

## РАЗВИТИЕ НА ДОБИВА НА НЕФТ И ГАЗ В БЪЛГАРИЯ

Р. РАДЕВ\*, И. ЛАЗАРОВ<sup>1</sup>, Г. БЕЛЧЕВ<sup>1</sup>

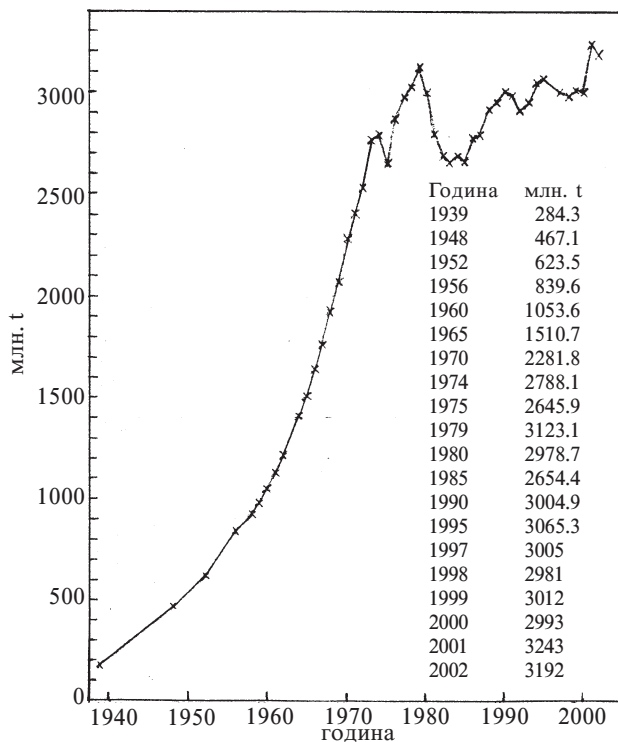
Дружество на нефтохимиците в България, ул. „Г. Раковски“, № 108, 1000 София

Факс: (02) 9879360

<sup>1</sup> АД „Проучване и добив на нефт и газ“, ул. „В. Левски“, № 8, Плевен

## УВОД

Значението на нефта и природния газ за стопанския живот на нашата планета е изключително. Сега без тях човечеството трудно би се справило, тъй като нефтът осигурява около 40%, а природният газ около 23% от първичните енергийни ресурси (ПЕР) на света. За нашата страна те също имат голямо значение. Делът на течните горива в националния енергиен баланс през 1985 г. е бил 43.6%, през 1989 г. – 41.7%, а през 1999 г. – 29.9%. За природния газ тези цифри са съответно 12.8, 15.5 и 17.1%, т.е. нефтът и газът заедно осигуряват около 50% от ПЕР [1]. Освен като важен енергиен източник, те са и основна суровина за химическата и други промишлености. Завладяването на ресурсите от нефт и природен газ е един от основните фактори в световната политика и е поразил много военни конфликти, политически и икономически кризи.



Фиг. 1. Световен добив на нефт

Голямото значение на нефта и природния газ за световната икономика стимулира бързото увеличаване на добива им в света. През последните 50–60 години добивът на нефт нарастваше с много високи темпове (фиг. 1). Вижда се, че от 284.3 млн. т през 1939 г. достигна 3123.1 млн. т през 1979 г. Сега той се задържа на около 3 млрд. т годишно. Подобна е картината и за природния газ.

Установените световни запаси към 31.12.2002 г. възлизат на 164.4 млрд. m<sup>3</sup> (около 135 млрд. т) нефт и на 174 трилиона m<sup>3</sup> природен газ [2]. Вижда се, че тези природни въглеводороди и през настоящия век ще играят основна роля като енергоизточник и суровина за преработване.

Осигуреността с нефтени запаси (текущите запаси към текущия годишен добив) средно за света (към 2000 г.) е 40 години. С най-голяма осигуреност (над 100 г.) са Ирак, Кувейт и други, с най-малка (4–5 години) – България, Холандия, Великобритания. Трябва да се има предвид, че в бъдеще се очаква откриване на нови залежи, особено в акваториите на моретата и океаните. Голяма надежда поражда и наличието на метанхидрати в тях.

