

Сравнителен анализ на условията на екраниране на нефтените и газовите залежи в Северна България

В. Балинов,¹ В. Трошанов,¹ Ем. Дешев,¹ Й. Йорданов,¹
Ив. Сапунджиева²

¹ Висш минногеоложки институт, 1156 София

² Тематична група по нефтена геология при КГ, 1505 София

V. Balinov, V. Troshanov, E. Deshev, J. Jordanov, I. Sapundzhieva — A comparative analysis of the screening conditions in oil and gas deposits on North Bulgaria. Based on the results of studies on the screening conditions of oil- and gas accumulations on the territory of North Bulgaria the most general regularities are derived and quantitative and qualitative criteria for evaluation of the isolating properties of hardly permeable rocks are proposed. A number of indices are used which characterize the geological and industrial features of the occurrences and the isolating properties of the overlying hardly permeable rocks.

Several types of sections are distinguished which define different screening conditions: Ist type — alternation of hardly permeable and permeable rocks of which the proper screening varieties directly overlay the deposit; IInd type — the proper screening rocks are located at a definite distance above the hanging wall of the productive horizon; IIIrd type — alternation of hardly permeable sediments (bodies) with higher thickness which independently can not screen the deposit but as a whole they define the conditions of its formation; IVth type — mixed screening.

Проведените през последните години комплексни обобщения върху фактическия материал от нефтопроучвателните работи в нашата страна (К а л и н к о, ред., 1976; С а п у н д ж и е в а, 1978; А т а н а с о в, 1980; М а н д е в и Н а ч е в, 1981, и др.) предоставиха възможност за редица широкообхватни изследвания върху проникваемите и труднопроникаемите комплекси в разреза на Северна България. Те обхващат в най-общ вид литоложките особености на скалите, генезиса и пространственото изменение на техните вместимостни и филтрационни свойства, хидрогеологията и геохимията на системата „скала—флуид“, както и специални изследвания върху условията и механизма на екраниране на някои от установените у нас нефтени и газови залежи (Д е ш е в и др., 1978; С а п у н д ж и е в а и др., 1981).

На базата на данните, получени от изследването на условията и механизма на екраниране на нефтогазовите натрупвания у нас, в настоящия труд са изведени най-общите закономерности и са обосновани количествени и качествени критерии за оценка на изолиращите свойства на труднопроникаемите тела. Получените резултати имат важно значение при изучаване не само на изолиращите скали от разреза на фанерозоя в Северна България,

но и при научното прогнозиране на перспективни в нефтогазоносно отношение територии.

