

ГЕОЛОЖКИ ПРЕДПОСТАВКИ ЗА ИДЕНТИФИЦИРАНЕ НА ПЕРСПЕКТИВНИ ВОДОНОСНИ СТРУКТУРИ ЗА СЪХРАНЯВАНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ И CO₂ В СЕВЕРОИЗТОЧНА БЪЛГАРИЯ

Васил Балинов, Мариана Дончева, Ефросима Занева-Добранова

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

РЕЗЮМЕ. Разработените от авторите в предшествващи изследвания методични подходи при идентифициране на перспективни водоносни структури за съхраняване на природен газ и CO₂ са приложени за част от Североизточната България. Те са базирани на основните изисквания за пригодност на геоложките обекти и са обвързани с конкретни геоложки предпоставки, осигуряващи тези изисквания: литоложки, структурно-тектонски, сеизмотектонски, хидрогеоложки, петрофизични, термобарични и др.

Във фанерозойския разрез от изследваната територия се разглеждат дефинираните за Северна България регионални резервоарни системи. Те се характеризират със специфични литоложки особености и развитие и представляват интерес от гледна точка на съхраняване на природен газ и CO₂. Структурно-тектонските условия на Мизийската платформа (Варненската моноклинала, Северобългарския свод, Александрийската депресия) и Долнокамчийското понижение обуславят присъствието на различни типове геоложки структури. Към тях са привързани различни типове природни капани, част от които отговарят на изискванията за съхраняване на природен газ и CO₂. Сеизмичната и неотектонската обстановка е разнообразна (основно ниска до средна и рядко повишена), което обуславя различната земетръсна активност и поведение на разломните нарушения в неотектонското развитие на територията. Твърде разнообразни са хидрогеоложките условия в дефинираните природни резервоарни системи, което влияе съществено върху избора на перспективни обекти. Например, природният резервоар, свързан с горноюрско-долнокредния проицаем комплекс, въпреки високия капацитивен и филтрационен потенциал, съдържа пресни води с активен хидродинамичен режим, което го прави непригоден за съхраняване на природен газ и CO₂. Дефинираните резервоарни системи се характеризират с твърде разнообразен строеж и петрофизични показатели на колекторните и изолиращите задруги, което влияе върху пригодността на природните капани за съхраняване на природен газ и CO₂. Термобаричните условия на резервоарните системи и природните капани също влияят съществено върху пригодността на геоложките структури. На базата на анализа на геоложките условия и свързаните с тях критериални показатели във фанерозойския разрез на изследваната територия са установени перспективни за съхраняване на природен газ и CO₂ водоносни структури, привързани към девонски, триаски, средноюрски и палеогенски резервоарни системи.

GEOLOGICAL PRECONDITIONS FOR IDENTIFYING OF PERSPECTIVE AQUIFER STRUCTURES FOR NATURAL GAS AND CO₂ STORAGE IN NORTH-EASTERN BULGARIA

Vassil Balinov, Mariana Doncheva, Efrossima Zaneva-Dobranova

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

ABSTRACT. The methodical approaches for identifying of perspective aquifer structures for natural gas and CO₂ storage indicated by the authors in previous works are applied for a part of North-Eastern Bulgaria. They are based on the main requirements for the suitability of the geological sites and are connected to concrete geological preconditions ensuring the: lithologic, structural-tectonic, seismotectonic, hydrogeological, petrophysical, thermobaric and other requirements.

The regional reservoir systems defined for Northern Bulgaria are examined in the Phanerozoic section of the studied territory. They are characterized by specific lithological features and development and are of great interest for the natural gas and CO₂ storage. The structural-tectonic conditions in the Moesian Platform (the Varna Monocline, the North Bulgarian Uplift and the Alexandria Depression) and the Dolna Kamchia Depression determine the presence of different types of geological structures. Different types of natural traps are bounded to them. Some of these traps correspond to the requirements for natural gas and CO₂ storage. The seismic and neotectonic situation is variable (basically low to middle and in rare cases higher), which determines different earthquake activity and behavior of the fault breaks in the neotectonic development of the territory. The hydrogeological conditions in the defined natural reservoir systems are too variable and this greatly influences the choice of perspective sites. For example, the natural reservoir connected to the Upper Jurassic – Lower Cretaceous permeable complex, in spite of its high capacity and filtration potential, contains fresh water with active hydrodynamic regime and this fact makes it unsuitable for natural gas and CO₂ storage. The defined reservoir systems are characterized by too different structure and petrophysical properties of the reservoir and sealing formations and this influences the suitability of the natural traps natural gas and CO₂ storage. The thermobarical conditions of the reservoir systems and the natural traps also greatly influence the suitability of the geological structures. Perspective aquifer structures for natural gas and CO₂ storage, connected to Devonian, Triassic, Middle Jurassic and Paleogene reservoir systems, are registered on the basis of the geological conditions' analysis and the criteria parameters in the Phanerozoic section of the studied territory.

