

## Общ модел за връзката между зоните с дефицитна седиментация и нефтогазоносността

Петър Боков

*Научноизследователски институт по полезни изкопавми, 1505 София*

*P. Bokov — A general model for the relationship between zones of deficient sedimentation and oil and gas potential. The proposed model is valid for undeformed depositional-topographic (palaeogeomorphologic) negative units. The main criteria for oil and gas potential (tectonic, geochemical, container and screening properties, hydrogeological, oil traps) are to one or other extent related to and influenced by the occurrence and character of zones of deficient sedimentation. Tectonic conditions on their turn are commonly a factor in the formation of the discussed palaeogeomorphological units. The geochemical criterion is limited by the generation source confined to the central parts of the zones of deficient sedimentation. The main areas of occurrence of rocks with high container and filtration parameters are usually related to the slopes and shelf framework of depression zones. Screening properties are typical of practically all clay and clay-carbonate sediments in the middle parts of starved depressions or commonly also in their margins. The hydrogeological factor likewise agrees well with the discussed aspects. Among hydrocarbon traps evidently dominate those of non-anticlinal type (riftogenic, lithologic, combined) mainly in the slope parts and margins of palaeoshelfs. Prospecting for most of them is facilitated by the theoretical and methodical tool of the proposed model for the relationship between zones of deficient sedimentation and oil and gas potential.*

### Въведение

Преките и косвените съотношения между зоните с дефицитна седиментация (некомпенсирани понижения, гладувачи или бедни на утайки басейни) и критериите за нефтогазоносност са разглеждани досега частично само за отделни части и стратиграфски интервали на нефтогазоносните провинции и басейни и по отношение на едно или най-много две от условията за генерация и натрупване на въглеводородите. Анализът на литературата показва, че вниманието е било насочено върху наличието на нефтомайчини скали в централните части на депресионните зони и капани (преди всичко от рифогенен тип) в бортовете им (Грачевски й, 1974 и др.; Кузнецов, 1978 и др.; Wilson, 1975; Боков, 1984 и др.). Тези два критерия не изчерпват проблема. Напоследък в най-обща форма се търси връзка и с тектонските условия (Элдерн, 1985).

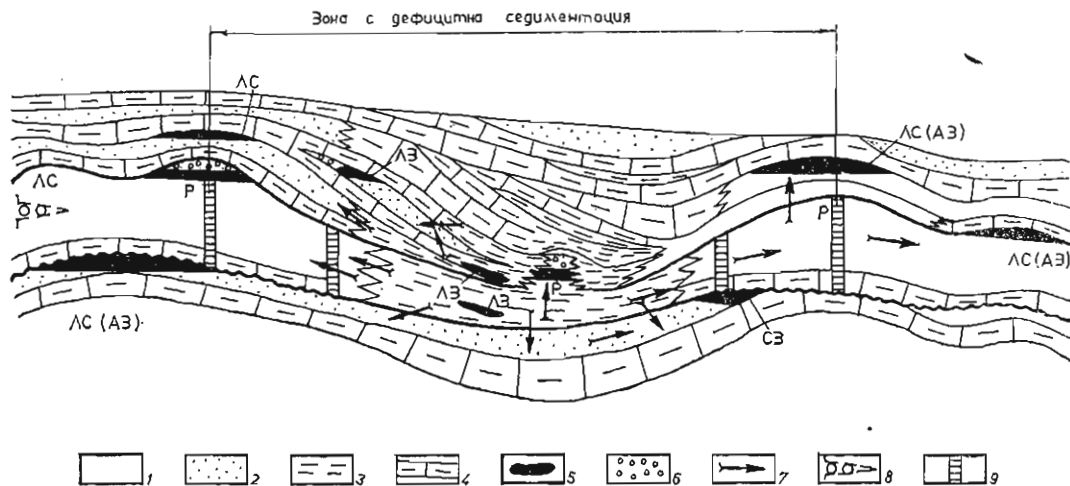
Като се изхожда от системния подход и сложната взаимовръзка на геоложките процеси и обобщенията върху много нефтогазоносни територии, може да се предложи общ теоретичен модел на съотношението между зоните с дефицитна седиментация и критериите за нефтогазоносност. Последният е характерен преди всичко за първични или близки до първичните седиментационнотопографски (палеогеоморфоложки) условия на залягане на геоложките тела, което често се наблюдава в някои платформени региони. При наличие на различни структурни деформации се налагат съответни корекции. В съвременната нефтогазова геология се отделят