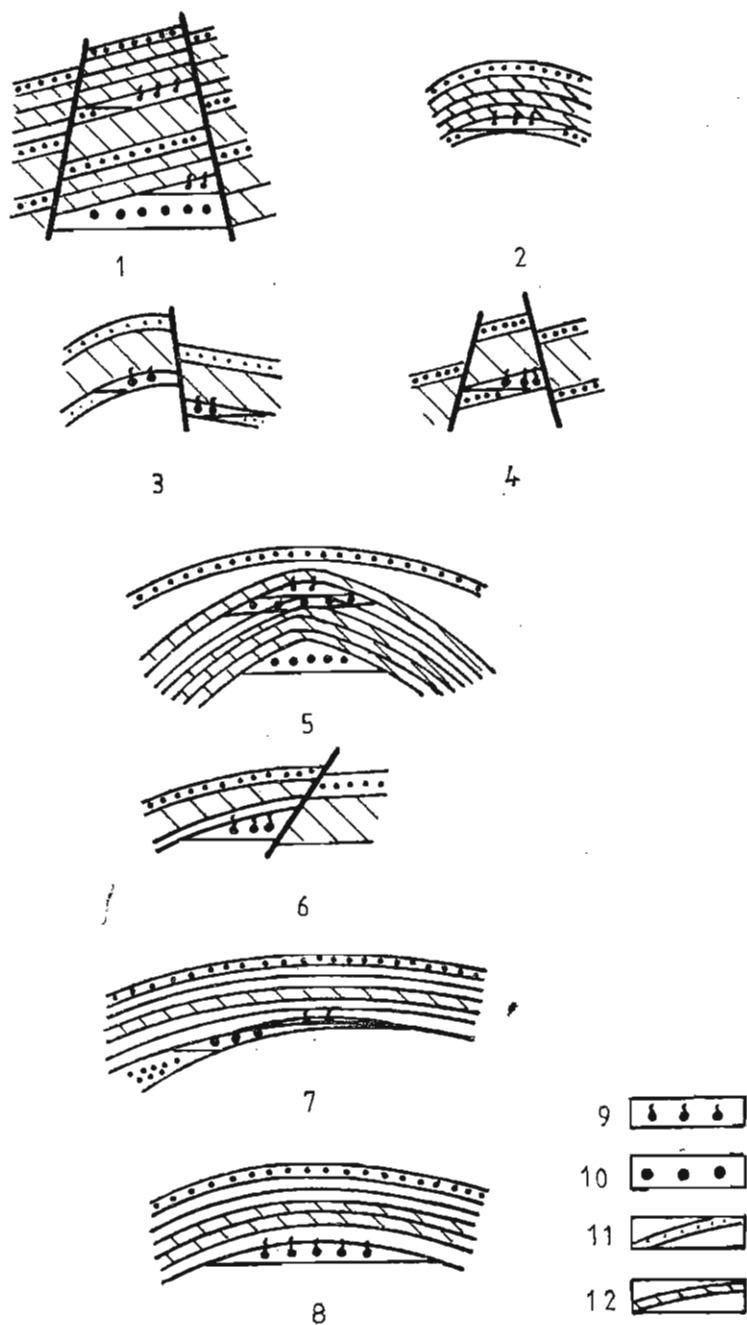
При анализа и обобщаването на данните относно условията на екраниране на въгледородните залежи е използван комплекс от показатели, характеризиращи техните геолого-промишлени особености и изолиращите свойства на покриващите ги труднопроницаеми скали. Използуваните за целта количествени и качествени показатели, както и методиката за тяхното определяне са изложени в отделни публикации на колектива (Б а л и н о в и др., 1978, 1981).

Установените на територията на Северна България нефтени и газови залежи са от структурен тип (пластови и масивни). Някои от тях са усложнени от стратиграфски несъгласия и разломни нарушения. Привързани са към различни стратиграфски нива на мезокайнозой: долен, среден и горен триас, долна юра, долна креда (валанжин) и палеоген. По своето фазово състояние те се отнасят към газовите (Крапец, Блатница, Българево, Камчия, Тюленово), газокондензатните (Чирен, Деветаки, Долни Дъбник), нефтените (Долни Дъбник, Горни Дъбник, Писарево, Долни Луковит). В литоложко отношение продуктивните хоризонти са представени от карбонатни (варовици, доломити и преходни литоложки разновидности), теригенни (пясъчници и алевролити) и смесени (теригенно-карбонатни) типове скали (К а л и н к о, ред., 1976). Залежите са вместени в различни типове колектори: порови, порово-пукнатинни и порово-каверново-пукнатинни. По своите вместимостни и филтрационни свойства те са твърде разнообразни, но преобладават скалите със средни и ниски стойности на оценяващите показатели. Режимът на залежите е също разнообразен: водонапорен, еластично-водонапорен, газов и режим на разтворения газ. Височината на газовите и газокондензатните залежи варира от 19 до 334 m; на нефтените — от 139 до 312 m, а на газонефтените — от 48 до 65 m. В зависимост от състава и термобаричните условия плътността на пластовия нефт се изменя от 629 до 917 kg/m³, а плътността на газа спрямо въздуха — от 0,56 до 0,80. Амплитудата на структурите се изменя от 40 до 680 m с коефициент на запълнение от 0,14 до 1. Пластовото налягане на контакта въгледороден флуид—вода се изменя от 1,5 до 33,97 МРа (К а л и н к о, ред., 1976).

