
RE-11	G7, G8	1685,3	Ск. с възраст J(?)	0,005	0	0,115	262,5	0,1	0	115
RE-12		-	ПМЗ	0	0	0,43	262	0,03	0	1433
RE-13		-	BC	0,01	0	0,28	262	0,15	0	187
RE-14		-	ПМЗ	0,005	0	0,65	262	0,11	0	595
RE-15		-	ПМЗ	0	0	0,485	263	0,12	0	405
RE-16		-	ПМЗ	0,01	0	0,12	262	0,04	0	300
RE-17		-	ГМЗ	0,005	0	0,215	262,5	0,055	0	391
RE-18		-	ТВМЗ	0,01	0	0,275	262	0,06	0	458
RE-19		-	ТВМЗ	0	0	0,12	263	0,04	0	300
RE-20		-	ГМЗ	0,005	0	0,26	263	0,065	0	398
RE-21	G9	-	ТВМЗ	0,01	0	0,33	262,5	0,065	0	508
RE-22	G10	-	ТВМЗ	0,01	0	0,165	262	0,035	0	471
RE-23		-	BC	0,005	0	0,2	263	0,04	0	500
RE-24		-	BC	0,01	0	0,36	262	0,06	0	600
RE-25		-	BC	0,005	0	0,955	263	0,055	0	1736
RE-26	G11	-	ГМЗ	0	0	0,575	262,5	0,07	0	821,5
RE-27	G12	-	ГМЗ	0,04	1,065	0,59	418	1,035	103	57

- TOC > 1%  
 - TOC > 2%

ГМЗ - глинесто-мергелна задруга  
 ТВМЗ - теригенно-варовиково-мергелна задруга

ПМЗ - пирокластично-мергелна задруга  
 BC - Вълчеполска свита

За определяне на фациално-генетичния тип на ОБ са използвани получените данни за водородния и кислородния индекс – HI (Hydrogen Index) и OI (Oxygen Index), като стойностите са нанесени на т.н. псевдо-Ван Кревелен диаграма (1961). Голяма част от изследваните проби в наблюдаваните скални интервали показват, че ОБ е от III тип, т.е. хумусно органично вещество (фиг. 21).



Фиг. 21. Определяне на генетичния тип ОБ изразен чрез отношението HI/OI

Въз основа на RockEval изследванията може да се направи извода, че глинесто-мергелната задруга, приета за аналог на доказаната генерационна формация Mezaredere от турската част на басейна (Hoşgörmez and Yalçın, 2005), притежава задоволителен въглероден потенциал.

#### 4.5.2. Биомаркерен анализ за оценка на генерационния потенциал

Въз основа на получените резултати от маспектралното изследване са охарактеризирани набелязаните потенциални нефто-газотрайни скали и съдържащото се в тях ОБ (Meracheva *et al.*, 2017), което послужи за оценка на генерационния потенциал на изследвания терциерен седиментен комплекс. В процеса на маспектралното изследване се доказва, че всички проби, за които са регистрирани стойности на TOC >1,0% и се определят като потенциално генериращи скали по RockEval (табл.1), се характеризират с по-висок добив на битумоиди.

##### ➤ Линеини алкани

В изследваните проби маспектрално са доказани линейни въглеводороди (*n*-алкани) с дължина на веригата  $n-C_{15} \div n-C_{34}$ , като в повечето проби се наблюдава доминиране на дълговерижните хомолози  $n-C_{27}$ ,  $n-C_{29}$  и  $n-C_{31}$  (табл.2). Това определя органичното вещество на продуциращите скали като хумусен тип III ОБ. За някои от пробите (G1, G3, G4, G5 и G12) се наблюдава разлика в концентрациите на „свободен“ и „свързан“ битумоид, поради което са представени разпределенията и за двата битумоида. При „свързан“ битумоид на проба G3 (RE-4) максимумът на разпределение е изместен към „средно“ верижните алкани  $n-C_{21}$ - $n-C_{25}$  (табл.2), което предполага, че този тип ОБ може да е привнесено от бактериите/бентоса (Пеева, 2012) или поради присъствие на плаваща или потопена растителност в спокойните сладководни басейни (Ficken *et al.*, 2000). Разпределението на алканите в проба G4 (RE-5) съществено се различава от по-горе описаните, тъй като късоверижните хомолози съставляват основната част на анализирания фракция (табл.2). Този тип разпределение е указание за

привнос на сапропелов тип ОВ от морска растителност. Степента на зрялост на ОВ, която може да се отрази с разпределението на *n*-алканите, е определена посредством индексите ОЕР (Odd/Even Predominance) и СРІ (Carbon Preference Index). Стойностите, изчислени за изследваните образци са относително високи (табл. 2), като намаляват с дълбочината. До известна степен това разпределение на *n*-алканите в изследваните образци може да определи ОВ като смес от незряло и ранно зряло.

Табл. 2

Съдържание на *n*-алкани в  $\mu\text{g/g}$  проба, регулярни изопреноиди  $\mu\text{g/g}$   $C_{\text{орг}}$  и отношенията СРІ, ОЕР

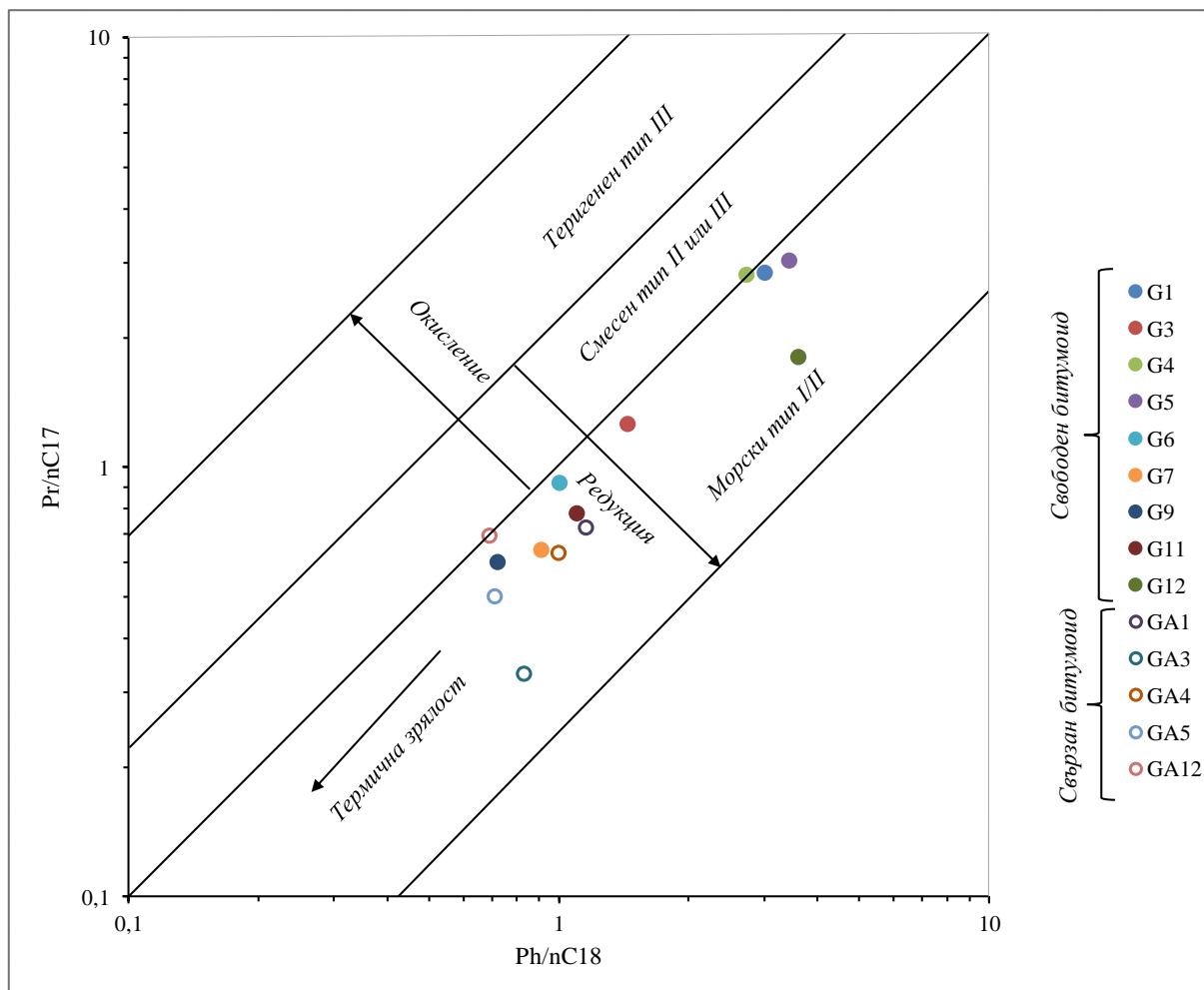
Лит.ед.	Дълб., м	Образец		$\Sigma$ <i>n</i> -алкани, $\mu\text{g/g}$	Разпределение на <i>n</i> -алкани, %			Pr, $\mu\text{g/g}$ $C_{\text{орг}}$	Pr/ <i>n</i> C <sub>17</sub>	Ph, $\mu\text{g/g}$ $C_{\text{орг}}$	Ph/ <i>n</i> C <sub>18</sub>	Pr/Ph	СРІ	ОЕР	
					къси	средни	дълги								
<b>"свободен" битумоид</b>															
ГМЗ	266,5	Сондажна ядка	G1	RE2	7,50	9,7	28,5	61,7	11,55	2,83	12,47	3,01	0,93	4,59	3,40
	443,3		G3	RE4	3,98	15,3	23,7	61,0	3,91	1,26	3,25	1,44	1,20	2,31	1,96
	495,6		G4	RE5	4,02	53,5	32,0	14,5	31	2,81	37,8	2,72	0,82	2,28	1,38
	553,0		G5	RE6	22,48	16,7	22,3	61,0	80,18	3,02	81,25	3,42	0,99	1,57	1,50
ГМЗ	816,8	Разкритие	G6	RE9	2,06	17,8	39,0	43,2	17,26	0,92	12,25	1,00	1,41	1,16	1,13
Ю	1685,3		G7	RE11	2,17	17,7	45,8	36,5	1,04	0,64	0,60	0,91	1,73	1,11	1,11
ГМЗ	-		G9	RE21	1,96	11,0	35,6	53,4	0,97	0,60	0,70	0,72	1,39	1,13	1,10
ГМЗ	-	Разкритие	G11	RE26	2,35	10,0	31,3	58,7	0,74	0,78	0,40	1,10	1,85	1,43	1,35
	-		G12	RE27	3,53	9,50	26,90	63,60	2,79	1,80	7,11	3,60	0,39	1,43	1,37
<b>"свързан" битумоид</b>															
ГМЗ	266,5	Ядка	GA1	RE2	2,36	12,60	41,20	46,20	0,85	0,72	0,40	1,16	2,13	1,26	1,26
	443,3		GA3	RE4	4,54	18,70	52,00	29,30	1,14	0,33	0,27	0,83	4,22	0,98	1,03
	495,6		GA4	RE5	2,79	15,70	41,00	43,30	3,70	0,63	1,66	1,00	2,23	1,19	1,20
	553,0		GA5	RE6	5,87	5,00	28,40	66,60	5,02	0,50	2,46	0,71	2,04	0,95	1,06
ГМЗ	-	Р-тие	GA12	RE27	5,63	9,80	39,10	51,10	1,05	0,69	1,96	0,69	0,54	0,90	0,98