През последните десетина години се забелязва стагнация в ръста на световните запаси (след максимума на откритията около 1962 г.). В някои случаи – например през 1996 г. – световните запаси намаляха с около 16% поради преоценяването на запасите, което бе извършено в редица страни.

## ПРОУЧВАНИЯ ЗА НЕФТ И ГАЗ В БЪЛГАРИЯ

Проучванията за нефт и газ у нас започват след 1927 г., когато при сондажни работи в гр. Варна (при старата гара) изригва фонтан от газ – метан със солена вода. Проведените след това геологопроучвателни работи в района около Варна, а също и в други части на страната, не дават резултат. Едва през 1949 г. е открит първият малък газов залеж при с. Горен близнак.

Проведените от наши и съветски специалисти нефтопроучватели всеобхватни геологопроучвателни работи във Варненската падина (депресия) в района на Приморска Добруджа доведоха до откриването на 31 май 1951 г. на първия промишлен нефтен залеж при с. Тюленово. По-късно в този район бяха открити и няколко малки газови залежи край селата Дуранкулак, Крапец и Българево, а също така и на юг от Варна при с. Ново Оряхово (Долнокамчийски залеж) [3].

След 1958 г. геологопроучвателните работи се пренасят в Централна и Северозападна България (Мизийската платформа и Предбалкана). В резултат през 1961 г. е открит малък залеж от тежък високосмолист нефт при с. Гиген, неподходящ за добив с конвенционални средства. Големият успех дойде на 28 март 1962 г. с откриване на нефтения залеж при гр. Долни Дъбник. В по-горните му пластове е открит газокондензатен залеж. В непосредствена близост през 1967 г. беше открит нефтен залеж и в района на с. Горни Дъбник. Трите залежа представляват общ експлоатационен комплекс. Около Долнидъбнишкото въглеводородно натрупване са открити

няколко по-малки залежа при с. Писарово, с. Ъглен и малки натрупвания нефт и газ при селата Градина, Бежаново, Беглеж, Бохот.

Проучванията на запад от Дъбнишката акумулация в района на Предбалкана доведоха до откриване през 1963 г. на Чиренския газокондензатен залеж. В този район има още няколко малки газови акумулации при селата Голямо Пещене, Върбица, Бели извор, Врачанско.

През 1969 г. също в Предбалкана, но в Ловешко, бе открито Деветашкото газокондензатно находище с неголеми запаси, но с добра продуктивност. В този район са открити и по-малки газови натрупвания, напр. около Севлиево.

На северозапад от Долни Дъбник на 10 март 1975 г. е открит Долнилуковитският нефтогазов залеж. По-късно в този район са открити още няколко по-малки нефтогазови и газокондензатни залежи (Бърдарски геран, Маринов геран, Бутан, Крива бара, Селановци), повечето с непромишлен характер. В редица други райони на Мизийската платформа и Предбалкана при проучвателните сондажи е получен приток на нефт и газ, но промишлени запаси не са доказани.