Превишаващото налягане, с което залежите въздействуват върху покриващите ги наслаги, се изменя в твърде широки граници. Минимална е неговата стойност за Крапецкия газов залеж (0,177 МРа) (Д е ш е в и др., 1978), а максимална за Чиренския газокондензатен залеж — 2,34 МРа (С а п у н д ж и е в а и др., 1980).

В разреза на труднопроницаемите наслаги, залегащи над промишлените въгледородни акумулации, участвуват едновъзрастни или разновъзрастни скали с еднакъв, близък или разнороден състав, с дебелина от 30 (Блатница) до повече от 500 m (Чирен). Така например труднопроницаемите наслаги, покриващи продуктивния хоризонт в Крапецката, Българевската и Тюленовската (олигоценски залеж) структура, са изградени от сравнително еднородни в литоложко отношение скали (глини и мергели), които формират труднопроницаем разрез с дебелина от 30 до 200 m. Сравнително по-голямо е разнообразието на труднопроницаемите наслаги, залегащи над въгледородните акумулации в Деветашкия и Тюленовския (валанжински) залеж, Долнодъбнишкия газокондензатен залеж и натрупванията в пределите на Камчийското понижение. Те са представени от различни типове скали, които включват по няколко труднопроницаеми пачки с дебелина от 50 до 400 m.

Още по-нееднородни в литоложко отношение са труднопроницаемите наслаги, покриващи Чиренския, Долнодъбнишкия (нефтен), Горнодъбниш-



Фиг. 1. Схема на условията на екраниране на нефтените и газовите залежи на територията на Северна България
 1 — Тюленово (I тип); 2 — Блатница (I тип); 3 — Крапец (I тип); 4 — Българево (I тип); 5 — Д. Дъбник (I тип); 6 — Деветаци (II тип); 7 — Д. Луковит (II тип); 8 — Чирен (I тип); 9 — газ; 10 — нефт; 11 — проницаеми наслаги; 12 — екраниращи наслаги

Таблица 1

Геолого-промишлена характеристика и условия на екрани-

Въглеводороден залеж	Геолого-промишлена характеристика					
	стратиграфска принадлежност	тип на залежа по условията на залегане	амплитуда на структурата, m	етаж на газо-нефтоносност, $\frac{h_r, h_n}{h_r + h_n}, m$	коэффициент на запълване	превишаващо налягане, МПа
Блатница	P_{g3} — I п.	пластов, сводов	136	$\frac{19, —}{19}$	0,14	0,186
Тюленово	P_{g3} — I п.	пластов, тектонски екраниран	$>60^a$	$\frac{32, —}{32}$	$<0,53$	0,314
Тюленово	K_1^V	масивен	>60	$\frac{18,30}{48}$	$<0,80$	0,272
Крапец	P_{g2} — IV п.	пластов, тектонски екраниран	>40	$\frac{21, —}{21}$	$<0,52$	0,177
Българево	P_{g3} — IV п.	пластов, тектонски екраниран	>80	$\frac{24, —}{24}$	$<0,30$	0,235
Д. Дъбник	T_3^K — XII п.	пластов, сводов	300	$\frac{—, 83}{83}$	0,28	0,945
Д. Дъбник			350	$\frac{—, 312}{312}$	0,89	1,04
Г. Дъбник	T_2 — VII п.	масивен	143	$\frac{—, 139}{139}$	0,97	0,46
Деветаци	T_2 — VII — VIII п.	масивен	300	$\frac{248, —}{248}$	0,83	1,6
Д. Луковит	J_1 — II п.	пластов, сводов, литоложки екраниран	65	$\frac{5,60}{65}$	1	0,263
Чирен	$T_1T_{2,1}$	масивен	680	$\frac{334, —}{334}$	0,49	2,94

кия и Писаревския залеж. Те са изградени от различни и често редуващи се литоложки типове скали, които формират труднопроницаеми задруги с обща дебелина от 80 до 540 m. Характерна особеност за някои части от разрезите са честите литолого-фациални изменения в хоризонтална посока, което е съпроводено с литоложки преходи и изменения на физичните свойства на скалите (К а л и н к о, ред., 1976).