\*СРІ =  $\Sigma(C_{23} - C_{31})_{\text{нечетни}} + \Sigma(C_{25} - C_{33})_{\text{нечетни}} / 2 \cdot \Sigma(C_{24} - C_{32})_{\text{четни}}$

\*\*ОЕР = "нечетни" / "четни" *n*-алкани

### ➤ изо-алкани (изопреноиди)

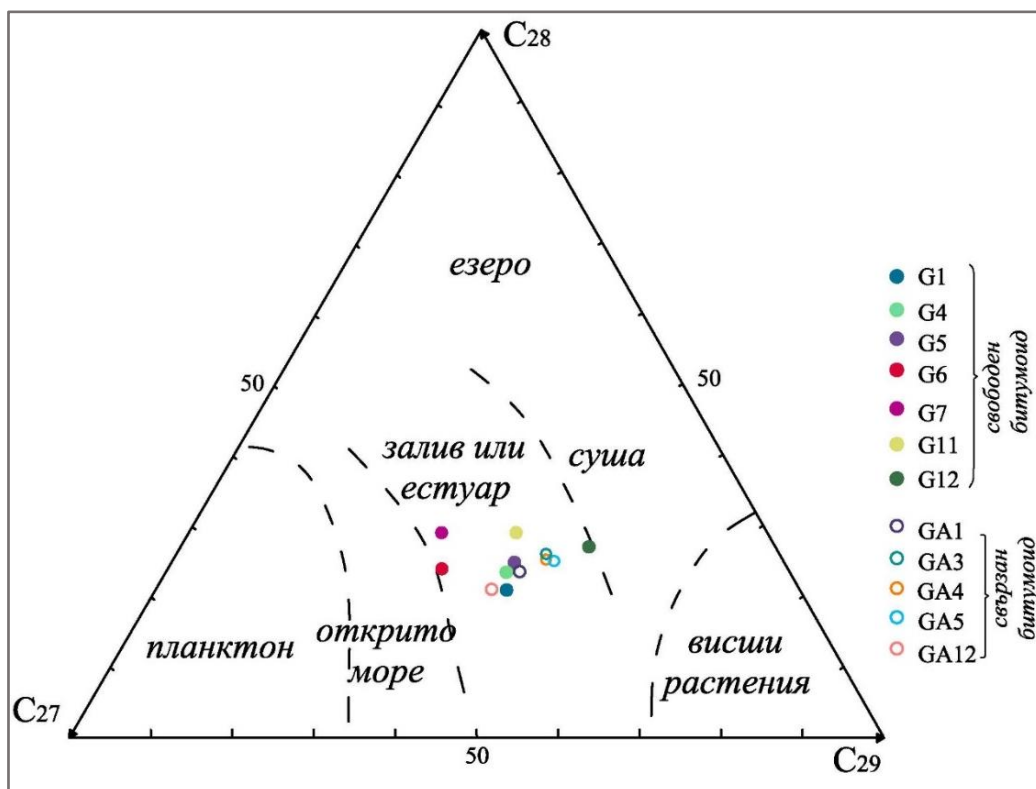
За пробите, в които е определено съдържание на  $C_{\text{орг}} > 1\%$ , съдържанието на регулярни изопреноиди е голямо, а стойностите на отношението Pr/Ph са около 1,0. Стойности на това отношение  $>3$  са характерни за ОВ от сухоземна растителност, отложено в окислителни условия, а стойности  $<1$  индикират редукиционни условия на седиментация. Получените средни стойности на това отношение са указание, че предполагаемите генериращи скали от изучавания район са отложени в среда с преходни условия на образуване - sub-oxic conditions (Cranwell, 1982). Но тълкуване на резултати само на база Pr/Ph отношение е много рисковано, защото при незряло органично вещество е възможно регулярните изопреноиди да са все още свързани към керогена. Условиата на формиране на органичното вещество са оценени чрез прилагане на Pr/*n*-C<sub>17</sub> към Ph/*n*-C<sub>18</sub> диаграма (Waples, 1985). Стойностите на изследваните образци са разположени на границата между Тип I/II и Тип II/III органично вещество (фиг. 22). Позициите на изследваните проби в тази диаграма също така дава основание да се определи органичното вещество като „незряло” и отложено при преходни (sub-oxic) условия (между редукиционни и окислителни).



Фиг. 22. Определяне на условията на образуване на изследваните скални образци според съотношението на  $Pr/n-C_{17}$  към  $Ph/n-C_{18}$

### ➤ Стерани

Общото съдържание на стераните в изследваните проби е много ниско, което не позволи количественото им определяне, поради тази причината тяхното присъствие е коментирано само качествено (табл. 3.). В настоящото изследване е използвана триъгълната диаграма за относителното разпределение на стераните  $C_{27} \div C_{29}$  за тези проби, в които е определено най-голямо количество стерани (фиг. 23). Както се вижда на фигурата, всички точки попадат в областта, обособена за ОБ формирано в залив или устие на река. С удълбочаване на пробите се наблюдава изменение в отношението на стерани  $C_{27}/C_{29}$  (табл. 3). Съдържанието на морски фитопланктон, съответно относителното съдържание на стеран  $C_{27}$  се повишава с дълбочината до ~ 40%, докато пробите с високо съдържание на  $C_{org}$  в глинестите интервали на глинесто-мергелната задруга нагоре в разреза са обогатен на стеран  $C_{29}$ . Варирането в разпределението на стераните в изследваните образци вероятно се дължи на бързата смяна на седиментната обстановка.