Въведение

Разработените от авторите в предшествващи изследвания методични подходи при идентифициране на перспективни водоносни структури за съхраняване на природен газ и CO₂ (Балинов и др., 2007; 2008а; 2008б) са приложени за част от Североизточна България (Северобългарски свод, Александрийска депресия, Варненска

моноклинала и Долнокамчийско понижение). Те са базирани на основните изисквания за пригодност на геоложките обекти и са обвързани с конкретните геоложки предпоставки: литоложки, структурно-тектонски, сеизмотектонски, литолого-физични (петрофизични), хидрогеоложки и термобарични.

Литоложките и петрофизичните предпоставки обуславят присъствието в седиментните разрези на проницаеми (колекторни) и труднопроницаеми (изолиращи) скали (задруги, комплекси). При определени взаимоотношения помежду им и благоприятни петрофизични качества те формират различни типове природни резервоари. От гледна точка на съхраняването на природен газ и CO_2 интерес представляват резервоарните системи в дълбочинния интервал 500-2500 m. Той съответства на изискванията за минималната дълбочина на обектите за съхраняване на CO_2 (около 800 m), препоръчителната максимална дълбочина (2500 m) и на световния опит относно оптималния интервал за съхраняване на природен газ (500-1500 m). По-специално внимание е отделено на резервоарните системи, съдържащи води с повишена минерализация, които не представляват интерес за битови и други цели.

Ролята на структурно-тектонските предпоставки е свързана с формирането на различни типове локални структури и природни капани, които при благоприятно съчетание на други фактори, представляват интерес като локални обекти за съхраняване на природен газ и CO_2 .

Сеизмотектонските предпоставки имат непосредствено отношение както към избора на перспективни структури, така и към проблемите на геоложкия риск, свързани с възможното нарушаване на целостта на изградените вече хранилища на природен газ и CO_2 в резултат на неотектонското развитие на териториите, в които са разположени локалните обекти.

Хидрогеоложките предпоставки са свързани с хидрохимичните показатели на водите, които определят пригодността им за различни цели и свидетелстват по косвен път за техния режим, както и с хидродинамичните показатели, които имат важна роля при избора на перспективни структури и условията на съхраняване на природен газ и CO_2 .

Термобаричните предпоставки имат отношение основно към условията на съхраняване на CO_2 . В съответствие с регламентираните изисквания (Metz et al., 2005; Chadwick et al., 2007) CO_2 трябва да се намира в надкритични условия ($p_{\text{кр}}=71.9 \text{ bar}$, $t_{\text{кр}}=34.3 \text{ }^\circ\text{C}$). Такива условия съществуват на дълбочини над 800 m. Термобаричните условия са пряко свързани също така с количествата на съхранявания природен газ и CO_2 в локалните структури и се разглеждат при прогнозните им оценки.

Анализ и оценка на геоложките предпоставки

Природни резервоарни системи

Резервоарните системи се разглеждат на фона на дефинираните във фанерозойския разрез от Северна България преобладаващо проницаеми и труднопроницаеми регионални комплекси (РПК и РТК): девон-карбонски РПК, пермски РТК, долнотриаски РПК, долнотриаски РТК, среднотриаски РПК, горнотриаско-средноюрски РТК, горноюрско-долнокреден РПК, долнокреден РТК (Балинов, 1975; Калинко, 1976; Боков, Чемберски, 1987). Те формират четири регионални природни резервоара (РПР), свързани с едноименните

РПК: девон-карбонски, долнотриаски, среднотриаски и горноюрско-долнокреден. В Североизточна България те се характеризират с редица специфични особености относно тяхното развитие, стратиграфски обхват, строеж и литолого-физични показатели. Те се намират на различна дълбочина поради разнообразните тектонски условия. Значителните хиатуси в седиментния разрез понякога са причина за отсъствието на някои проницаеми и труднопроницаеми комплекси. Поради това част от отделените природни резервоари не присъстват в отделни участъци от изучаваната територия, а други имат разнороден стратиграфски обхват.