6 основни критерия за нефтогазоносност: тектонски, геохимични, колекторски и екраниращи свойства, хидрогеоложки, капани. Често колекторските и екраниращите свойства (предимно в съветската литература) се разглеждат съвместно чрез отделяне на природни резервоари. Към тектонските критерии много автори включват не без основание и локалните структури, но поради широкото търсене напоследък на т. нар. неантиклинални капани последните наред с антиклиналните могат да се разглеждат в една група.

## Основни критерии за нефтогазоносност

**Тектонски критерий.** Многопосочното влияние на тектониката е разглеждано преди всичко във връзка с формирането на зоните с дефицитна седиментация, като палеогеоморфоложки форми с предимно тектоно-седиментогенен генезис и вътрешна структура. Регионалните и локални тектонски елементи участвуват в една или друга степен и в изучаваните зони.

Геотектонско-евстатичният режим предопределя дебелината и общия обем на седиментния разрез и геохронологичните интервали, характерни с несъответствие между размера и пространството на утайконатрупването в пределите на целия басейн или провинция, а и в по-големи региони. В същия смисъл е влиянието и на тектонската позиция на зоната с дефицитна седиментация. Вече бе посочено, че общият модел (фиг. 1) е за първична седиментационно-топографска област, съвсем слабо деформирана от следседиментационни структурни процеси. Във всички други случаи (гънкови пояси, постплатформени орогени, активни континентални периферии) е необходимо реставриране на първоначалната палеогеоморфоложка и палеотектонска обстановка за цялостно изследване на връзката с нефтените и газови находища. Макар и не окончателно изяснени, в повечето случаи огромните зони с дефицитна седиментация в дълбоководните райони (без континентално подножие)



Фиг. 1. Схема, илюстрираща връзката между зоните с дефицитна седиментация и нефтогазоносността

1 — карбонатен колектор; 2 — теригенен колектор; 3 — генерационен източник; 4 — изолиращи седименти (карбонатни, теригенни, евапоритни); 5 — нефт; 6 — газ; 7 — посока на миграция; 8 — неблагоприятна хидрогеоложка обстановка; 9 — основен стратиграфски интервал на развитието на зоната с дефицитна седиментация; капани и залежи: P — риф и органиогенни и карбонатни постройки, LC — локални структури, LZ — литоложки капан (залеж), CZ — стратиграфски капан (залеж), AZ — антиклинален капан (залеж)

на океаните и някои от моретата са неблагоприятни за нефтогазообразуване в по-голяма част от площите на разпространение.

Размерът, формата и наклоните в конкретната съвременна тектонска единица, в която се намира зоната с дефицитна седиментация, имат много по-непосредствено отношение върху разглеждания въпрос. Колкото по-голямо е съответствието между тях, т. е. между тектониката и палеогеоморфологията, толкова по-ясна е връзката и с нефтогазосносността. Естествено е, че по-крупните и еднородни елементи обезпечават при оптимални други условия и по-значителна промишлена стойност на въгледородите. Регионалният, особено първичен наклон на склонове на депресионните зони с дефицитна седиментация (фиг. 1) осигурява подходяща обстановка за протичане на миграционните процеси още в най-ранните етапи на седиментация и през по-късните фази на катагенна промяна включително и най-благоприятните за нефтообразуване. Максималните наклони (до и над  $45^\circ$ ) са фиксирани при рифогенни бортове, когато е и кратък пътят между източника и капана. Този факт без съмнение е изключително важен за максималното използване на генерационните възможности на нефтомайчините скали. Отрицателно, но не изцяло, е въздействието на по-късните силни колебателни или структуроформиращи движения, които водят до преоформиране на залежите и до загуби на въгледороди. Разломите внасят усложнения в миграционните потоци. Съвременната дълбочина на залегане влияе върху реализацията на генерационния потенциал, но редица други критерии могат да запазят положителната си стойност (капани, екрани). Разбира се изваждането на дневната повърхност или близкото положение до нея влошава рязко условията за съхраняване както пряко, така и често чрез хидрогеоложките условия.