Фиг. 23. Разпределение на съдържанията на стерани в изследваните проби за определяне на условията на образуване (по Huang and Meinschein, 1979, с допълнения)

Таблица 3  
Биомаркерни параметри на база циклични алкани

Лит.ед.	Дълбочина (m)	Образец	Стерани (S)						Хопани (H)					
			DiaS/S	$\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$	S/(S+R)	$\alpha\alpha$ стерани (20R), (%)			$T_s/(T_s+T_m)$	M/H	H	HomoH index		
						27	28	29						
"свободен" битумоид														
ГМЗ	266,5	Сондажна ядка	G1	RE2	0,4	0,27	0	36,2	20,9	42,9	0	0,09	0,08	0,1
	443,3		G3	RE4	-	-	-	-	-	-	0	0,05	0	0,1
	495,6		G4	RE5	0,56	0,34	0	35	23,4	41,6	0	0,24	0,24	0,18
	553,0		G5	RE6	0,52	0,34	0,18	33,3	24,8	41,9	0,21	0,41	0,3	0,22
ГВМ	816,8	Сондажна ядка	G6	RE9	0,5	0,43	0,34	42,7	23,9	33,4	0,31	0,36	0,9	0,54
Ю	1685,3		G7	RE11	0,89	0,52	0,34	40,2	29	30,8	0,53	0	1,08	0,6
ГМЗ	-	Разкритие	G9	RE21	-	-	-	-	-	-	0,81	0	0,75	0,63
ГМЗ	-		G11	RE26	0,3	0,3	0,1	31	29	40	0,34	0,3	0,45	0,47
ГМЗ	-		G12	RE27	0,25	0,25	0,1	23	27	50	0,48	0,11	0,98	0,11
"свързан" битумоид														
ГМЗ	266,5	Ядка	GA1	RE2	0,23	0,43	0,16	34,6	23,5	41,9	0,47	0,28	0,2	0,45
	443,3		GA3	RE4	0,4	0,22	0,07	28,8	26	45,2	0,56	0,08	0,12	0,48
	495,6		GA4	RE5	0,42	0,35	0,1	29,1	25,1	45,8	0,3	0,27	0,36	0,28
	553,0		GA5	RE6	0,45	0,32	0,1	28,3	25	46,7	0,28	0,38	0,39	0,3
ГМЗ	-	Р-тие	GA12	RE27	0,41	0,41	0,21	38	21	41	0,49	0,13	0,14	0,57

$DiaS/S$  (отношение диастерани/стерани) =  $\beta\alpha-Dia-C_{27}(S+R)/\alpha\alpha C_{27}(S+R)$ ;  $S/(S+R)$  – отношение стерани =  $C_{29}\alpha\alpha S/(S+R)$

$\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta) = C_{29}\beta\beta(S+R)/[C_{29}\alpha\alpha(S+R) + C_{29}\beta\beta(S+R)]$ ;

$T_s - 18\alpha(H), 22, 29, 30$ -Trisnorhopane;

$M/H$  (Отношение моретан/хопан) =  $H30\beta\alpha/H30\alpha\beta$ ;

$HomoH$  index (Хомохопанов индекс) =  $H31\alpha\beta S/(S+R)$

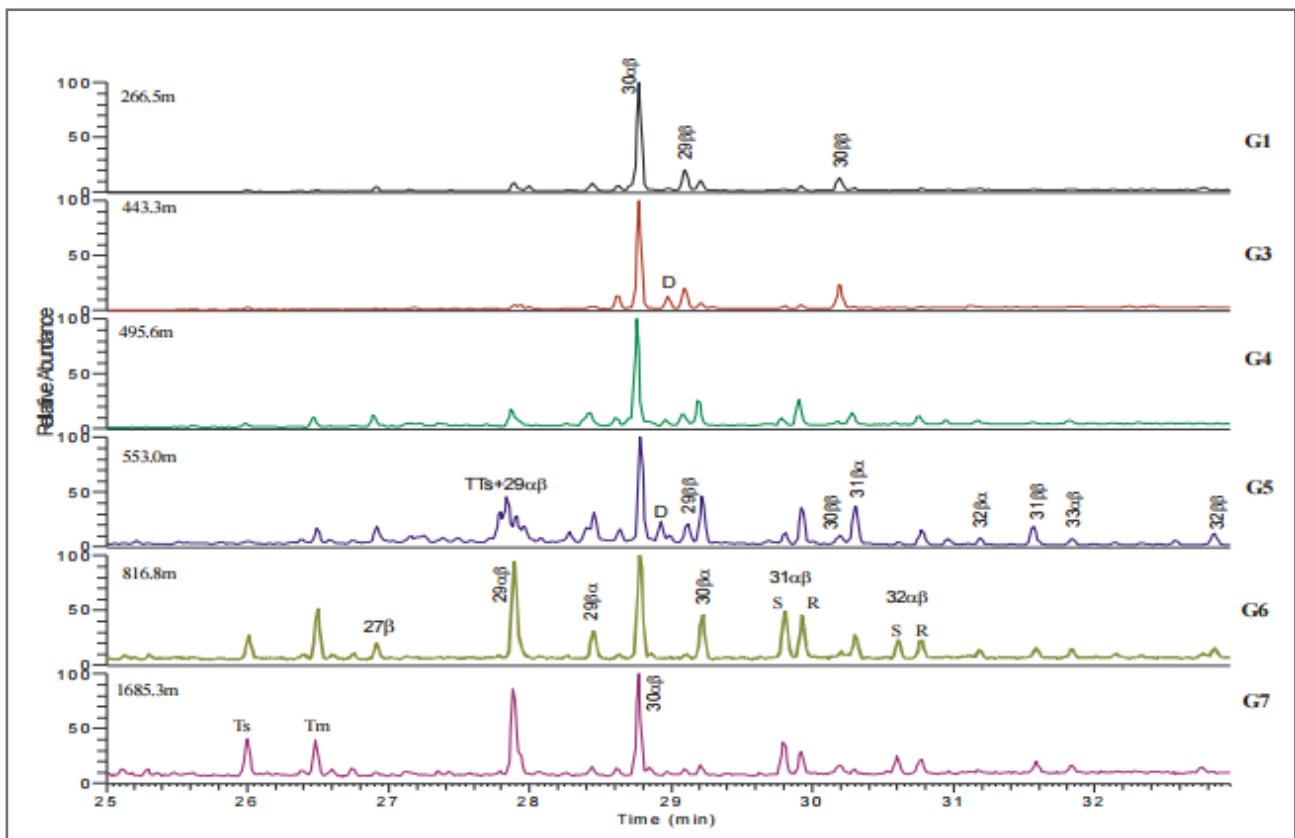
$T_m - 17\alpha(H), 22, 29, 30$ -Trisnorhopane

$H$  (отношение хопани) =  $H29\alpha\beta/H30\alpha\beta$

Като цяло данните за състава на регулярните стерани потвърждават направеното по-горе допускането на база разпределението на *n*-алканите, а именно за смесен произход на ОВ т.е. морска и сухоземна растителност, с различни пропорции в зависимост от дълбочината. За оценка преобразуваността на ОВ на базата на данните за регулярните стерани е изчислен биомаркерния коефициент  $K_{\text{зрялост}} = 20S/(20S+20R)$  (табл. 3). Изчислените стойности на това отношение за  $\alpha\alpha$ -стеран  $C_{29}$  са много ниски, а в някои проби епимера 20S липсва, което се отразява директно на отношението  $C_{29}20S/(20S+20R)$  и то е равно на 0. С удълбочаване на пробата се образува епимера 20S и отношението достига 0,34. Стойностите на пробите от разкрития и на „свързаните“ битумоиди също са ниски (0,07 – 0,21) и отново се потвърждава незрялостта на ОВ, тъй като при стойности между 43-55% се навлиза в нефтения прозорец (Waples and Machihara, 1991). Наблюдава се и характерно изменение на стойностите на отношението  $C_{29} \beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$  спрямо дълбочината. Те варират в диапазона 0,3-0,5 (табл. 3), като за пробите от сондажна ядка растат с дълбочината, което е доказателство за прогрес в съзряването. Известно е (Peters and Moldowan, 1993), че съзряването, окислителната среда и каталитичната роля на глините благоприятстват пренареждането на стераните с образуване на диастерани. За изследваните образци от сондажна ядка в сондаж Р-1 Свиленград са изчислени съотношенията диастерани/регулярни стерани (табл. 3), като стойностите са в интервала 0,4 – 0,5 и растат с дълбочината до ~ 0,9, паралелно със съзряването. Освен това се наблюдава и по-голямото им съдържание в образците от глинесто-мергелната задруга в сравнение с пробата от теригенно-варовико-мергелната задруга. Това може да се дължи на каталитичното действие на глините, което провокира формирането им в теригенните скали, за сметка на присъствието им в карбонатните скали.