Таблица 1. Основни параметри на находищата

№ по ред	Находище	Наситеност	Година на откриване	Дълбочина на залагане, m	Геоложки формации на продукт. хоризонт	Дебелина на продукт. хоризонт, m
1	Горен близнак	газ	1949	380	олигоценски наслаги	
2	Тюленово	нефт	31.05.1951	350-400	валанжски варовици и доломити	38-60
3	Тюленово	газ	1951	130	олигоценски пясъци	20
4	Крапец-Блатница	газ	1955	210	олигоценски отложения	10
5	Долна Камчия	газ+кондензат	23.06.1955	1500-1700	еоценски отложения	40
6	Гомотарци	газ	14.02.1960	100	меотски глинести пясъчници	1
7	Гиген	нефт	1961	960	валанжски варовици	20-30
8	Долни Дъбник	нефт+газ	28.03.1962	3120-3450	сред.триаски варовици и доломити	257
9	Долни Дъбник	газ+кондензат	1962	3100	горнотриаски варовици	83
10	Чирен	газ+кондензат	08.1963	1850-2150	пясъчници на долен триас и варовици от среден триас	300
11	Горни Дъбник	нефт	1967	3350-3490	среднотриаски доломити	40-80
12	Българево	газ	1967	400	глинесто-песъчлив олигоцен	
13	Деветаки	газ+кондензат	1969	3730-3820	сред.триаски варовици и доломити	350-400
14	Долни Луковит	нефт+газ	1975	3200	долноюрски пясъчници и средно и горнотриаски скали	7-22
15	Писарово	газ+конд.+нефт	23.06.1976	3600	доломити на аниза	55 и 20
16	Бърдарски геран	нефт+газ	1978	3300	долноюрски пясъчници	25
17	Д. Луковит-запад	нефт	1982	3200	долноюрски пясъчници	13
18	Староселци	нефт	1986	3200	долноюрски пясъчници	
19	Ъглен	газ	1989	5200	горнотриаски пясъчници	6-12
20	Маринов геран	газ+кондензат	1989	3300	доломити на аниза	20
21	Бутан	газ+кондензат	1989	3400	пясъчници на долна юра	6-10
22	Крива бара	газ+кондензат	1989	3400	пясъчници на долна юра	10-12
23	Галата	газ+кондензат	1969	3600	пясъчници на долна юра	6
24	Селановци	нефт+газ	1994	3200	горнокредни скали	
			1998	3200	среднотриаски карбонати	12

През 1992 г. започнаха геологопроучвателни работи и в шелфа на Черно море, които доведоха до откриване от фирмата „Тексако“ през 1994 г. на газокондензатно находище Галата.

В табл. 1 са дадени геолого-техническите параметри на откритите досега у нас нефтени и газови залежи. Вижда се, че те са на дълбочина от 100 до 5200 m. Геоложката възраст на скалите, в които залягат, са от мезозойска до палеогенска. Литоложкият състав на скалите е в широки граници (варовици, доломити, пясъчници). Запасите на въглеродороди в отделните залежи са в относително широки граници, но в най-долната част на сравнителната скала. Съгласно приетите международни критерии само 4 от нашите залежи се отнасят към групата на „малките“ със запаси от 1 до 10 млн. t въглеродороди. Това са: Тюленово, Долни Дъбник, Долни Луковит, Чирен.

Останалите са със запаси под 1 млн. t. Общата сума на доказаните нефтени запаси е малко над 11 млн. t, а на газовите – около 7 млрд. m<sup>3</sup> [4]. На фиг. 2 е показано разположението на откритите досега залежи. Вижда се, че те са разположени във Варненската падина и в Мизийската платформа между реките Янтра и Огоста.

По технико-икономически показатели находищата се разделят на три групи [5]:

- сравнително високоефективни – Тюленово, Д. Дъбник, Чирен, Българево;
- на границата на ефективността – Г. Дъбник, Деветаки, Д. Луковит, Ъглен, Бутан, Селановци;



Фиг. 2. Залежи от нефт и природен газ в България

Нефтени и нефтогазови залежи (▲): 2 – Тюленово, 7 – Гиген, 8 – Долни Дъбник, 11 – Горни Дъбник, 14 – Долни Луковит, 15 – Писарово, 16 – Бърдарски геран, 17 – Долни Луковит – запад, 18 – Староселци, 24 – Селановци. Газови и газокондензатни залежи (△): 1 – Горен близнак, 3 – Тюленово, 4 – Крапец–Блатница, 5 – Долна Камчия, 6 – Гомотарци, 9 – Долни Дъбник, 10 – Чирен, 12 – Българево, 13 – Деветаки, 19 – Ъглен, 20 – Маринов геран, 21 – Бутан, 22 – Крива бара, 23 – Галата

– нетърговски открития: всички останали, в т. ч. влезлите в експлоатация Крапец–Блатница, Писарово, Б. геран, М. геран, Крива бара.