Стойностите на основните физични параметри на труднопроницаемите наслаги, които определят техните изолиращи свойства (проницаемостта и налягането на пробива), се изменят в широки граници. Така например по данни от лабораторните изследвания абсолютната проницаемост на различните литотипове труднопроницаеми скали се изменя от 10^{-16} до $10^{-21} m^2$, а налягането на пробива — от 0,15 до 15 МПа (табл. 1).

ране на нефтените и газовите залежи

Характеристика на екраниращите наслаги

стратиграфски обем	основни литоложки типове	дебелина, м	абсолютна проницаемост, m ²	налягане на пробива, MPa
IV п. д. ч.	глини	6—26	— — —	— —
III п.	мергели	7—32	6.10 ⁻¹⁷ —10 ⁻¹⁹	1,25 — 5
P _{г3} II п.	глини	8—23	— — —	0,25 — 5
IV п. д. ч.	глини	6—26	— — —	— —
III п.	мергели	6—15	6.10 ⁻¹⁷ —10 ⁻¹⁹	1,25 — 5
P _{г3} II п.	глини	16—32	— — —	0,25 — 5
кампан сантон	гл. варовици и мергели варовици	20 — 25 9 — 12	10 ⁻¹⁷ —10 ⁻¹⁸ 7.10 ⁻¹⁵ —10 ⁻¹⁷	0,52—2,75 0,52—1,05
P _{г3} — IV п. горна част	глини	40—60	— — —	— — —
P _{г3} — IV п. г. ч., V + VIII п.	глини	>200	— — —	— — —
T ₃ ⁿ — XIII п.	доломити анхидрити	80 — 130	7,5.10 ⁻¹⁹ — 9.10 ⁻²⁰	до 6
T ₃ ^k — XI п.	аргилити			
T ₂ ^l — VIII + X п.	гл. варовици варовици доломити	100—160	2,6.10 ⁻¹⁸ — 1,9.10 ⁻¹⁹	0,56 — 2,24
J ₁ — III — IV п.	гл. варовици мергели аргилити алевролити	220—300	8,3.10 ⁻¹⁷ — 2,2.10 ⁻²⁰	0,5 — 3,25
J ₂ — V п.	аргилити	16 — 23	10 ⁻¹⁷ — 10 ⁻²¹	0,4 — 4,2
J ₂ — VI п. V п.	гл. алевролити, аргилити аргилити с прослойки от алевролити	60—130	1,3.10 ⁻¹⁸ — 10 ⁻²¹	0,15 — 15

Анализът на резултатите от комплексното изследване на конкретните въгледородни залежи у нас позволява да се набележат няколко типови разреза, определящи различните условия на екраниране: I тип — последователно редуване на труднопроницаеми скали, от които собствено екраниращите залежат непосредствено над въгледородната акумулация; II тип — последователно разположение на труднопроницаеми наслаги, от които собствено екраниращите отстоят на определено разстояние от горнището на продуктивния хоризонт; III тип — последователно разположение на труднопроницаемите наслаги (тела) с повишена дебелина, които самостоятелно не могат да екранират залежа, но съвместно те обезпечават условия за неговото формиране; IV — смесен тип екраниране, обусловено както от последователното редуване на непроницаеми и проницаеми наслаги, така и от структурните условия.

Формулираните основни типове екраниране често се разкриват под формата на модификации, съществуването на които произтича от специфичните условия на конкретните въгледородни залежи.