Отсъствието или наличието на зони с дефицитна седиментация не влияе пряко върху тектонския критерий, но при благоприятно съчетание тези две условия обезпечават по-оптимална реализация на почти всички останали фактори за образуване, миграция и съхраняване на нефтените въгледороди и техните залежи.

*Геохимичен критерий.* Връзката с този критерий е била предмет на най-много изследвания и е безспорна. Тя е свързана преди всичко с образуването на генерационния източник, разпространен обикновено в централните и някои от склоновите части на зоните с дефицитна седиментация.

Примерите в това отношение са многобройни (Бакиров, Мальцева, 1985 и др.) и обхващат скали от горните части на докамбрия (рифей, венд) до плиоцена. Проблемът за генезиса на метаморфизирани въглеродосъдържащи скали в най-древните геологически периоди вероятно също е свързан с разглежданите зони, но се нуждае от специално изследване. Сред палеозойските седименти достатъчно е да се спомене Куонамската свита (камбрий) в Лено-Тунгузката провинция, граптолитовите силурски аргилити в Алжирско-Западнолибийската провинция, доманиковите и доманикоподобните горнодевонско-турнейски седименти в Тимано-Печорската, Волго-Уралската и Днепровско-Донецката провинция и Прикаспийския басейн, а така също горнодевонските свити Вудфорд, Чатануга, Ню Олбени и др., в някои провинции и басейни в Североамериканската платформа, горнокарбонско-долнопермските седименти в Пермската провинция (САЩ), Прикаспийския басейн, Предуралското ръбно понижение, свитата Ирати (долен перм) в Южна Америка и свитата Фосфория в Североамериканската платформа, горнопермските скали в Североморско-Германската провинция. Сред мезозойските седименти ще посочим някои долносредноюрски скали в Северокавказко-Кримската и Карпато-Балканската провинция, Парижкия и Аквитански басейн и провинцията Персийски залив, Баженовската свита (кемеридж-титон) в Западносибирската провинция, някои горноюрски-долнокредни седименти в Северокавказко-Кримската и провинцията Персийски залив, алб-ценомански седименти (в провинцията Мексикански залив), аптските седименти в някои басейни от Южна Америка и Западна Африка. Обстойно този проблем в теоретичен аспект бе разгледан във връзка с генезиса на