Оценката на нефтоносния потенциал на България от различни автори е от песимистична до силно оптимистична. Според първите, по-значимите по запаси находища вече са открити. Потенциалните нови открития ще бъдат от „супер-малки“ залежи (под 1 млн. t запаси), на голяма дълбочина (над 3000 m), в нископродуктивни пластове [6]. Според други по-оптимистични прогнози, се смята, че перспективите за нови търговски открития на нефт и газ са добри [7]. Ресурсите от мезозойските скали на Северна България се оценяват на 39 млн. t нефт и кондензат и 139 млрд. m<sup>3</sup> газ. По най-оптимистичната прогноза ресурсите от петролен еквивалент на Северна България се оценяват на 150 млн. t, на Южна България – на 93.6 млн. t и на акваторията на Черно море – на 176.4 млн. t [8–10].

По данните, съобщени от компетентните органи на страната и публикувани в World Oil, към 31.12.2002 г. неизвлечените търговски запаси в България на нефт са 190 хил. m<sup>3</sup> (158 хил. t), а на природен газ – 1500 млн. m<sup>3</sup> [2].

## ДОБИВ НА НЕФТ И ГАЗ

Промишленият добив на нефт у нас започва през 1954 г. от Тюленовския залеж, за което се създава ДП „За добив и преработка на нефт и газ“ в гр. Каварна. Залежът се експлоатира чрез пългнa мрежа от сондажи – от 1.6 до 9.3 ha на сондаж. Максималният приток на нефт при някои сонда-

жи е достигал до 300 m<sup>3</sup>/ден. Експлоатацията се осъществява по фонтанния метод, а за сондажите, които не фонтанират – по дълбокопомпен или компресорен метод. От 1968 г. започва добив и от блоковете в морската акватория чрез 400-метрова естакада и наклонени сондажи. В нефта има малко разтворен газ (8–10 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> нефт). Най-висок добив на нефт е достигнат през 1957 г. – 290 хил. t (табл. 2).

Таблица 2. Добив на нефт и природен газ от основните находища

Година	Добив на нефт + кондензат, хил. t				Добив на природен газ, хил. t		
	Тюленово	Д. Дъбник + Г. Дъбник	Д. Луковит	Общ добив	Чирен + Деветаки	Д. Луковит + Б. геран	Общ добив
1954	18			18			
1955	137			137			
1957	290			290			
1960	189			189			
1965	115	110		225	74		74
1967	103	405		508	330		330
1969	65	265		330	526		527
1970	50	300		350	470		471
1975	36	92		128	104		105
1976	31	84	12	127	23	4	128
1978	29	74	77	180		18	20
1979	27	64	284	390		160	163
1980	24	52	273	359		208	209
1985	23	30	44	106		14	15
1990	17	15	23	60			8
1995	12	10	7	43			60
2000	10	7	10	41			15
Всичко	3200	3400	1300	8322			3825

През първите години една част от добивания нефт се експортираше, по някои данни до 1960 г. са изнесени над 800 хил. t. Основната част от добития нефт е преработена в НПЗ „Л. Таджер“, Русе.

Находището е в последен стадий на експлоатация – над 98% от запасите вече са извлечени [11].

Експлоатацията на Долнидъбнишкия залеж започна през 1962 г. Средната плътност на сондажната мрежа е около 30–40 ha на 1 сондаж. Началните дебита на някои сондажи се характеризират с високи стойности 100–150 t/ден. Извличането на нефта става по фонтанен метод, а след 1967 г. – по дълбокопомпен. Максимален добив 405 хил. t е достигнат през 1967 г. Същата година започва и експлоатацията на Горнидъбнишкия залеж. Сондажите в района са свързани в система от тръбопроводи и нефтосборни пунктове, от които нефтът се транспортира в централен нефтосборен пункт (ЦСП) за първично обработване, след което се подава за преработване в НХК–Плевен (до 1994 г.). Добиваният газ се използва на място или се подава в магистралния газопровод. Находищата са в последен стадий на експлоатация [12].