### ➤ Тритерпеноиди

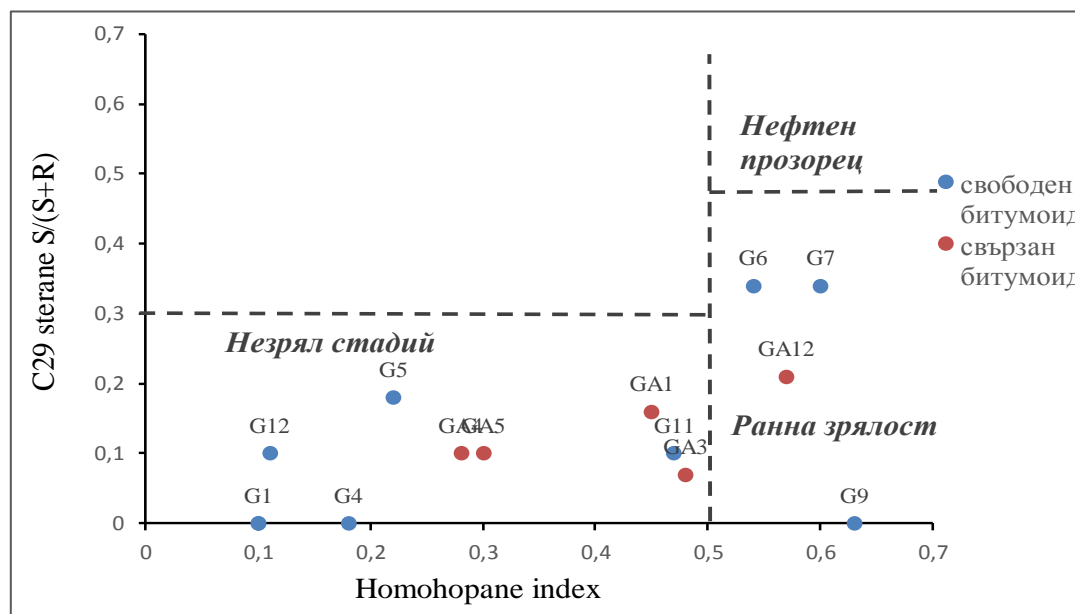
В изследваните образци от сондажна ядка в сондаж Р-1 Свиленград тритерпеноидите от хопанов тип са проследени чрез характерния за тях фрагмент  $m/z$  191 (фиг. 24).



Фиг.24. Разпределение на хопани в образците по  $m/z$  191

Като се отчете разпределението на хопаните в изследваните образци, ОВ може да се определи като „незряло”. Общото относително съдържание на  $\beta\beta$  хопани спрямо общото съдържание на хопани, т.е. отношението  $\beta\beta/(\alpha\beta+\beta\alpha+\beta\beta)$  е в интервала 0,20-0,24. Това означава, че близо една четвърт са „биохопани”, което определя ОВ като „незряло”. Това се потвърждава и от по-голямото съдържание на R стереоизомер в сравнение с S при 22 хирален въглероден атом. Отсъствието на биомаркера 17 $\alpha$ (H)-28,30-bisnorhopane показва, че скалите са се отлагали в езерна среда при окислителни или преходни (sub-oxic) условия на образуване. Това допускане се противопоставя малко на дискутираните по-горе отношения Pt/Ph и C<sub>29</sub>/C<sub>27</sub>, където са определени редукиционни условия на образуване. Стойностите на отношението T<sub>s</sub>/(T<sub>s</sub>+T<sub>m</sub>) за изследваните проби от сондажна ядка (G1-G7) нараства паралелно с увеличаване на дълбочината на погребване (табл. 3 и фиг. 24), което е указание за увеличаване на степента на преобразуваност. С увеличаване на дълбочината степента на съотношението на хопаните и хомохопановия индекс също се увеличава. Ясно се наблюдава връзката на отношението 22S/(22S+22R) за C<sub>31</sub>17 $\alpha$ (H),21 $\beta$ (H)-хопан спрямо дълбочината, чийто стойности постепенно нарастват от 0,10 до 0,60, показвайки, че на дълбочина 1685,3 m равновесието на хопановия епимер е достигнато. В проба G5 са регистрирани пентациклични тритерпани от нехопанов тип - три изомера на мононенаситени олеанани и един диненаситен, в т.ч. олеан-18-ен, олеан-13/18/-ен, олеан-12-ен и олеан-11,13/18/-диен. Присъствието на тези съединения е доказателство за участие на теригенен материал при формиране на ОВ.

За определяне степента на зрялост на керогена е използвано отношението стерани/тритерпани в диаграма (Peters and Moldowan, 1993), която показва, че болшинството проби попадат в зоната на незрял стадий (фиг. 25), а само проби G6 и G7 (най-дълбоко разположените образци) се характеризират с кероген в ранна зрялост, но нито една не попада в нефтения прозорец.



Фиг. 25. Определяне на степента на зрялост на керогена чрез съпоставяне на съотношенията хомохопанов индекс към C<sub>29</sub> S/(S+R)

### ➤ Ароматни съединения

Ароматни съединения са установени във вторите фракции от разделяне на битумоидите. В голямата си част те са продукти от диагенетична трансформация на тритерпеноиди. От тях с висока информативна стойност е триметилтетрахидрохризен, олеананов тип - M<sup>+</sup> 274 и m/z 218 (100%). Неговото количество е по-високо в сравнение с двойките лупанов и урсанов тип (M<sup>+</sup> 274, m/z 231 (100%) и M<sup>+</sup> 274, m/z 259 (100%)). Това свидетелства, че условията на образуване вероятно са били делтови, с каквито се свързва

образуването на олеанан. Въпреки, че не бе възможно количественото определяне на висшите ароматни съединения поради тяхната ниска концентрация в пробите, бе пресметнат индекса определящ степента на зрялост, т.н. метилфенантронов индекс, МРІ-3. Изчислените стойности за сондажните образци са в интервала 1,42 – 1,60, докато за образците от разкрития са в интервала 1,35 – 1,65. Не се наблюдава осезаемо изменение на този индекс с удълбочаване на пробите.

*При прогнозната оценка за генерационната способност на скалите са съпоставени данните, получени от двата различни подхода - чрез RockEval техниката и компонентния анализ на битумоидите. Част от изследваните образци, от сондажна ядка на глинесто-мергелната задруга, показват средно до богато съдържание на ОВ (1,28-2,31%). По съдържание на ОВ, скалите могат да бъдат окачествени като скали с добър нефтогазогенерационен потенциал, като органичното вещество е от Тип III и с ниска степен на преобразуваност (Early mature). Получените резултати дават основание да се предполага, че потенциалните нефтогазогенериращи формации от седиментния комплекс в изучавания район биха могли да генерират биогенен газ. В случай, че в дълбоководната част на басейна скалните комплекси, аналогични на изследваните задруги са попаднали в подходящите термобарични условия, то те биха могли да генерират термокаталитичен газ.*