основните каустобиолити и съотношението между размера (интензивността) и пространството на утайконатрупването от *Вокров* (1984). Образоването на преимущественно потенциални нефтомайчини скали при дефицитна седиментация (некомпенсация) се обуславя не само от относителното обогатяване с органично вещество, както обикновено се приема, но и от засилената обща биопродукция и най-вече от водещата роля на оптималната абсолютна продължителност на диагенезата и свързаните с нея степен и характер на микробиологичните преобразувания, даващи в крайна сметка и нови компоненти (геополимери). От тази субстанция постепенно и особено през мезокатагенезата се формира основната част от въглеродородите. Освен в осовата част на зоната (фиг. 1) отделни кратковременни интервали на дефицитна седиментация и съответно на нефтогазотрайчинни скали се образуват и сред запълващата задруга. Те са характерни особено за най-дълбоководните части на клиноформите и други тела, като в някои случаи сумарният им генерационен ефект може да се окаже значителен, още повече, че условията за неговата реализация са по-добри, тъй като при теригенно запълване е налице благоприятно съчетание с колектори. Пример в това отношение са долнокарбонските седименти в Днепровско-Донецката провинция, с които е свързана и основната промишлена нефтогазоносност, а може би и в Южнокаспийската (плиоценски седименти), в провинцията Мексикански залив, турон-кониаските скали (свита Ла-Луна) в басейните Маракайбо и Магдалена, мастрехт-палеоценските седименти в басейна Сирт. В неозойските седименти заслужават да се посочат еоценските наслаги (Кумска свита в Северокавказко-Кримската провинция и Грин-Ривър в басейна Юинта-Пайсенс, олигоценските (майкопски) скали в Северен Кавказ и Рейнския басейн и Карпато-Балканската провинция, миоценските седименти в Калифорнийската провинция (свита Монтерей) и някои басейни в Южна Азия, плиоценските скали в провинцията Мексикански залив и много други.

В повечето случаи обаче генерационния източник от най-добре изразената зона с дефицитна седиментация формира и най-значителните нефтени находища — Западносибирска провинция (горноюрско-долнокредни седименти), Амударинска провинция (горноюрски седименти), Пермска провинция в САЩ (пенсилванско-долнопермски седименти), провинция Мексикански залив (кредни и терциерни седименти) и др. Миграционните потоци имат латерална (най-често латерално-възходяща), нисходяща и възходяща посока (фиг. 1). Вертикалната миграция може да бъде пряка или косвена (чрез латералната), каквито случаи има във Волго-Уралската провинция при отсъствието на екрани в първите капани (фиг. 1) или по разломи. Наличието на горливи шисти (битумолити) в горните части на седиментния разрез както признак на дефицитна седиментация (*Вокров*, 1984), може да бъде косвен признак и за съществуване на аналогични зони и в дълбочина, макар и с известно планово изместване. Такива случаи са отбелязани с палеоцен-еоценските горливи шисти в Амударинската провинция, волжките (горна юра) шисти в Тимано-Печорската и Волго-Уралската провинция и Прикаспийския басейн, меотските и някои палеогенови шисти в Карпато-Балканската провинция и много други.

С малки изключения (Амударинска провинция и някои други райони) в зоните с дефицитна седиментация преобладаващи са нефтените и нефтогазовите находища, което е и в съответствие с теоретичните изводи (*Вокров*, 1984). Общо взето, с преминаването към уравновесена и интензивна седиментация, т. е. към компенсация и прекомпенсация се увеличава делът на чисто газовите находища. Това заключение не се отнася за началните и най-късните фази на катагенна промяна, при които газовите въглеродороди при всички случаи са доминиращи.

Не притежават нефтомайчини свойства повечето от най-дълбоководните океански (абисални) утайки и техните аналози в континентите, тебеширена креда (например в горната креда в Европа), чистите кремъчни скали, някои микритни или слабо глинести варовици (например т. нар. калпионелидни разновидности в горната юра и долната креда в Тетиса) и други седименти, необогатени с органично вещество независимо, че са отложени в зоните с дефицитна седиментация.