В палеогенския разрез на Североизточна България са отделени преобладаващо проницаеми и труднопроницаеми литолого-физични тела (ЛФТ), с които са свързани резервоарни системи от горнопалеогенско-еоценския и олигоценския разрез (Балинов, 1975; Дешев, 1976).

В *палеозойския разрез* интерес представлява природният резервоар, свързан с девон-карбонския проницаем комплекс. Той е развит в североизточната част на Северобългарския свод, на дълбочина от 800 до 1000 m. Представен е от разнообразни карбонатни скали, обособени в няколко задруги. Широко разпространение имат доломитната задруга (ДЗ) и задругата на ивичестите варовици (ЗИВ). С ограничено разпространение са задругата на интракластичните и грудкови варовици (ЗИГВ) и задругата на органогенните варовици (ЗОВ – долен карбон). На места размивът на палеозойските наслаги е значителен, в резултат на което присъства само доломитната задруга (ДЗ). Карбонатните скали са представени от микро-дребнозърнести, интракластични и грудкови варовици, доломити и доломитизирани варовици. Общата дебелина на проницаемия комплекс е над 280 m. Колекторите са от смесен – порно-каверново-пукнатинен тип. Те се характеризират с ниски вместимостни и благоприятни филтрационни показатели. Широкото развитие на макро- и микропукнатини създава хидродинамична връзка по целия разрез на комплекса, а на места и с отгорележащите юрски теригенни скали.

Средноюрската труднопроницаема задруга изпълнява ролята на покривка. В тясна ивица от североизточната част на Толбухинско-Ветринския блок към нея се приобщават преобладаващо труднопроницаемите долнопермски седименти. Покривката е изградена от аргилити, неваровити, различно алевритови, в незакономерно редуване с глинести алевролити. Сред тях се съдържат прослойки и пластове от пясъчници. Те са дребно- до среднозърнести, в различна степен споени. Дебелината на преобладаващо труднопроницаемия комплекс варира в границите от 70 до 270 m. Изолиращите му качества са променливи, поради присъствието на проницаеми пясъчникови пластове, което на места е значително.

В *мезозойския разрез* интерес представляват природните резервоари, свързани с долнотриаските, среднотриаските и средноюрските проницаеми седименти.

Долнотриаският проницаем комплекс представлява интерес в западната част на Северобългарското издигане, южната част на Александрийската депресия и южната част на Варненската моноклинала. Разположен е на дълбочина около 1700 m. Представен е от Червеноцветната пясъчникова задруга (ЧПЗ). Изграден е от разноцветни и разнозърнести пясъчници с чести прослойки от алевролити и аргилити. Дебелината му в западната част на Северобългарското издигане достига 260 m, а в южната част на Варненската моноклинала - 100 m. Колекторите са от порен тип и се характеризират с благоприятни вместиимости и филтрационни свойства (III клас) (Балинов и др., 1977). Към проницаемия комплекс в южната част на Варненската моноклинала се приобщават и вулканогенно-теригенни наслаги на долнопермския комплекс, които в този участък съдържа проницаеми пясъчникови пластове.

Ролята на покривка изпълнява долнотриаският труднопроницаем комплекс, развит в западната част на Северобългарското издигане. Изграден е основно от аргилити. Те са разноцветни, неравномерно алевроитови и неваровити. Като тънки прослойки присъстват фино- до дребнозърнести алевролити и пясъчници, неваровити. Дебелината му се изменя от 219 до 411 m. Труднопроницаемият комплекс има сравнително еднороден литоложки строеж. По данни от лабораторни изследвания скалите притежават относително благоприятни изолиращи качества (класове D и E) (Йорданов и др., 1985). В южната част на Варненската моноклинала ролята на покривка изпълнява средноюрската труднопроницаема задруга. Тя има сложен строеж поради съдържащите се в нея разновъзрастни и разнородни по литоложки състав наслаги. В разреза присъстват аргилити, чисти до слабо глинести афанитови варовици и аргилити, неваровити до варовити, слабо алевроитови, на места прехождани в мергели. Общата дебелина рядко превишава 100 m. Изолиращите качества на задругата са променливи поради присъствието на места в разреза на проницаеми пластове.