#### **4.6. Реконструкция на историята на потъване и геотермичната история на района на изследване**

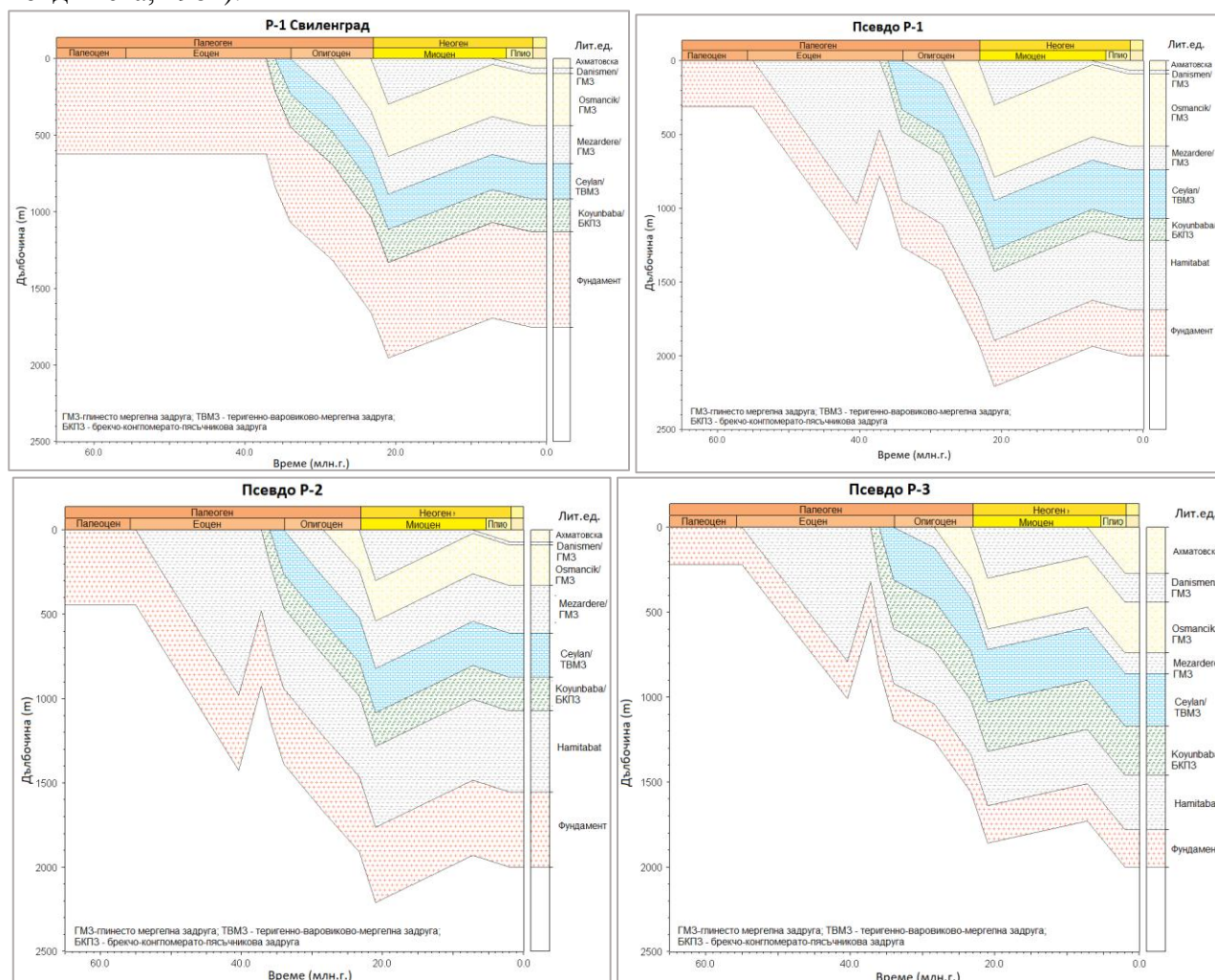
*При реконструкцията на историята на потъване на изучаваната част от басейна се наблюдават периоди на седиментация, последвани от периоди на прекъсване или ерозия. Регистрирано е голямо несъгласие през среден-късен еоцен и друго характерно за периода на миоценската епоха, което индикира процес на издигане. Очертават се две синрифтови фази с приблизително еднаква степен на седиментация, образуващи сравнително дебели седиментни комплекси, докато по време на пострифтовата фаза скоростта на седиментация намалява значително. Настъпилата трансгресия в края на палеоценската - началото на еоценската епохи (?), изразяваща се в бързо потъване на басейна води до образуване на дебел около 1000 m седиментен комплекс (~65 m на млн. г.) в по-голямата част от изучавания район (фиг. 26, псевдо- сондаж и Р-1, Р-2, Р-3). След това за целия басейн настъпва кратък период с отсъствие на седиментация (фиг. 24, сондаж Р-1 Свиленград), а на места - и с размив (фиг. 26, псевдо-сондажи). През приабонския век отново настъпва период на интензивна седиментация (~78 m на млн. г.) и потъване на седиментния басейн, който продължава до края на ранния миоцен. Това води до образуване на седиментен комплекс с дебелина в наши дни до около 1300 m. Всичко това е индикация за екстензионна тектонска дейност при образуването на басейна. През средно-миоценската епоха се наблюдава кратък период, през който седиментите се издигат на повърхността и част от отложените скали отново биват отмити. Този период се свързва с широкообхватна тектонска фаза, през която голяма част от образуваните в предишната тектонска фаза разломи, се реактивират и образуват множество гънки и структурни форми. След края на късно-миоценската епоха започва отлагането със средна скорост (~40 m за млн.г) на седиментация на отгорележащите седименти (overburden), които на места в изучавания район достигат дебелина до над 250 m. В допълнение отлагането на горно-неогенските седименти през последните 7 млн.г. в известна степен също оказва благоприятно влияние на съзряването на потенциално генериращите комплекси с палеогенска възраст, погребвайки ги до дълбочина, където би могло да се осъществят процеси на генериране на ВВ.*

#### **Моделиране на топлинния поток и реконструкция на геотермичната история.**

Тракийският басейн може да бъде класифициран като умерено-високо топлинен басейн, с геотермичен градиент измерен в сондажите над средния в световно отношение, като варира от 26°C/km до 43°C/km (Nuvas, 2005). Централната част на басейна е с много по-нисък геотермичен градиент в сравнение с крайните му части. Измерената топлопроводимост на скалите на основните формации в целия Тракийския басейн е с относително средни стойности



(Engin, 1999). Тези данни, както и използваните в модела стойности за геотермичния градиент, изчислен от измерената температура в сондаж Р-1 Свиленград, са съпоставени със съществуващи изследвания за геотермичния градиент на тази част от България (Велинов и Бояджиева, 1981).



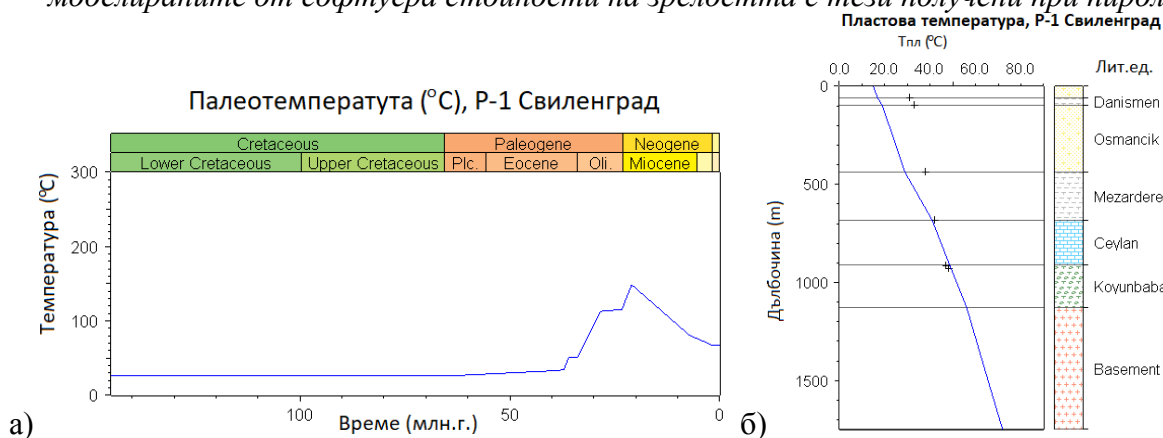
Фиг. 26. Реконструкция на историята на потъване: 1D модели на сондаж Р-1 Свиленград и условни сондажи Псевдо Р-1, Псевдо Р-2, Псевдо Р-3

В модел на палео-топлинния поток за калибриране са използвани данните за термичната зрялост от температурата при пиролизата ( $T_{max}$ ), които са съпоставени с получените заложи в софтуера ( $T_{max\_Pepper\&Corvi(1995)\_TII\_TISA}$ ). След извършения анализ на чувствителността на модела на палео-топлинния поток спрямо оказващите влияние параметри е получен краен концептуален модел на топлинния поток в района на сондаж Р-1 Свиленград (фиг. 27). Стойностите варират от 60 до  $120 \text{ mW/m}^2$  и са по-високи в сравнение със съвременните стойности, като се увеличават през късния еоцен. Този пик вероятно е свързан с тектонските процеси на отваряне на басейна, което оказва влияние за преобразуването на ОВ в потенциалната генерираща формация Hamitabat. В края на миоценската епоха–начало на плиоценската епоха се достига най-висок пик в стойността на топлинния поток ( $120 \text{ mW/m}^2$ ), което бележи начало на нова рифтова фаза. За температурния модел се приема съвременните стойности на топлинния поток да са  $58,5 \text{ mW/m}^2$ . Това са оптималните стойности за най-добро съпоставяне на моделираната в програмата съвременна температура с тази от измерената  $T_{пл}$  в сондажа (фиг. 28). Моделът показва, че палеотемпературата достига своята максимална стойност през миоценската епоха, което съвпада с най-високите стойности на палео-топлинния поток по същото време. Това повишаване на стойностите на палео-топлинния поток и на палеотемпературата през миоценската епоха

вероятно оказва влияние върху съзряване на ОВ, както в оценената потенциална генерираща глинесто-мергелна задруга (Meracheva *et al.*, 2017), така и в доказаната в турската част на басейна нефто-газогенерираща формация Hamitabat (Gürgey, 2009).