Първият тип екраниране (разрез) е характерен за по-голямата част от въгледородните залежи на територията на Северна България: Блатнишки, Крапецки, Тюленовски (газонефтен), Долнодъбнишки и Горнодъбнишки (фиг. 1). Най-широко разпространен е случаят, когато екраниращите наслаги се характеризират с относително литоложко еднообразие и формират екранираща пачка, под която непосредствено заляга продуктивният хоризонт. За условията на Северна България този случай е характерен за теригенните наслаги на палеогена от Североизточна България, където са установени няколко газови акумулации. Българевският и Крапецкият газов залеж в олигоцен се екранират от глинести скали с олигоценска възраст, чиято дебелина варира от 40 до 200 m. С аналогична възраст и неголяма дебелина са и екраниращите скали от Тюленовския и Блатнишкия газов залеж. Те представляват задруга от монолитни глини с включен в тях мергелен хоризонт. От общата дебелина на задругата (30—70 m) мергелният хоризонт заема 8—12 m. Налигането на пробива на глините достига 5 МПа. То е значително по-високо от превишаващото налягане на залежите (0,186—0,314 МПа), което определя високата надеждност на екранирането (Дешев и др., 1978).

В състава на екраниращата задруга на Тюленовския газонефтен залеж участвуват варовиците на сантона и глинесто-варовитите до мергелни наслаги на кампана, които образуват екраниращо тяло с обща дебелина от 30 до 37 m. В регионален план те принадлежат на труднопроницаемия комплекс, включващ седиментите на сенона, горния палеоцен и средния еоцен.

Екраниращите наслаги над Долнодъбнишкия газокондензатен залеж са представени от доломит-анхидритната серия на нора, скалите на която се характеризират със сравнително високи изолиращи качества (налягането на пробива достига 6 МПа) и имат дебелина от 80 до 130 m. Те представляват част от „средния“ регионален труднопроницаем комплекс, в горнището на който се разкриват карбонатно-теригенните седименти на мизийската група (рет, XIV—XVIII пачка). Съпоставяйки изолиращата способност на доломит-анхидритната пачка с превишаващото налягане на залежа (0,95 МПа), може да се направи извод, че при аналогични условия тя може да екранира газови акумулации със значително по-големи мащаби (Сапунджиева и др., 1981).

С по-голямо разнообразие се характеризират скалите, екраниращи Долно- и Горнодъбнишкия нефтен залеж (фиг. 1). В техния стратиграфски обем участвуват седиментите на ладина (Белимелска свита, VIII, IX и X пачка), представени главно от аргилити. Посочените литоложки пачки по своите изолиращи свойства се окачествяват и като самостоятелни екраниращи тела с дебелина от 100 до 160 m. От изграждащите разреза литоложки разновидности най-надеждна екранираща характеристика имат аргилитите, чието налягане на пробива достига 1,4 МПа. При конкретните условия на съществуване на залежите (превишаващо налягане съответно 1,04 и 0,46 МПа) съотношението на налягането на пробива и превишаващото налягане обезпечава надеждно екраниране (табл. 1).

Вторият тип разрез по условия на екраниране е характерен за Долнолуковитския, Чиренския и Деветашкия залеж, които се екранират от труднопроницаема задруга, в стратиграфския обем на която участвуват разнотипни теригенно-карбонатни скали на долната (III—VII пачка) и средната (VIII пачка) юра.

Залягащите над залежите наслаги на долната юра (глинести, алевритови и чисти варовици, глинести алевролити и аргилити — III и IV пачка) поради своята напуканост не могат самостоятелно да екранират въгледородната акумулация. По всяка вероятност подобна е ролята и на по-слабо изучените глинести варовици, алевролитите и алевритовите аргилити на VI, VII и VIII пачка. Към надеждно изолиращите са отнесени само аргилитите на V пачка, които се приемат за основно изолиращи и отстоят на 60 до 100 m от въгледородната акумулация. При конкретните условия (превишаващо налягане 0,263 МПа) труднопроницаемите наслаги на III и IV пачка, чиято дебелина съставлява 60—100 m, се отнасят към „междинните“ и заедно с екраниращата V пачка с дебелина 16—23 m образуват екраниращата задруга. Дебелината на последната варира от 60 до 120 m и представлява част от зонална труднопроницаема задруга, чиято обща дебелина се изменя от 190 до 290 m.