Среднотриаският проницаем комплекс представлява интерес в западната част на Северобългарското издигане и южната част на Александрийската депресия, където е разположен на дълбочина около 1200 m. Представен е от карбонатни наслаги – варовици и доломити. Варовиците са микро- до дребнокристални, отчасти оолитни, отчасти псевдобрекчовидни. Доломитите са микростриални. Среещат се и много тънки прослойки или включения от анхидрит. Варовиците заемат по-голямата част от разреза. Дебелината на комплекса варира от 145 до 455 m. На места към него се приобщават проницаемите наслаги от основата на средноюрския преобладаващо труднопроницаем комплекс, които разширяват неговия обем и стратиграфски обхват. Колекторите притежават променливи вместиимости и филтрационни свойства. Те са в значителна степен напукани. Откритата им вместиимост варира от единици до 16%. Те са от пукнатинен или порно-пукнатинен тип. По филтрационни свойства са отнесени към класовете от III до V.

Средноюрската труднопроницаема задруга, чиято дебелина достига 105 m, изпълнява ролята на покривка. Представена е от аргилити, които са прослоени от

алевролити и пясъчници. Алевролитите са пясъчливи и варовити. Пясъчниците са дребно- до среднозърнести, кварцови, неваровити. На места разрезът е представен основно от алевролити.

В обхвата на средноюрската труднопроницаема задруга се съдържат проницаеми пясъчникови тела, които участват във формирането на резервоарни системи със зонално и локално развитие. Те заемат различни части на разреза. Присъстващите в долната и горната част пясъчникови тела контактират на отделни места с долулежания среднотриаски проницаем комплекс и разположения отгоре горноюрско-долнокреден комплекс и формират единни резервоарни системи.

В средната част на разреза проницаемостта пясъчниково тяло формира природен резервоар със зонално развитие. То е разположено на дълбочина около 1100 m. Изградено е от пясъчници в редуване с алевролити и аргилити. Дебелината му достига 48 m. Вместиимостните му свойства са променливи. Откритата порестост варира от 10 до 25%, средно 17%. Проницаемостта се изменя от 1 до 4000 md. Покривката е изградена от незакономерно редуване на аргилити, глинести алевролити и глини. Дебелината ѝ варира от 27 до 70 m.

В *терциерния разрез* интерес представляват палеогенските и олигоценските проницаеми седименти от Варненската моноклинала и Долнокамчийското понижение. Те формират сложни по строеж резервоарни системи, което се предопределя от незакономерното редуване на проницаеми (пясъци, пясъчници, конгломерати, варовици) и труднопроницаеми (глини, глинести алевролити, мергели, аргилити и др.) пластове и прослойки с различни дебелини, площна неиздържаност (поради изклинване или фашиално заместване) и сложни пространствени взаимоотношения. Дебелините на проницаемите тела се изменят в широки граници – от единици до няколко десетки метри, като нарастват в южната част на Долнокамчийското понижение. Те се характеризират с твърде разнообразни колекторни показатели (I-V клас).

Преобладаващо проницаемите и преобладаващо труднопроницаемите литолого-физични тела (задруги), изграждат резервоарни системи от пластов и комбиниран (пластово-масивен) тип (Дешев, 1976). В олигоценските седименти присъстват резервоари предимно от литоложки тип, свързани със зони на изклинване на пясъчниковите хоризонти. Посочените особености в строежа на резервоарните системи обуславят присъствието на "литоложки прозорци", чрез които се осъществява хидравлична връзка между етажно разположените системи и подсистеми. В отделни райони проницаемите карбонатни седименти на палеогена контактират с горнокредни пясъчливо-карбонатни скали, образувайки единен природен резервоар. Към такъв резервоар е привързано газовото находище "Галата". С природен резервоар от литоложки ограничения тип е свързана газовата акумулация край с. Старо Оряхово.

Структурно-тектонски предпоставки

На основата на сеизмичните проучвания и сондирането в изучаваната територия от Североизточна България са

отделени около 25 локални структури (Боков, Чемберски, 1987). Те са привързани към различни стратиграфски комплекси – девонски, пермски, триаски, горноюрско-валанжински, долнокреден, горнокреден и палеогенски (горноеоценски и олигоценски). Значителна част от тях са с неизяснен дълбочинен строеж.