*Колекторски свойства.* Основните площи с разпространение на скали с високи вместимостни и филтрационни параметри обикновено са привързани към склоновите части на зоните с дефицитна седиментация, а така също към прилежащите по плиткоморски шелфови седименти (фиг. 1), т. е. към районите, в които се появява и постепенно започва да преобладава уравновесена и интензивна седиментация (Бокров, 1976, 1979). При карбонатна седиментация колекторите най-често са от кверново-поров и пукнатинен тип, често свързани с разнообразни органогенни и карбонатни постройки и детритусно-органогенните и други тела. Примерите в това отношение са многобройни и се отнасят за преобладаващата част от нефтогазоносните провинции и басейни в платформените региони на Евразия и Северна Америка с палеозойска и мезозойска възраст. По-рядко, но без да са изключение, са карбонатните колектори с терциерна възраст (нефтогазоносните територии в Югоизточна Азия, Северна Африка, южните райони на Европа и др.). В централните части на разглежданите зони карбонатните колекторски пачки се срещат по-рядко и те са свързани с някои басейнови (вътрешни) изолирани рифове (включително и тези от атолов тип), които притежават голям вместимостен потенциал или при силно изразена напуканост на слабо глинестите или микритни варовици. Последните обикновено са с относително по-ниски резервоарни параметри. Такива колектори са открити във Волго-Уралската провинция (пермски и горнодевонско-долнокарбонски седименти), в провинциите Персийски, Мексикански залив и Карпато-Балканска (с кредна възраст), в басейна Гуаякил (Южна Америка) с апт-албска възраст (свита Муерта), в басейните Маракайбо и Магдалена в свитата Ла-Луна (туронкониас) и др.

При теригенна седиментация и при някои преходни разновидности колекторите са свързани с някои части на клиноформените тела в склоновете и прилежащите делтови, шелфови (в това число барови и прибрежни) седименти. Те са обикновено от поров или порово-пукнатинен тип и тяхната значимост зависи от конкретните условия на формиране и залягане. В централните части на зоните с дефицитна седиментация колекторите рядко се срещат. Най-интересни в случая са глинестите скали от Баженовската свита в Западносибирската провинция, в които има площи с много добри, но неиздържани колекторски пачки. Колектори са открити и в напуканите аргилити от свитата Монтерей (миоцен) в Калифорнийската провинция в битуминозните шисти от свитата Грин Ривър в басейна Юинта-Пайсенс и др. Теригенни колектори с турбидитов произход са срещнати сред някои дълбоководни терциерни скали в Калифорнийската провинция и много рядко в някои други флишки седименти.

*Екраниращи свойства.* Скалите, притежаващи изолиращи свойства, преобладават в централните части на зоните с дефицитна седиментация. Става дума за глинни, аргилити, глинести или микритни варовици, когато същите не са напукани (фиг. 1). В количествено отношение те даже са повече от разглежданите вече нефтогазомайчини скали, за които е необходимо и обогатяване с органично вещество. В този смисъл почти всички изброени примери на седименти с генерационен потенциал в отделните провинции и басейни притежават и екраниращи свойства. Към тях трябва да се прибавят и многобройни други плътни глинни, глинесто-карбонатни и карбонатни скали в склоновите райони и малко по-рядко в шелфовите области. За Западносибирската провинция ролята на плътните глинесто-карбонатни скали като екрани в зоните с дефицитна седиментация бе изтъкната за пръв път от Рудкевич (1974). В повечето случаи обаче изолиращите седименти (пачки и задруги) не са разглеждани от тази гледна точка. В известна степен това може да се обясни и с наличието и на друга важна група от изолиращи скали, които са отложени в условията на уравновесена (компенсация) и най-вече интензивна (прекомпенсация) седиментация. Такива са някои глинести и глинесто-карбонатни скали и най-вече евапоритните седименти. Последните обаче, особено когато са от басейнов тип, се явяват като запълващи в зоните с дефицитна седиментация, тъй че

пак може да се открие в известен смисъл косвена връзка, но в друг генетичен аспект. Посочената двойственост на изолиращите скали от гледна точка на палеогеоморфоложките условия на тяхното формиране налага едно по-прецизно и конкретно разглеждане. Това е необходимо във връзка с важната роля на тяхното разпространение върху проявата на миграционните потоци на въглеродородите и формирането на залежите. Отсъствието на промишлени или по-точно на значителни находища в бортовете на някои некомпенсирани понижения се обяснява с недостатъчните изолиращи свойства на предполагаемите екрани (например във горнодевонско-долнокарбонските карбонатни скали от Камско-Кинелската система на некомпенсирани понижения от Волго-Уралската провинция).