Долнилуковитският залеж е в експлоатация от 1977 г. Той и другите по-малки залежи в района се експлоатират по същата схема, както Долнидъбнишкия. От междинните сборни пунктове

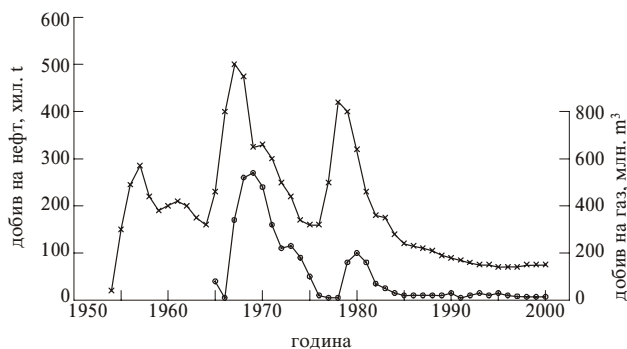
по тръбопровод дълъг 42 km нефтът се подава в централния сборен пункт в Долни Дъбник. За събиране на отделения от нефта попъгнен газ има тръбна система и общ газопровод, по които газът се подава към потребителите и в магистралния газопровод [5].

Газокондензатните залежи в района на Долни Луковит се експлоатират заедно с нефтените. Газът се подава заедно с попъгните газове или се използва на място, а газовият кондензат се прибавя към нефта за транспортиране в ЦСП, понастоящем с автоцистерни. По-голямата част от залежите са в напреднал и последен стадий на експлоатация.

От 1994 г. добиваните в района на Д. Дъбник – Д. Луковит нефт и газов кондензат се преработват в построената атмосферна инсталация на фирмата в ЦСП в Долни Дъбник.

Експлоатацията на Чиренския газокондензатен залеж започна през 1965 г., а от 1973 г. се включи и Деветашкият. До края на 1976 г. (за 12 години) от двете находища са добити 3.097 млрд. m<sup>3</sup> газ, който е използван в циментовия завод „Бели извор“ и в ХК–Враца. След 1976 г. находището в Чирен е оборудвано и се използва от Булгаргаз като подземно газово хранилище за около 1.5 млрд. m<sup>3</sup> газ.

В табл. 2 е даден добивът на нефт и газ от големите находища и общият им добив, а на фиг. 3



Фиг. 3. Динамика на добива на нефт (x) и природен газ (•)

е показана динамиката им. Вижда се, че при добива на нефт има три максимума, съответства-

щи на максималното извличане на нефта от трите по-големи залежа – Тюленово, Д. Дъбник и Д. Луковит. Поради относително малките им запаси и бързото им извличане, максимумите са много стръмни, след което добивът бързо намалява. При добив на газ максимумите са два със същия характер. След 1985 г. добивът и на нефт, и на газ рязко спада поради това, че няма нови залежи с по-значителни запаси. Максимален добив на нефт е постигнат през 1967г. – 508 хил. t, а на природен газ през 1969 г. – 527 млн. m<sup>3</sup> (табл. 2).

От 1954 до 2000 г. у нас са добити общо 8322

Таблица 3. Основни физикохимични свойства и химичен състав на нефтовете от различни залежи