В резултат на проведените от авторите допълнителни изследвания (реинтерпретация на сеизмични разрези, структурно-тектонски построения и др.) са установени нови, по-широкообхватни структури, а част от регистрираните са потвърдени. Изборът на перспективни за съхраняване на природен газ и CO₂ структури е направен въз основа на анализа на структурните планове по различни стратиграфски нива, съпоставени с картите на природните резервоари.

В палеозойския и мезозойския разрез, в участъците на присъствие на перспективните природни резервоари, локалните позитивни структури са добре изразени върху структурния план по долинището на средноюрския комплекс. В палеогенския разрез от Варненската моноклинала и Долнокамчийското понижение присъствието на такива структури е добре изразено върху структурния план по горнището на средноеоценските седименти.

Отделените седем перспективни структури са разположени в различни участъци на Северобългарския свод, южната част на Долнокамчийското понижение и южната част на Варненската моноклинала. В някои от тях присъстват повече от един потенциално перспективни природни капани.

Сеизмотектонски предпоставки

Тяхната роля е пряко свързана с поведението на разломните нарушения в тектонската еволюция на Североизточна България. В резултат на старокимерските тектонски движения по тях са обособени различни по големина и денивелация тектонски блокове (Боков, Чемберски, 1987). Разгледаните структури, формирани в палеозойския и долната част на мезозойския разрез, са усложнени от допълнителни разломно-разседни нарушения. В юрско-кредния и палеогенския разрез голяма част от тези нарушения са погребани. Данните от тектонското напукване и физичната анизотропия на различните типове скали в диапазона ранна креда-късен палеоцен свидетелстват за устойчива тенденция на ротация на осите на компресия в тектонското поле на Североизточна България (Shanov, 1990]. Те са добра основа за идентифициране на тектонски нарушения с характеристики на съвременни активни разломи и оценка на възможното им въздействие върху локалните структури.

На базата на сеизмотектонски изследвания в Североизточна България се отделят три зони с повишена потенциална сеизмичност: Горнооряховска, Шуменска и Калиакренска (Костадинов и др., 1992). Те се характеризират със силна нарушеност на земната кора, като част от разломните дислокации са с неотектонска активност. Налице са също така зони с повишени тангенциални напрежения, по които могат да възникнат нови разломи, генериращи огнища на земетресения. В

тези сеизмични зони попада по-голямата част от изучаваната територия, с изключение на североизточните участъци от Северобългарския свод.

Хидрогеоложки предпоставки

В изучаваната територия от Североизточна България интерес представляват девонският, триаският, средноюрският и палеогенските водоносни комплекси, тясно свързани с развитието на отделените перспективни природни резервоари.

Девонският водоносен комплекс в централната и източната част на Северобългарския свод, който е изграден от карбонатни скали, е свързан с едноименните резервоарни системи. Водите са с минерализация от 2 до 30 g/l. Те са напорни, пукнатинно-карстови. Приведените към прясна вода пиезометрични нива закономерно се изменят от + 54.8 m до +16.5 m. Водите са слабообилни, хлоридно-натриев тип. Коефициентът на филтрация е нисък (около 10⁻² m/d).

Долно- и среднотриаските водоносни комплекси от западната част на Северобългарския свод и Александрийската депресия имат близка хидродинамична характеристика. Пясъчниците (долен триас) и варовиците и доломитите (среден триас) имат ниска хидропроводимост (от 0.3 до 5.6 d cm/cP). Дебитите се изменят в границите от 2.4 до 50 m³/d. Пиезометричните нива са от -30 до -47 m. По химичен състав долнотриаските води са солени, минерализирани (от 30 до 65 g/l). Водите са хлор-калциев тип. Високо е съдържанието на стронций, желязо, бром, йод, метаборна киселина и амоний, което е доказателство за добра закритост на водоносните тела. В среднотриаския комплекс има добре изразена вертикална хидрохимична зоналност (минерализацията нараства от 21 до 77 g/l).

Средноюрският комплекс съдържа водоносни хоризонти в западната част на Северобългарския свод и Александрийската депресия, а във Варненската моноклинала той е труднопроницаем (водоупор). Водоносни са пясъчниците, от които са получени протоци с променливи дебита – от 3.4 до 47 m³/d. Пиезометричните нива са от - 4.8 до 52 m. По химичен състав водите в долната част на средноюрския комплекс са минерализирани – от 15.9 до 26.3 g/l. Те са от хлор-калциев и хлор-магнезиев тип. Съдържат микрокомпонентите йод, бром, бор, амоний и др., което е доказателство за закритост на водоносните пластове. В горната част на комплекса водите са с близки параметри до тези от горноюрско-долнокредния карбонатен комплекс, поради хидродинамичната връзка между тях.