*Хидрогеоложки критерий.* В светлината на разглеждания проблем този критерий е най-слабо разработен, макар че в общ теоретичен аспект връзката не буди никакви съмнения. Общо взето, с приближаване към централните части на зоните с дефицитна седиментация хидрогеоложките условия за съхраняване на въглеродородни натрупвания се подобряват, тъй като литоложките особености на скалите тук възпрепятствуват активното движение на водите. От друга страна, при някои конкретни случаи елизионните процеси и свързаната с тях първична емиграция на въглеродородите могат най-лесно да се реализират при наличие на близко разположен колектор, но не всякога тези съотношения са оптимални. В склоновите части и прилежащите шелфови райони често (в зависимост от дълбочината на залегане и ред други геоложки фактори) се засилва влиянието на инфилтрационните процеси (древни и съвременни), които в повечето случаи оказват неблагоприятно въздействие върху съхраняването на първичните залежи и водят до тяхното деформиране или пълно разрушаване (фиг. 1). Макар и схематично, връзката с хидрогеоложкия критерий бе разгледана за късноюрско-валанжинската зона с дефицитна седиментация в югозападната част на Карпатско-Балканската провинция (Бокков и др., 1976). Повечето от основните хидрогеоложки параметри, оказващи положително влияние върху нефтогазоносността (обща минерализация, йонен състав, разтворени газове, органични компоненти, степен на закритост), повишават своите стойности към централните и южни райони на Ломската депресия, северните отдели от Западния Предбалкан и на изток до Черно море в пределите на останалата част на Южномизийската периплатформена област, където е развит склонът на карбонатния палеошелф. Аналогични примери могат да се намерят сравнително лесно в хидрогеоложката литература за много нефтогазоносни провинции и басейни (Мексикански и Персийски залив, Амударинска провинция и др.) при обвързването им с конкретните палеогеоморфоложки особености.

*Капани.* В зоните с дефицитна седиментация или непосредствено с тях граничещите територии могат да се открият почти всички известни видове капани (фиг. 1). Но все пак най-характерни са капаните от неантиклинален тип и особено рифогенните, литоложките и комбинираните типове. Най-добре е изучена връзката с карбонатните и органогенни постройки в бортовете на депресионните зони от бариерен или вътрешен (басейнов) тип, в това число и атоловите (Грачевски и др., 1974; Кузнецов, 1978; Meissner, 1972; Wilson, 1975). Използването на понятието ръб на карбонатните палеошелфове или платформи (Бокков, 1979; Бокков и др. 1980, 1982 и др.) позволява трасирането на капани от по-широк генетичен диапазон в сравнение с чисто рифогенните типове и преди всичко на разнообразните комбинирани типове. Примерите на такива капани, често условно наричани „рифогенни“, са много и те са доста добре осветлени в литературата. Засагата са и най-добре картираните от сеизмичните проучвания независимо от много конкретни условия сред обширната и разнообразна група от неантиклинални капани. В някои нефтогазоносни територии с тях са свързани и основните промишлени залежи. Такива са Амударинската провинция (горна юра), Прикаспийският басейн (горен девон-карбон-долен перм), басейнът Сирт (мастрихт-палеоцен), Западноканадската (живет и франс) и Пермската (пенсилванско-долнопермски се-



дименти) провинция, Мичиганският (среден силур и среден девон), Илинойският (горен силур, долен-среден девон) басейн, южната част на провинцията Мексикански залив (алб-ценоман) и др. В други територии техният дял е значителен и тенденцията е те да се увеличават. Такива са Волго-Уралската, Тимано-Печорската, Днепровско-Донецката, Северокавказко-Кримската, Карпато-Балканската, Североморско-Германската, Лено-Тунгуската провинция, басейните Маракайбо, Карнарвон, Аквитински, Иравадийско-андамански, Куанза-Камерунски, Северно-явански и др., а така също провинцията Персийски залив. Количеството на стратиграфските нива с органогенни и карбонатни постройки понякога достига 3-4 (Тимано-Печорска, Волго-Уралска провинция) и 5-6 (Северокавказко-Кримска, Карпато-Балканска провинция, Персийския залив и др.), което е в съответствие с повторемостта на зоните с дефицитна седиментация в регионите с преобладаване на негативните тенденции и с по-тясна връзка с океанските водоими.