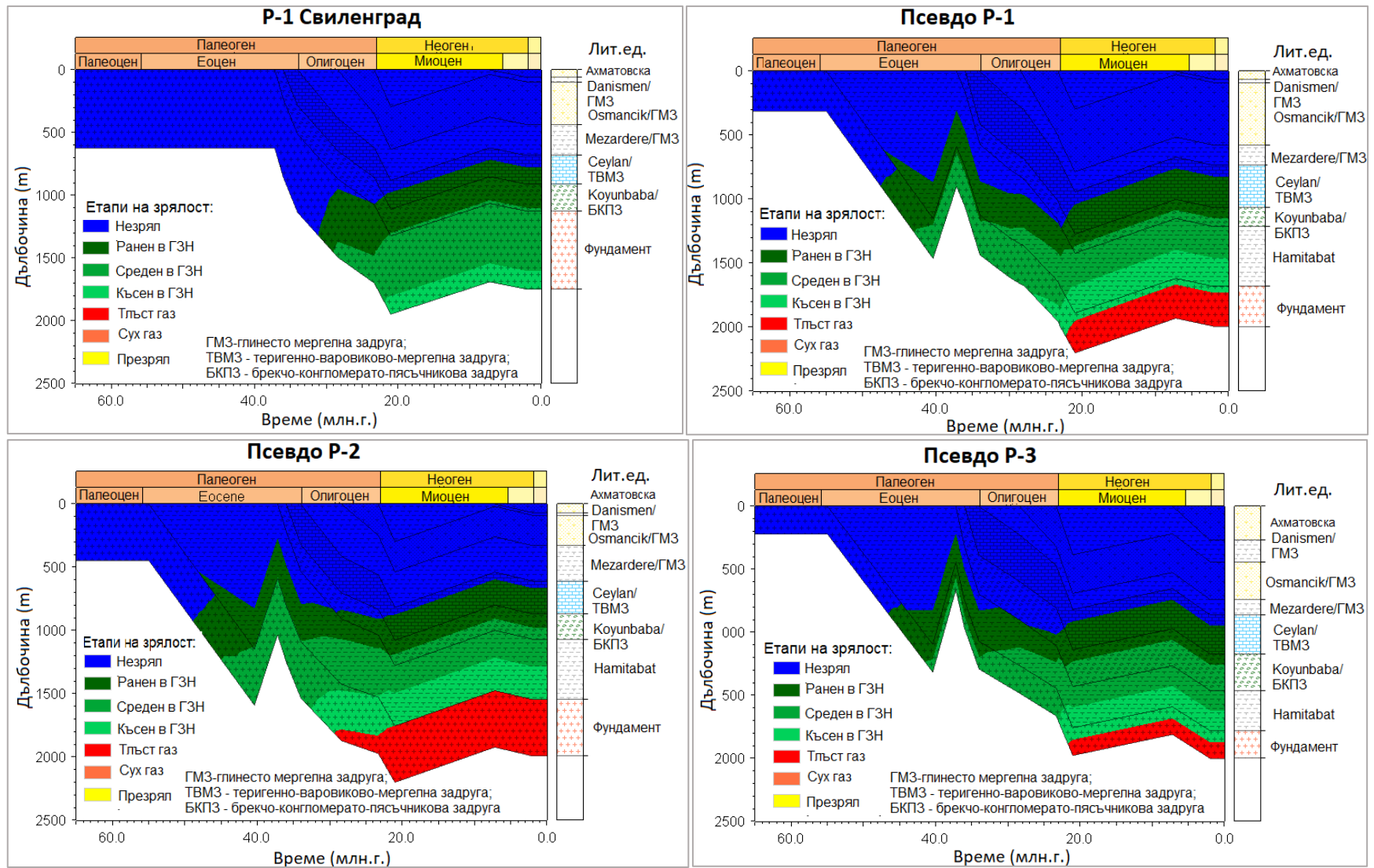
Фиг. 27. Модел на палеотоплинния поток за сондаж P-1 Свиленград (а), калибриран с моделираните от софтуера стойности на зрелостта с тези получени при пиролиза (б)



Фиг. 28. Модел на палеотемпературата за сондаж P-1 Свиленград (а), калибрирана с моделираните от софтуера стойности на съвременната температура с тези получени от измерванията в сондажа- ВНТ (б)

**Моделиране на термичната зрялост на потенциалните нефтогазогенериращи формации.** Основавайки се на факта, че седиментите на глинесто-мергелната задруга (аналог на Mezardere) са оценени като потенциално газогенериращи и предположението на турските изследователи (Hosgörmez and Yalçın, 2005), че формации Seylan и Hamitabat са другите две потенциални-източници на ВВ за повечето находища в Тракийския басейн, в настоящата разработка се прави 1D модел на термичната зрялост на тези три лито-стратиграфски единици. Това е извършено върху 4 сондажа – P-1 Свиленград и псевдо-сондажи P-1, P-2, P-3. Моделът на термичната зрялост показва съответните зони на генериране на ВВ за всички седиментни последователности през различните периоди (фиг. 29).

Седиментите на глинесто-мергелната задруга, аналог на формация Mezardere, са в незрял стадии на преобразуваност. Моделите и на четирите сондажа показват, че седименти на теригенно-варовиково-глинестата задруга, аналог на формация Seylan, са навлезли в нефтения прозорец в началото на миоценската епоха и са в този стадий до настоящия момент. Моделите на преобразуваност за седиментите, аналог на формация Hamitabat показват, че тя е навлязла в зоната на нефтения прозорец през еоценската епоха в участъците на трите псевдо-сондажа, които са в грабена на басейна. Както се вижда от направените модели, долните нива на формацията са в непосредствена близост до газовия прозорец, което дава основание да предположим, че в голяма близост до района на изследване, където формацията е на по-голяма дълбочина, тя е достигнала зрялост за да продуцира газ от началото на миоценската епоха до наши дни.



Фиг. 29. Модели на термичната зрялост на сондаж Р-1 Свиленград и условни-псевдо сондажи Псевдо Р-1, Псевдо Р-2, Псевдо Р-3

#### 4.7. Сравнителна оценка на ВВ потенциал в различни части на изучавания район.

*Анализ и оценка на елементите на потенциална петролна система.* Изследваните скални образци от сондажна ядка на сондаж Р-1 Свиленград показват, че оценените потенциали **нефто-газотрайчинни скали** на глинесто-мергелната задруга в най-източния край от изследвания район са със „задоволителен“ генерационен потенциал,  $C_{org} > 0,5\%$  (средно 1,48%), тип III ОВ, навлязло в зоната на ранна зрялост/протокатагенеза. Отсъствието на сондажна ядка в останалата част от района на изследване прави невъзможно осъществяването на релевантна оценка на генерационния потенциал.

Характеристиката на проницаемите и изолиращи интервали в сондаж Р-1 Свиленград е в основата в седиментния разрез да бъдат отделени четири вида **природни резервоари** привързани към наслажите на терциерния разрез. Сходните условия на образуване на терциерните седименти в рамките на разглеждания обширен и сложно построен Тракийски басейн, предполага също и формиране на еднотипни природни резервоари в турската и българската му част. За отделянето им спомогна и извършената сравнителна характеристика на резервоарните свойства на терциерните наслаги от изучавания район в ЮИ част на Горнотракийската низина и нефтогазоносните скали в басейна на турска територия. Важна роля при формирането на взаимоотношенията между колекторните и изолиращите задруги имат резките фащиални изменения във вертикална и хоризонтална посока, които са продиктувани и контролирани до голяма степен от разломните нарушения от всякакъв характер. Ограниченият обем геолого-геофизична и сондажна информация не позволява проследяването на пространствените взаимоотношения между природните резервоари като цяло.

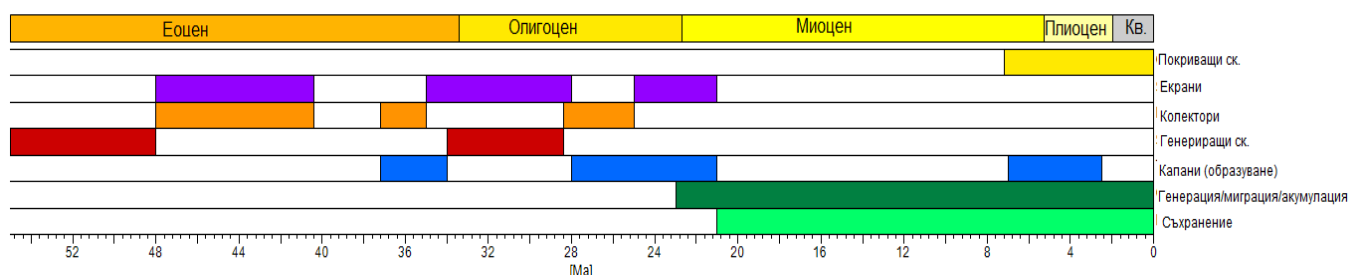
*Анализ и оценка на процесите на генерация, миграция и акумулация на ВВ.* За оценка на процесите на генерация, миграция и акумулация на ВВ служи извършеното 1D петролно-системно моделиране на голяма част от изследвания район. От изключителна важност е да се моделира най-дълбоката част от басейна, като в конкретния случай това е участъка на север от сондажа Р-1 Свиленград, тъй като се очаква първите порции на отделяне на ВВ флуиди да се осъществи именно в такъв район. Още повече, че миграцията на ВВ в дълбочинната част на тази синклинала в централната част на басейна има потенциала да показва всеобщ модел на миграция за целия Тракийски басейн.