Със значителна дебелина (от 200 до 540 m) и твърде голямо литоложко разнообразие се характеризира труднопроницаемата задруга, покриваща Чиренския газокондензатен залеж (фиг. 1), който е привързан към хетерогенен в стратиграфско и литоложко отношение продуктивен хоризонт (долен, среден триас и долна юра). Разглежданият залеж се характеризира с най-голяма височина (334 m) и превишаващо налягане 2,94 МПа. Това обуславя високите изисквания към покриващите го скали. Залягащите непосредствено над въгледородната акумулация наслаги на тоарса (IV пачка) с дебелина от 35 до 106 m не отговарят на тези изисквания поради резките фациални изменения и сложните пространствени взаимоотношения на разнотипните в литоложко отношение и изолиращи свойства скали (глинести варовици, органични варовици, мергели, аргилити, алевролити). Ролята на екраниращи наслаги изпълняват аргилитите на V пачка и вероятно глинестите алевролити на VI и VII пачка с дебелина от 180 до 400 m. Налягането на пробива за аргилитите на V пачка достига 15 МПа. Залягащите над тях труднопроницаеми наслаги на VIII пачка също не могат самостоятелно да екранират залежа, поради което не са включени в екраниращите наслаги.

Наслагите в основата на долната юра, покриващи Деветашкия залеж, са представени от варовити алевролити, алевритови варовици и отчасти глинести варовици със сумарна дебелина до 20 m. Скалите са слабо глинести и напукани, което обуславя техните ниски изолиращи свойства. Залягащите обаче над тях наслаги, представени от незакономерно редуване на глинести алевролити, алевритови мергели, глинесто-аледритови варовици и аргилити, се характеризират с относително по-високи стойности на оценяващите показатели и се явяват основното екраниращо тяло. За преобладаващата част от литоложки разновидности налягането на пробива (до 5 МПа) е по-високо от превишаващото налягане на залеж (1,6 МПа), при което са налице условия на надеждно екраниране.

Газовата акумулация в Долнокамчийското понижение е привързана към най-долната проницаема част на горния еоцен. Непосредствено залягащите над нея горноеоценски мергели с дебелина от 80 до 300 m се отличават с понижени и ниски изолиращи свойства. Проведените изследвания в района (Велев, 1979) установяват вертикална зоналност в разпределението на компонентния състав на газовите смеси в целия разрез на палеогена. Докато акумулацията в основата на горния еоцен има газокондензатен характер, газовите прояви, установени като разтвор на въгледородни газове в по-горните водоносни хоризонти на палеогена, показват закономерно обедняване по отношение на по-тежките фракции, което се обяснява с по-

ниската им миграционна способност. Това вероятно е свързано с дифузионното разсейване през труднопроницаемите скали, притежаващи незадоволителни изолиращи свойства. Този процес се благоприятствува и от ефузионното разсейване на въгледородите през множеството „литоложки прозорци“, чрез които се осъществяват сложни пространствени връзки с по-горележащите проницаеми хоризонти, включително до неогена.

Подобна обстановка дава основание този случай да бъде отнесен към III тип на екраниране, при който фактически отсъствуват труднопроницаеми скали със задоволителни качества и е налице процес на разсейване на газова фаза на въгледородите.

В природата е възможно съвместно присъствие на посочените типове екраниране в рамките на една нефтогазоносна площ. Типичен пример в това отношение е Писаревският газокондензатен залеж. Последният е от масивен тип, усложнен от стратиграфски несъгласия и разломни нарушения. Привързан е към колекторите от най-горната част на аниза. В зоната на частичен до пълен размив на най-високоиздигнатите участъци на старокимерския релеф проницаемите анизки наслаги се покриват непосредствено от долноюрските органогенни варовици на Долнолуковитския член от Озировската свита, които са отнесени към колекторите от най-нисък клас (Дешев и др., 1981). Над тях заляга аргилито-алевритовата серия на Букуровския член от Озировската свита, притежаваща надеждни изолиращи качества, т. е. екраниране от втори тип.