Литоложките капани са привързани към някои шлейфови и изклинващи тела около рифовете с карбонатен или теригенен състав, отделни лещи в осовата част на депресиите, формирани в резултат от действието на турбидити и течения. Особено характерни са литоложките и комбинирани капани в различните клиноформи (фиг. 1) и делтови и барови комплекси на латерално запълване при преобладаване на регресивните тенденции, а така също в основата на запълваща задруга. В повечето случаи тези капани са от комбиниран тип. Много примери могат да се приведат от провинция Мексикански и Персийски залив, Западносибирската, Днепровско-Донецката, Пермската провинция и др. По-рядко в бортовете се срещат стратиграфски (фиг. 1) и палеогеоморфоложки капани (при поява на субаерална денудационна дейност), а така също тектонски екранираните типове.

Антиклиналните капани (локални структури) се срещат рядко в осовите части на зоните, но често са обикновено явление в някои от прилежащите склонове и съседни площи (фиг. 1). По същество те могат да се разглеждат като локален тектонски критерий. Характерни са и локалните структури, формирани над рифогенните тела вследствие на обличащия и уплътнителен ефект на покриващите седименти (фиг. 1). В последните понякога са акумулирани значителни запаси, особено при отсъствие на екраниращи пачки непосредствено над рифа. Подобни случаи са разпространени в Тимано-Печорската, Волго-Уралската, Персийския залив, Западно-канадската провинция, Мичиганския и Илинойски басейн и др.

## Заклучение

1. Представеният общ модел на връзката между зоните с дефицитна седиментация и нефтогазоносността се отнася за недеформирана седиментационно-топографска (палеогеоморфоложка) негативна единица, характеризираща се с явна некомпенсация или умерена дефицитна седиментация (Б о к о в, 1976). Той може да се диференцира с различни по-детайлни частни модели както за отделните критерии, така и за морфологичните зони с по-особен строеж (склон, група депресии, свод, форми с различна големина и степен на постседиментационни изменения и др.), а така също за други съотношения между размера и пространството на утайкообразуването (слаба или значителна дефицитна седиментация и абсолютна некомпенсация — нулева седиментация).

2. Сами по себе си разгледаните добре известни критерии за нефтогазоносност напълно логично се обвързват и това като че ли не е ново. Важното е, че интегриращото влияние в случая се базира на самото съществуване на зоните с дефицитна седиментация, при които се създават първоначални оптимални условия за реализация на повечето от основните критерии. Често обаче вторичните структурни и други геоложки промени налагат съществени изменения, което от своя страна влияе и върху съвременните показатели за промишленото натрупване на въглеводороди. Ето защо детайлното изучаване на основните критерии за нефтогазоносност в техния конкретен израз остава при всички случаи абсолютно необходимо.

3. Зоните с дефицитна седиментация особено след тяхното оконтурване спомагат за по достоверната интерполация и най-вече за екстраполацията на точковите параметри от отделните сондажи, което разширява и умножава общия прогностичен ефект на изследванията в нефтогазовата геология.