**Генериране и първична миграция (expulsion) на ВВ.** Въз основа на множество изследвания посредством анализи на компонентния и изотопния състав (Gürgey *et al.*, 2005), корелация газ-генерираща скала (Hosgörmez and Yalçın, 2005), петролно-системно моделиране (Hosgörmez and Yalçın, 2005; Huvaz *et al.*, 2005, 2007), се обобщава (Cosgun, 2000; Şen, 2009), че повсеместно в целия Тракийски басейн формации Hamitabat, Seylan и Mezardere и техните аналози имат добър нефто-газогенериращ потенциал и са генерирани и генерират ВВ в залежите там. Във всички участъци на изследвания район при извършеното петролно-системно моделиране се потвърждава, че скалите на глинесто-мергелната задруга, аналог на формация Mezardere, не са навлезли в нефтения прозорец. Теригенно-варовиково-мергелната задруга, аналог на формация Seylan от турската част на басейна, е навлязла в началния етап от нефтения прозорец в района на изследване преди 22 млн.г. Седиментната последователност - аналог на турската формация Hamitabat, е преминала изцяло нефтения прозорец и е в зоната преди началото на газовия прозорец, като е достигнала момента на експулсията през ранния миоцен, преди 23 млн.г.

**Миграция и акумулация на ВВ.** Съществуването на природни резервоари и разломни нарушения в изследвания участък има огромен ефект върху съществуването на пътища на миграция за въглеродородите. Различията в пропускливостта на разломите и пропускливостта на формациите определят възможността на разломите да спомагат или да възпрепятстват вертикалното и латералното движение на ВВ флуиди. Пътищата на миграция, природните резервоари и капаните са важни елементи влияещи върху придвижването на отделените от генериращата скала флуиди и тяхното акумулиране. Трябва

да се отчете и благоприятното въздействие на хидрогеоложкия фактор, което се изразява в съществуване на елизионни условия на формиране на пластовите води в периодите на потъване на седиментния басейн. Наблюдава се реактивиране на разломите през ранния миоцен и съответно формиране на основните капани през този период, което се случва едновременно с процеса на запълване на много от резервоарите в седиментите с еоцен-олигоценска възраст. Като благоприятен фактор за запазване на образуванията по-рано ВВ акумулации е факта, че в северната част на изучавания район разломите, които са се появили през късноеоценската епоха и са се развивали през олигоценската епоха, са неактивни от началото на неогенската епоха до наши дни. Тези разломи са покрити от скалите със средно-късномиоценска до плиоценска възраст. Това оказва влияние и върху съвременните хидродинамични условия на водоносните хоризонти в скалите с олигоценска и късноеоценска възраст, способстващи запазването на ВВ акумулации в централните части на изучавания район. При анализа на хидрохимичната обстановка в участъка със сондаж Р-1 Свиленград се регистрира наличие на хидрокарбонатно-натриев тип води с висока минерализация, които са косвен признак за нефтогазоносност.

**Дефиниране на петролни системи в ЮИ част на Горнотракийската низина.** Основавайки се на настоящите изследвания може да се предположи съществуване на потенциална петролна система от палеоценската до плиоценската епохи (фиг. 30). Елементите и процесите в потенциалната петролна система са в благоприятно хронологично съчетание.



Фиг. 30. Петролна система в югоизточната част на Горнотракийската низина

## Заклучение

За реализиране на основната цел на настоящия дисертационен труд, чрез използване на подходящо съчетаване на съвременни методологични подходи, са извършени анализи и оценка на нефтогазоносната перспективност на югоизточната част на Горнотракийската низина. Това представя изцяло нови възгледи относно ВВ потенциал на тази слабо изучена в това отношение част от страната ни.

### Характеристика на басейновото пространство

Извършената 2D стратиграфска и структурна интерпретация и последващите построения представят нови възгледи за структурната и седиментната еволюция на тази част от басейна. Извършените структурни анализи и характеристика на басейновото пространство послужиха за създаването на 2D модели на палео-реконструкция и 3D геоложки модел на площта на изследване.

### **Басейново запълване и геоложко развитие**

Палеоцен-ранно-средноеоценската(?) син-рифтова фаза е свързана с отлагането на първия седиментен комплекс в някои участъци от басейна, включително и в част от района на изследване. Тектонските процеси и морфологията на басейна силно повлияват върху създаването на акомодационни пространства и отлагането на типична турбидитна система в отделни депоцентрове, със свои собствени източници и пътища на седиментация, ареал на разпространение и естество на запълващите отложения. Този седиментен комплекс в западната част на района се образува в алувиална и пролувиална обстановка на седиментоотлагане на скалите от Бисерска и Лешниковска свити. На изток, под силно изразен тектонски контрол, се образуват флувиоделтови, плиткоморски и турбидитни

отложения на корелата на формация Hamitabat. Следващата син-рифтова фаза през приабонския век се свързва с образуването на различни по форма понижения, в които се натрупва дебел конгломератов хоризонт. На запад се осъществява тектонски контролирана делувиално-пролувиална и колувиална континентална седиментация, а на изток се налага плиткоморска прибрежна седиментация. Така се формират отложенията на брекчо-конгломератната и брекчоконгломерато-пясъчниковата задруги, приети за аналог на формация Kouunbaba от турската част. Чрез палеогеографската реконструкция на края на приабонския век се илюстрира повсеместното налагане на морска обстановка и отлагането на мергели и пясъчници (теригенно-варовиково-мергелна и пирокластично-мергелно-варовиковата задруга, аналог на формация Ceylan), а в крайните части на басейна - рифови и органогенни варовици (рифогенно-варовикова задруга, аналог на формация Sogukak). Независимо от противоречивите данни относно седиментацията по време на олигоценската епоха, е създадена приблизителна палео-реконструкция на този район. В запад-югозападната част се предполага, че са протичали седименто-вулканогенни процеси в плиткоморска обстановка. В хорста, където е разположен сондаж Р-1 Свиленград, вероятно се е разполагал залив или устие на палеорека. Като доказателство служат данните, които показват, че в долната част на олигоценския разрез се наблюдават типично морски теригенно-карбонатни отложения. През късно-олигоценската епоха басейна започва да губи своята нормална соленост и се образуват бракични наслаги – глини, алевролити, пясъчници и мергели. Най-северната част от площта вероятно съвпада с най-северните брегове на съществуващия сладководен басейн през този период. Всички тези седименти са причислени към глинесто-мергелната задруга, която се приема за аналог на група Muhacir (формации Mezardere, Osmancik и Danismen) от турската част на басейна. Както в целия Тракийски басейн, така и в разглеждания участък се наблюдава несъгласно залягане на неогенските алувиално-пролувиални и езерни седименти над палеогенските.

### ***3D структурен/геоложки модел***

Създадените триизмерни построения допринасят за по-детайлна характеристика на структурните и тектонските особености на района на изследване. Потвърди се наличието на тектонски нарушения с разседен характер в северната част на този район, с посока на разпространение – И-З, ЮЮИ-ССЗ до ЮИ-СЗ. Основна характерна черта за тези разседи е, че засягат целия палеогенски скален комплекс като образуват грабеновидни и хорстовидни структури с различни размери. Направени са допускания за продължение на основната дясно-отседна разломна зона Terzili и на българска територия, северно от хорста, в който е разположен сондаж Р-1 Свиленград, и вероятното ѝ разклоняване на север и на юг от Имбреджекската хорст-атиклинала, като част от Маришката разломна зона. Характерна особеност на тази разломна зона е, че ограничава на североизток вулканската дейност, посредством сегмент с ЮИ-СЗ направление. Движенията по сегментите на Маришката разломна система са затихвали по различно време и в наши дни няма недвусмислени индикации за нейната съвременна активност. Въз основа на моделните построения е изказано предположение за продължение на големия положителен структурен елемент от централната част на басейна (Central Thrace High) и на българска територия, изразяващ се в хорста, където е заложен сондаж Р-1 Свиленград и Имбрежджекската хорст-антиклинала.