Водоносните тела и хоризонти в еоценския разрез на Долнокамчийското понижение са интересни от гледна точка на техните капацитивни и продуктивни възможности. Изграждащите ги теригенни и теригенно-карбонатни скали имат относително добра проводимост. Ориентировъчните стойности са в границите от 5-10 до 30-40 m²/d. Отсъстват представителни данни за пиезометричните нива. Очакваните стойности при условия на водонапорен режим са от порядъка на десетки метри над морското равнище. По химичен състав водите са солени, с обща

минерализация от 8-10 до 40-50 g/l. Главни компоненти са хлоридите на натрия. Сулфатредукционни процеси обуславят много ниско съдържание на сулфати и относително повишено съдържание на бикарбонати. Високо е съдържанието на йод (от 10-12 до 35-50 mg/l) и бром (до 50-60 mg/l). Водите се характеризират с повишена до висока температура. Според дълбочината на залягане на водоносните тела и въздействието на конвективен пренос на топлина от по-дълбоките нива, пластовите температури на водите се изменят в границите от 30 до 65°C. Високата и относително устойчива във времето минерализация в южните и централните части на понижението е доказателство за добра изолираност на водоносните тела и структурите от атмосферно-инфилтрационния водообмен.

В долните нива на олигоценския разрез са идентифицирани малки по обем водоносни тела, вместиени в доминиращите в разреза глинести седименти.

Долноеоценският водоносен хоризонт във Варненската моноклинала се характеризира с относително високи вместимостни и филтрационни характеристики на изграждащите го теригени и карбонатни скали. В целия си обхват водоносният хоризонт е в режим на активен водообмен и инфилтрационно атмосферно подхранване. Това обуславя ниска минерализация на водите и понижено присъствие на хлоридни компоненти. В обхвата на южната част на Авренското стъпало водоносните хоризонти не са засегнати от разломно-разседни дислокации и имат надеждни горни и долни водоупори.

Олигоценските водоносни тела от Варненската моноклинала са привързани към локално развити проницаеми тела и са с добра хидрогеоложка закритост.

Основни резултати

На базата на анализа и оценката на геоложките условия за съхраняване на природен газ и CO₂ във водоносни формации в райони от Североизточна България (Варненската моноклинала, Долнокамчийското понижение, Северобългарския свод и Александрийската депресия), са идентифицирани перспективни водоносни структури, които представляват потенциални хранилища на природен газ и CO₂. Те са привързани към различни стратиграфски нива – от девона до горния еоцен. Дълбочината им варира в граници от 500 до 1700 m.

Локалните структури и свързаните с тях природни капани са от различен тип – структурни (антиклинални или брахиантиклинални) или литоложки ограничени. По предварителни оценки те отговарят на изискванията за съхраняване на природен газ и/или CO₂ във водоносни структури. В границите на идентифицираните перспективни структури в редица случаи са дефинирани повече от един природни капани, с различна стратиграфска привързаност.

Колекторните задруги, с които са свързани перспективните природни капани, са изградени от теригени или карбонатни скали. Теригенните колектори са от порен тип. По прогнозни оценки техните количествени

показатели са в границите на основните критериални изисквания. Значителната литоложка изменчивост определя вариациите на вместимостните и филтрационните им свойства. Порестостта е в границите от 5 до 30%, като преобладаващите стойности са между 15 и 20%. Проницаемостта се изменя от няколко единици до няколко стотици милидарси. Ефективната дебелина на колекторните задруги в отделните природни капани е от 10 до 70 m. Прогнозният капацитет варира в широки граници – от няколко десетки до няколко стотици млн. t, по отношение на CO₂ и от няколко стотици млн. m³ до няколко млрд. m³, по отношение на природния газ.

Карбонатните колектори, с които са свързани част от перспективните природни капани, са от смесен тип, най-често порно-каверново-пукнатинен. Те се характеризират с ниски вместимостни показатели (пукнатинно-каверновата вместимост не превишава 1%) и с благоприятни филтрационни качества. Поради значителната дебелина на карбонатните колекторни задруги прогнозният капацитет на природните капани достига няколко стотици млн. t по отношение на CO₂. Тези структури не се препоръчват за съхраняване на природен газ.