В зоната на отсъствие на размив колекторите се покриват непосредствено от труднопроницаемите наслаги на горния триас, дебелината и стратиграфският обем на които нарастват в южна посока. Техните изолиращи качества са слабо изучени, но по аналогия с Долнодъбнишкия залеж може да се очаква, че същите са достатъчно надеждни (I тип екраниране).

Анализът на условията на екраниране на известните у нас нефтени и газови залежи показва, че в разреза на мезозоя от Северна България отсъствуват регионално разпространени, издържани по дебелина и изолираща характеристика геоложки тела. За покривка над залежите служат най-често аргилити, глинести алевролити, глинести варовици, които формират изолиращи тела с ниски и средни стойности на оценяващите показатели, характеризиращи се също с повишена склонност към пукнатинообразуване. Основна причина за регионалното разпространение на геоложки тела с подобни изолиращи свойства е интензивното и повсеместно развитие на разломната тектоника, както и честите прекъсвания в седиментацията. Съвместното влияние на посочените основни фактори обуславя разнообразието в условията и механизма на екраниране на нефтените и газовите залежи на територията на Северна България.

Л и т е р а т у р а

- А т а н а с о в, А н т. (ред.). 1980. *Нефтогазоносност на Предбалкана*. С., Техника. 206 с.
- Б а л и п о в, В. С., Е м. Д е ш е в, В. Т р о ш а н о в, Й. Й о р д а н о в, И в. С а п у н д ж и е в а, В. В е л е в. 1978. Относно методиката на комплексното обобщаване на геоложката информация във връзка с изясняване на условията и механизма на екраниране на въгледородните залежи. — В: *Юбил. сб. „25 год. ВМГИ“*. С., 224—234.
- Б а л и п о в, В. С., Е м. Д е ш е в, Й. Й о р д а н о в, И в. С а п у н д ж и е в а, В. Т р о ш а н о в. 1981. Методика на комплексното обобщаване на геоложката информация при изучаване на труднопроницаемите наслаги в Сев. България. — В: *Юбил. сб. „20 год. НИС при ВМГИ“*. С., 95—107.

- Велев, В. 1979. Характеристика на природните газови смеси в палеогена на Долнокамчийското понижение. — *Нефтена и въгл. геол.*, 11, 3—17.
- Дешев, Е.м., В. Трошанов, В. Балинов. 1978. Условия на екраниране на нефтените и газови залежи в Причерноморска Добруджа. — В: *Юбил. сб. „25 год. ВМГИ“*. С., 234—242.
- Дешев, Е.м., Ив. Сапунджиева, Ал. Султанов, В. Балинов, Й. Йорданов, Т. Копоев, Сл. Йорданова. 1981. Закономерности в разпространението на труднопроницаемите наслаги в долносредноюрския разрез на Сев. България. — В: *Юбил. сб. „20 год. НИС при ВМГИ“*. С., 109—121.
- Калинко, М. К. (ред.). 1976. *Геология и нефтегазоносность Северной Болгарии*. Тр. ВНИГНИ. М., Недра. 241 с.
- Мандев, П., Ив. Начев (ред.). 1981. *Геология и нефтогазоносност на Североизточна България*. С., Техника. 134 с.
- Сапунджиева, Ив. 1978. По въпроса за регионалните изолиращи задруги в мезозойските седименти на Сев. България. — *Сп. БГД.*, 1, 51—59.
- Сапунджиева, Ив., Р. Венева, В. Балинов. 1980. Условия на екраниране на Чиренския газокондензатен залеж. — *Нефтена и въгл. геология*, 12, 16—28.
- Сапунджиева, Ив., Р. Венева, Й. Йорданов. 1981. Условия на екраниране на въгледородните залежи в Горнодъбнишкото и Долнодъбнишкото находище. — *Нефтена и въгл. геология*, 14—15, 74—85.

(Постъпила на 16. IX. 1982 г.)