### **Характеристика на природните резервоари**

Присъствието на разломни нарушения с различна амплитуда и насоченост, е предпоставка за значителни фациални изменения във вертикална и хоризонтална посока. Това създава и сложни пространствени взаимоотношения между колекторните и изолиращите задруги. На тази основа се предполага наличието на сложни резервоарни системи в терциерния разрез на изучавания район. Дефинирани са четири природни резервоара привързани към терциерния разрез на разглеждания район:

- Природен резервоар в новоидентифицирания седиментен разрез с палеоцен-долно-средноеоценска възраст(?), който в турската част на басейна е привързан към турбидитните наслаги на нефтогазоносната формация Hamitabat;

- Природен резервоар, привързан към брекчо-конгломератната и брекчо-конгломерато-пясъчниковата задруга с късноеоценска възраст. Колекторната задруга се характеризира със средни стойности на петрофизичните свойства. Глинесто-карбонатните наслаги, залягащи над колекторната част, биха могли да играят ролята на изолираща покривка;
- Природен резервоар, привързан към теригенно-варовиково-мергелната и рифогенно-варовиковата задруги. Колекторната част е със сравнително добри резервоарни свойства. За техни корелати от турската част на басейна са приети формации *Seylan* и *Sogukak*, в които са вместени няколко находища. За изолираща покривка служат пластове от глини или мергели с еоценска и олигоценска възраст;
- Природен резервоар в наслагите с олигоценска възраст. Колекторни скали са пясъчниците и алевролитите, характеризиращи се с много добри петрофизични свойства. Труднопроницаема покривка са глинестите наслаги на глинесто-мергелната задруга.

В тези природни резервоари може да се очакват различни генетични типове капани, които са образувани през различните тектонски фази. Първият период на структурообразуване може да се свърже с Илирските тектонски процеси, свързани с обособяване на хорстове и грабени, което води до формиране на структурни капани. Но като цяло, по-голямата част от антиклиналните и разломните капани са се образували през миоценската епоха. В района на изследване се очаква да съществуват и множество стратиграфски капани: органогенни постройки в рифогенно-варовиковата задруга; литоложки, на изклинване или на фашиално заместване в глинесто-мергелната задруга.

#### **Нефто-газогенерационен потенциал**

Оценката на въглеродородо-генериращия потенциал на седиментите от терциерния разрез в района на изследване е осъществен посредством съвременни геохимични изследвания и петролно-системни модели и симулации. Това позволи да бъде представена една нова характеристика на потенциално-генериращи седименти, която не е извършвана в този район от страната ни до този момент. Основавайки се на факта, че в централната част на басейна, като скали с доказан нефто-газогенериращ потенциал са формации *Hamitabat*, *Seylan* и *Mezardere*, техните аналози на българска територия са подложени на комплекс от методи за изследване на генериращите им възможности.

#### ***Потенциални генериращи скали***

Скалите от глинесто-мергелната задруга, в най-източния край от изследвания район, се характеризират със „задоволителен“ до „добър“ генерационен потенциал, със съдържание на  $C_{орг} > 0,5$  (от 1,28% до 2,31%), тип III ОВ, влязло в зоната на ранна зрялост. Предполага се, че биха могли да генерират биогенен газ. Интерпретацията и анализа на данните от мас-спектралните изследвания потвърждават, че ОВ е незряло и предимно от тип III. Трябва да се отбележи, че в някои интервали ОВ се допуска да е смесен тип II/III, главно от висши сухоземни растения и отчасти привнесен органичен материал от водорасли и бактерии. Тези предположения се правят на базата на стойностите на някои от индикаторите, които загатват за преотлагане на по-зряло ОВ.

#### ***Моделиране на термичната зрялост***

Извършеното 1D петролно-системно моделиране позволи да се направи оценка на термичната зрялост на потенциалните генериращи наслаги. Потвърдиха се изводите от другите два метода относно зрелостта на седиментите на глинесто-мергелната задруга. Резултатите показваха, че седиментите от глинесто-мергелната задруга не са зрели за генериране на нефт и термокаталитичен газ в този участък и биха могли да генерират биогенен газ. Потенциалните генериращи интервали от теригенно-варовиково-мергелната задруга биха могли да генерират нефт. Модела показва, че скалите от задругата са навлезли в ранния етап от нефтения прозорец. Моделът включва и интервала от седиментния разрез, приет за аналог на доказаната генерационна формация *Hamitabat*. В моделирания участък

тази последователност изцяло е навлязла в зоната на нефтения прозорец и би могла да генерира нефт или в близост до границата, в по-дълбоката част на басейна – термокаталитичен газ.

### **Реконструкция на геотермичната история**

Използвайки геоложките и геохимичните данни от сондаж Р-1 Свиленград и последващото им интерполиране в още три участъка (псевдо-сондажи), интерпретираните сеизмични разрези и получените дълбочинни данни от скоростния модел на 3D геоложкия модел, стана възможна реконструкция на геотермичната история на голяма част от района на изследване. Резултатите от това петролно-системно моделиране дават основание да се извършат следните заключения:

- 1) Моделът на историята на потъване на басейна и погребване на терциерните седименти показва, че отлагането на дебел седиментен комплекс от еоценската до плиоценската епохи, оказва влияние върху съзряването и последвалите го процеси на генерация и миграция на ВВ от потенциалните въгледородо-генериращи наслаги;
- 2) Моделът на топлинния поток, калибриран с получените данни от температурата при пиролиза, показва най-високи стойности по-време на тектонските процеси/рифтовите фази при образуването на басейна. Високите стойности на палеотоплинния поток и палеотемпературата, които са достигнати през миоценската епоха, също имат положителен ефект за термичната зрялост и генериране на ВВ от потенциалните въгледородо-генериращи седименти;
- 3) Чрез модела на реконструкция са дефинирани определени седиментни последователности като потенциални генериращи скали.

### **Потенциални петролни системи**

Извършените в настоящия дисертационен труд изследвания и анализи позволиха да се предположи съществуването на потенциална терциерна петролна система в района на изследване, в която взаимовръзката между елементите и процесите е в благоприятно съчетание. Всичко това разкрива сравнително нови хоризонти за въгледородния потенциал на ЮИ част на Горнотракийската низина и би послужило за бъдещи геолого-проучвателни работи в Южна България.

## **Основни приноси**

Въз основа на резултатите от проведените интерпретации и анализи на данните от извършените изследвания са формулирани следните основни приноси:

- Извършена е детайлна характеристика на геоложкия строеж посредством интерпретация и комплексен анализ на геоложки, геофизични, сондажно-геофизични, геохимични и други данни за района на изследване и около него. Набелязани са общи геоложки белези между ЮИ част на Горнотракийската низина и нефтогазоносния Тракийски басейн, разположен на територията на съседна Турция;
- Избран и приложен е подходящ методологичен подход за оценка на нефтогазоносността според спецификата на района на изследване;
- Създадени са 2D модели на палеореконструкция на терциера посредством характеристика и анализ на басейновото пространство на изучавания район и анализ на данните в турската част на Тракийския басейн. Това позволи, както да се проследят етапите на формиране на басейновата система, така и да се установи общо геоложко развитие на седиментния комплекс на българска и турска територия;
- Създаден е 3D тектонски модел, в който са детайлизирани и проследени в геоложкото пространство основните тектонски нарушения, тяхното взаимоотношение и обвързаност. Потвърди се продължението на разломите с разседен и отседен характер от централната част на басейна и на българска територия, както и тяхната посока на разпространение и влиянието им при формиране на палеогенския скален комплекс;



- Създаден е 3D структурен/геоложки модел, в който са проследени основните литолого-стратиграфски единици в района, техните вертикални и латерални пространствени и структурно-тектонски взаимоотношения. Допуска се продължение и на българска територия на големи структурни елементи от турската част на басейна (издигания, понижения). Ясно се проследява разпространението на новоидентифицирания седиментен комплекс в района на изследване. Този модел даде възможност за набелязване в 3D пространството на перспективни в нефтогазоносно отношение обекти/геокапани;
- Отделени са разномащабни природни резервоари след изясняване на литолого-стратиграфските особености и оценка на вместимостните и филтрационните параметри на скалите, посредством анализ и качествена и количествена интерпретация на сондажно-геофизични и лабораторни петрофизични данни;
- За първи път е извършена оценка на нефтогазогенериращия потенциал на скалите в най-югоизточната част на района на изследване, чрез използване на съвременни геохимични методи. Въз основа на това са отделени като възможно генериращи скали, наслагите на глинесто-мергелната задруга. Тя е дефинирана като аналог на доказаната генерираща формация Mezardere в Турция;
- Извършена е реконструкция на историята на потъване и геотермичната история на изследваната част от седиментния басейн, чрез комплексно използване на геоложките, геофизичните и геохимичните данни при 1D петролно-системно моделиране. В няколко участъка от изследвания район са установени периодите на максимално потъване на басейна и периодите на издигане, ерозия и тектонска активност;
- Извършено е 1D петролно-системно моделиране на термичната зрялост на потенциалните генериращи наслаги от терциерния разрез в няколко участъка от изследвания район. Това показва, че различните потенциално-генериращи терциерни седименти са в различни стадии на преобразуваност на органичното вещество в тях за продуциране на биогенен/термокаталитичен газ или нефт;
- В ЮИ част на Горнотракийската низина е актуализирана и обобщена оценката на въгледородния потенциал на терциерните наслаги, чрез използване на съвременни методи на изследване и анализ. Това е предпоставка за преразглеждане и преоценяване на търсенето и проучването за нефт и природен газ в тази част на България.