В палеозойския разрез са отделени две перспективни структури, разположени в североизточната част на Северобългарския свод. Те са свързани със средно- и горнодевонските карбонатни колектори.

В мезозойския разрез са идентифицирани две перспективни структури. Едната се намира в южната част на Варненската моноклинала и е свързана с перм-триаските кластични проницаеми седименти. Другата обхваща участъци от западната част на Северобългарския свод и южната част на Александрийската депресия. В нея са установени три природни капана, свързани с кластичните и карбонатните долнотриаски, среднотриаски и средноюрски колекторни задруги.

В терциерния разрез са отделени три перспективни структури. Едната се намира в южната част на Варненската моноклинала и в нея кластичните колектори са с долноеоценска възраст. Другите две са разположени в южната част на Долнокамчийското понижение. В тях колекторите са представени от пясъчниците и варовиците на средноеоценско-горнокредните седименти и от пясъчниците на горния еоцен.

Перспективните водоносни структури в палеозойския и мезозойския разрез се препоръчват основно за съхраняване на CO₂, а тези от терциерния разрез – за съхраняване на природен газ.

За всяка една от перспективните водоносни структури и свързаните с тях природни капани са оценени основните прогнозни показатели на потенциалните хранилища на природен газ и CO₂.

Литература

Балинов, В. 1975. *Филтрационни и вместимостни свойства на естествените проницаеми среди и закономерности в тяхното изменение и*

- разпространение в мезо-каинозойските отложения от Северна България. Автореф. докт. дис., С., ВМГИ.
- Балинов, В., Р. Венева, Е. Дешев. 1977. Оценяваща схема и литолого-физична характеристика на поровите колектори в Северна България. – *Нефтена и възлищна геология*, 6, 41-52.
- Балинов, В., М. Дончева, Е. Занева-Добранова. 2007. Геоложки предпоставки за съхраняване на природен газ във водоносни структури в палеогенския разрез от Варненската моноклинала и Долнокамчийското понижение (принципи и методични подходи). – *Год. МГУ*, 50, св. I, *Геология и геофизика*, 9-14.
- Балинов, В., Е. Занева-Добранова, М. Дончева. 2008а. Геоложки предпоставки, принципи и критерии при идентифицирането на перспективни геоложки структури за подземно съхраняване на въглероден диоксид (CO₂) в България. – *Год. МГУ*, 51, св. I, *Геология и геофизика*, 10-15.
- Балинов, В., М. Дончева, Е. Занева-Добранова. 2008б. Методични подходи при идентифициране на перспективни водоносни структури за съхраняване на въглероден диоксид. – *Научно-техническа конференция с международно участие "Нефтегазоносна перспективност на Балканско-Черноморския регион"*, Варна, 172-180.
- Боков, П., Х. Чемберски (ред.). 1987. *Геоложки предпоставки за нефтегазоносността на Североизточна България*. С., Техника, 332 с.
- Дешев, Е. 1976. *Колектори и флуидопори в отложенията на палеогена от Североизточна България, във връзка с тяхната нефтегазоносна перспективност*. Дисертация. С., ВМГИ.
- Йорданов, Й., В. Балинов, Е. Дешев, И. Сапунджиева. 1985. О методике количественной оценки изолирующих свойств труднопроницаемых пород. – *Неф. и възл. геол.*, 21, 34-41.
- Калинко, М. (ред.). 1976. *Геология и нефтегазоносность Северной Болгарии*. М., Недра, 242 с.
- Костадинов, Я., С. Шанов, Ю. Карагюлева. 1992. Сейсмотектоническое прогнозирование и районирование Северо-Восточной Болгарии. – *Geologica Balcanica*, 22, 1, 83-104.
- Chadwick, A., R. Arts, C. Bernstone, F. May, S. Thibean, P. Zweigel (Eds.). 2007. *Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers*. – Observations and guidelines from the SACS and CO₂ STORE projects.
- Metz, B., O. Davidson, H. Coninek, M. Loos, L. Meyer (Eds.) 2005. *Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge University Press, New York.
- Shanov, S. 1990. Tectonic stress fields in Northeast Bulgaria. – *Geologica Balcanica*, 20, 4, 37-47.

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