Показатели	Мяр-ка	Тю-леново	Гиген	Д. Дъбник		Г. Дъб-ник		Д. Луковит		Б. геран		Пи-сарово зап. ИЕ-7	Д. Лук.- зап. Р-6	Ста-росел-ци
				Р-1	сбор.	сбор.	Р-1	сбор.	Р-1,	Р-2,	Р-28			
Плъгност при 20°C	g/cm <sup>3</sup>	0.9382	0.9889	0.814	0.817	0.825	0.813	0.83	0.825	0.84	0.832	0.834	0.85	
Кинет. вискозитет при 20°C	mm <sup>2</sup> /s	91.2	10316	4.5	5.1	6.5	5.4	5.4	6.7	8.2	6.8	7.2	20.6	
Молекулна маса		319	529	203	202	218	217	198	188	210	208	200	213	
Съд. на твърд парафин	%	отс.	отс.	6	6	6	5.5	2.8	5.6	4	2.3	4.6	6.5	
Съд. на силикагелови смоли	%	14.8	23.7	2.41	2.5	3	1.9	1.8	2.5	3.8	3.6	2.5	7.4	
Съд. на асфалтени	%	0.8	8.1	0.25	0.25	0.9	0.3	0.1	0.2	0.5	0.3	0.1	0.24	
Съд. на сяр	%	0.32	0.98	0.12	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	следи	0.17	
Потенц. съд. на: фракция н.к.-200°C	% об.	няма	няма	29	27	24	29	33	28	27	25	29	18	
фракция н.к.-350°C		24	8	63	61	50	65	58	58	58	62	66	70	
Групов хим. състав на фр. н.к.-200°C	%													
парафинови														
въглеродороди		няма	няма	69	72	67	53	53	50	48	43	51	66	
нафтенови														
въглеродороди		няма	няма	26	22	25	28	31	36	35	35	35	29	
ароматни														
въглеродороди		няма	няма	5	6	8	19	15	14	16	22	14	5	
Структурно-групов състав на фракция 200–450°C	%													
въглерод в ароматни структури, C <sub>a</sub>		20	17	13	12	13	15	17	17	18	16	19	13	
въглерод в нафтенови структури, C <sub>n</sub>		35	45	26	27	29	18	16	20	24	23	16	27	
въглерод в циклични структури, C <sub>ц</sub>		55	62	39	39	42	33	33	37	42	39	35	40	
въглерод в парафинови структури, C <sub>п</sub>		45	38	61	61	58	67	67	63	58	61	65	60	
Брой на ароматни пръстени, П <sub>a</sub>		1.2	0.8	0.4	0.5	0.3	0.5	0.6	0.5	0.7	0.5	0.6	0.4	
Брой на нафтенови пръстени, П <sub>n</sub>		2.2	2.6	1.2	1.1	1	0.7	0.6	0.7	1	0.8	0.6	1	
Общ брой на пръстени, П <sub>общ.</sub>		3.4	3.4	1.6	1.6	1.3	1.2	1.2	1.2	1.7	1.3	1.2	1.4	

хил. t нефт и нефтогазов кондензат, а от 1965 г. до 2000 г. – 3825 млн. m<sup>3</sup> природен газ. Тези количества са далеч по-малки от потребностите на страната (само няколко процента и по-малко). Оценени по текущи международни цени, стойността на нефта и кондензата възлиза на над 1.8 млрд. долара, а заедно с газа – на над 2.2 млрд. долара.

## СВОЙСТВА И СЪСТАВ НА БЪЛГАРСКИТЕ НЕФТОВЕ И ГАЗОВЕ

Физикохимичните свойства и химичният състав на нашия нефт (табл. 3) показват, че той е от два типа. Тюленовският и Гигенският типове нефт са тежки, с висока плътност и вискозитет, с ниско съдържание на парафин и сяра и ниска температура на замръзване. Те съдържат много смолисто-асфалтови вещества, нямат леки бензинови фракции, а съдържанието на светли фракции до 350°C е ниско [13,14].

Изследванията на Долнидъбнишкия [15] и на откритите по-късно типове нефт от този район показва, че по физикохимични свойства те спадат към леките, високопарафинови, нискосерни нефтове [16]. Съдържанието на смолисто-асфалтови вещества е ниско, а температурата на замръзване – висока. Бензиновите фракции, кипящи до 200°C, са над 25%, а общото съдържание на светли фракции, кипящи до 350°C, е повече от

60%. Подробните изследвания на Долнидъбнишкия нефт показват, че бензиновите му фракции се състоят главно от парафинови въглеродороди (около 65%), в които преобладават изо-парафиновите въглеродороди. Съдържанието на ароматните въглеродороди е ниско – под 10% (табл. 3).

Сравняването на физикохимичните свойства на керосингазоловите фракции от двата типа нефт (Тюленовски и Долнидъбнишки) показват (табл. 4), че те значително се различават. Този от Тюленовския е с висока плътност и вискозитет, ниско цетаново число и много ниска температура на замръзване. При Долнидъбнишкия нефт тези показатели имат стойности в обратна посока. Особено отчетлива е разликата в химичния състав на двете фракции. Тази от Тюленовския нефт не съдържа парафинови въглеродороди, а съдържанието на нафтенови е 4 пъти по-високо отколкото във фракцията от Долнидъбнишкия нефт [13,15].