4. Търсенето на една голяма част от т. нар. неантиклинални капани може да се облекчи, ако се постави върху основата на разгледания теоретико-методичен модел. Най-важните моменти в това отношение са оконтурването на зоните с дефицитна седиментация и особено трасирането на техните склонове (и по-точно палеосклоновете), след което могат да се проследят ивиците с възможно разпространение на капани на различен тип според нашите познания за геоложкия разрез. Задълбоченото използване на сеизмичните данни и тяхното обвързване и интерпретация с резултатите от сондажните проучвания е много важен фактор за практическата стойност на разгледания модел. Внедряването на сеизмостратиграфските методи може значително да ускори и локалното прогнозиране, т. е. подготовянето на конкретни обекти от неантиклинален тип за търсещо сондиране.

Посоченият накратко методичен подход обаче започва с откриването на зоните с дефицитна седиментация в целия седиментен разрез. За Карпатско-Балканската нефтогазоносна провинция и особено за нейната южна (българска) част тази начална стъпка без извършена чрез общ анализ на субаквалния геотектонски-евстатичен режим през фанерозоя чрез използване на всички най-важни стратиграфски, литоложки и тектонски данни и тяхното обвързване от палеогеоморфоложка позиция с оглед на нефтогазоносността (Б о к о в, 1986). Широкото развитие на зоните с дефицитна седиментация с различна морфология в около 19 стратиграфски нива във фанерозоя при условие, че за някои от тях съществуват в една или друга степен и благоприятни показатели по основните критерии за нефтогазоносност, увеличава възможността за откриване на повече локални обекти за търсене на залежи от неантиклинален тип.

## Л и т е р а т у р а

- Бакиров, А. А., А. К. Мальцева. 1985. *Литолого-фациалный и формационный анализ при поисках и разведке залежей нефти и газа*. М., Недра, с. 159.
- Бок о в, П. 1976. Три основни типа некомпенсации на тектонското потъване. — *Сп. Бълг. геол. д-во*, 37, 3, 296—305.
- Бок о в, П. 1979. Теоретични въпроси на некомпенсиранието понижения. — *Сп. Бълг. геол. д-во*, 40, 2, 155—166.
- Бок о в, П. 1986. Особености в субаквалната палеогеоморфоложка еволюция на Северна България през фанерозоя и търсенето на нефт и газ. — *Сп. Бълг. геол. д-во*, 47, 3, 14—25.
- Бок о в, П., Л. Монахова, И. Станев. 1976. Ролята на хидрогеоложкия фактор за нефтогазоносната оценка на горноюрско-валанджинските седименти в Северна България. *Сп. Бълг. геол. д-во*, 37, 1, 49—62.
- Бок о в, П., Г. Георгиев, Т. Николов. 1980. Южный склон поздне-юрско-раннемелового палеошельфа Север-Восточной Болгарии. — *Geol. Balc.*, 11, 3, 67—94.
- Бок о в, П., Д. Денчева, И. Дончева. 1982. Склонът на горноюрско-валанджинския палеошелф в Централна Северна България. — *Нефтена и въглищна геология*, 17, 3—18.
- Грачевский, М. М. 1974. *Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа*. М., Недра, с. 155.
- Кузнецов, В. Г. 1978. *Геология рифов и их нефтегазоносность*. М., Недра, с. 304.
- Рудкевич, М. Я. 1974. *Палеотектонические критерии нефтегазоносности*. М., Недра, с. 184.
- Эллерн, С. С. 1985. Прогибы некомпенсированного типа, компенсационные поднятия платформ и их нефтегазоносность. — *Доклады АН СССР*, 279, 4, 272—276.
- Вок о в, Р. 1984. Genesis Caustobioliths and Relationships between size and of sedimentation. — *Geol. Balc.*, 14, 3, 23—47.
- Meissner, F. F. 1972. Cyclic sedimentation in Middle Permian strata of the Permian Basin, West Texas and New Mexico. — In: Elam, I. C., Chubert, S. (Eds.). *Cyclic Sedimentation in the Permian Basin*, 2nd, Ed., West Texas, Geol. Society Midland, Texas, 203—232.
- Wilson, I. L. 1975. *Carbonate Facies in Geologic History*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 471 p.

(Постъпила на 19. 11. 1986 г.)