Изследването на маслените фракции от двата типа нефт [15,17] също показва значителни различия в груповия им въглеродороден състав (табл. 5). Във фракциите от Долнидъбнишкия нефт, кипящи в температурния интервал 350–528°C, се съдържат над 20% твърди парафинови въглеродороди. По-ниско е съдържанието на ароматните въглеродороди [15,17]. Процентът на

**Таблица 4.** Физикохимични свойства и групов химичен състав на керосингазоловите фракции от Тюленовския и Долнидъбнишкия нефт

Показатели	Мярка	Стойности					
		Тюленовски нефт			Дъбнишки нефт		
1. Плътност при 20°C	g/cm <sup>3</sup>	0.8896			0.8234		
2. Кинематичен вискозитет при 20°C	mm <sup>2</sup> /s	8.9			4.5		
3. Съдържание на сяра	%	0.14			0.075		
4. Киселинност	mgKOH/100ccm	31			2.84		
5. Пламна температура в затворен съд	°C	96			94		
6. Фракционен състав по Енглер, н.к.	°C	236			226		
10% дестилат при	°C	260			246		
50% дестилат при	°C	285			275		
90% дестилат при	°C	320			325		
7. Цетаново число		38			66		
8. Температура на замръзване	°C	-74			-16		
9. Групов химичен състав							
Фракция °C		200-250	250-300	300-350	200-250	250-300	300-350
парафинови въглеродороди	%	0	0	0	67.9	66.6	60.3
в т.ч. н-парафини		0	0	0	23.5	23	23
изо-парафини		0	0	0	44.4	43.6	37.3
нафтенови въглеродороди	%	88.6	78.4	77.5	20.1	16.4	16.4
ароматни въглеродороди	%	11.4	21.6	22.5	12	17	23.3

**Таблица 5.** Групов въглеродороден състав на маслените фракции от Тюленовски и Долнидъбнишки нефт

Групи въглеродороди	Фракции с температурен интервал на кипене, °С							
	Тюленовски нефт				Долнидъбнишки нефт			
	350–400	400–450	450–500	500–528	350–400	400–450	450–500	500–528
1. Парафинов гач, %	0	0	0	0	19.8	17.8	18.7	21.4
2. Съдържание в депарафинираната фракция, %								
– парафинонафтенови	61.9	54.8	54.4	52.6	71.7	65.3	60.7	56.4
– леки ароматни	10.8	11.1	9.6	12	9.5	13.3	14	13
– средни ароматни	14.3	18.9	18.9	13.4	8	7	8.6	14
– тежки ароматни	9.6	11.3	11.5	16.1	9.4	12.4	13	12.2
– смоли	3.4	3.9	5.6	5.9	1.4	2	3.7	4.4

въглерода в цикличните структури на маслените фракции от Тюленовския и Гигенския нефт е с около 20% повече отколкото в другите типове нефт [16].

Изследванията на получаваните газови кондензати (табл. 6) показват, че по физикохимични свойства те са по леки от нефтовете, но по химичен състав са близки до тях [16].

**Таблица 6.** Основни физикохимични свойства и химичен състав на кондензати от различни находища

Показатели	Мярка	Стойности за находище						
		Чирен	Деветаки	Долни Дъбник	Горни Дъбник	Луковит Е70	Бърдар- ски геран	Писа- рово
Плъгност	g/cm <sup>3</sup>	0.721	0.747	0.750	0.754	0.750	0.761	0.784
Кинематичен вискозитет при 20°C	mm <sup>2</sup> /s	0.83	1.0	1.5	1.1	1.1	1.0	2.2
Молекулна маса	н.о.		126	147	135	138	130	155
Коеф. на лъчепрекупване	n <sub>D</sub> <sup>20</sup>	1.4060	1.423	1.4330	1.4340	1.428	1.4376	1.450
Съд. на твърд парафин	%	н.о.	–	сл.	1.0	0.1	0.6	сл.
Съд. на силикагелови смоли	%	н.о.	0.0	сл.	0.3	0.3	сл.	сл.
Съд. на асфалтени	%	н.о.	0.0	0.0	0.0	–	сл.	0.0
Съд. на сяра	%	отс.	0.02	0.02	0.03	0.02	0.1	0.1
Добив на бензинова фракция до 200°C	%	81	59	62	63	61	64	55
Групов състав на фракцията н.к. – 200°C								
ароматни въглеродороди	%	4	15	9	12	12	9	14
нафтенови въглеродороди	%	20	15	20	32	35	43	31
парафинови въглеродороди	%	76	70	71	56	53	48	55
Добив на фракция 200–450°C	%	18	30	35	27	23	29	43
Структурно-групов състав на фр. 200–450°C								
въглерод в ароматните структури, C <sub>A</sub>	%	–	–	15	15	13	11	15
въглерод в нафтеновите структури, C <sub>H</sub>	%	–	–	38	27	26	19	14
въглерод в цикличните структури, C <sub>Ц</sub>	%	–	–	53	42	39	30	29
въглерод в парафиновите структури, C <sub>П</sub>	%	–	–	47	28	61	70	71
Брой на ароматните пръстени, П <sub>A</sub>	–	–	–	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4
Брой на нафтеновите пръстени, П <sub>H</sub>	–	–	–	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5

Таблица 7. Химичен състав на газове от различни залежи

Залез	Състав, об.%				Индивидуален състав на въглеродородната част, об.%					Отношение изо-C <sub>4</sub> /н-C <sub>4</sub>
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> + висши	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>		
Чирен	90	4.2	0.2	5.6	95.6	2.3	0.8	0.6	0.7	
Деветаки (P-4 и P-5)	85.6	11.8	1.3	1.3	88.9	5.9	2.7	1.7	0.9	0.50
Деветаки (ИЕ-5)	86.9	12.3	0.3	0.5	87.8	6.1	3.3	1.9	0.8	0.48
Писарово (P-1)	78.7	16.8	2.2	2.3	80.3	9.4	5.3	3.1	1.8	0.65
Долни Дъбник (попътен)	58.8	31.5	3.8	6.0	67.1	12.6	9.6	7.3	3.5	0.61
Долни Дъбник (Е-31)	80.6	12.9	0.3	6.2	86.4	7.4	3.5	1.9	0.8	0.60
Горни Дъбник (попътен)	56.3	32.3	3.8	7.6	66.8	11.3	10.3	7.9	3.9	0.61
Долни Луковит (P-1)	76.4	19.6	0.7	2.3	71.4	13.0	7.3	5.1	2.4	0.56
Долни Луковит (попътен)	69.0	28.4	1.0	1.6	88.5	13.6	8.3	4.8	1.9	0.57
Долни Луковит-запад (попътен)	70.8	26.9	0.9	1.5	72.6	12.3	8.4	4.8	1.9	0.57
Бърдарски геран (P-1, P-28)	84.7	13.0	1.1	1.2	89.2	5.7	2.7	1.3	0.7	0.69
Бърдарски геран (попътен)	72.1	25.5	1.7	0.7	74.2	12.9	6.9	4.5	1.5	0.58
Староселци (попътен)	62.7	32.8	0.3	4.2	65.9	23.1	7.2	2.8	1.1	0.56

В табл. 7 е показан химичният състав на газовете от някои находища. Вижда се, че газовете от газовите находища спадат към групата на постните (сухите), а тези от нефтогазовите (попътни) са мазни с високо съдържание на C<sub>2</sub> + въглеводороди [16]. Във всички газове количеството на въглеводородите с права верига преобладава над изо-структурите.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Ат. Георгиев, Г. Панков, „Енергетиката и химията на България“ (кратка история), София, 2001.
2. World Oil, August 2003.
3. Й. Йовчев, Н. Балуховски, „Полезни изкопаеми на НР България. Нефт и газ“, Техника, София, 1961.
4. Ив. Монахов, Геология и мин. ресурси, 10 (3-4) (2003).
5. Г. М. Белчев, Геология и мин. ресурси, 8 (9) (2001).
6. Ат. Атанасов, Геология и мин. ресурси, 8 (9) (2001).
7. В. Въчев, Геология и мин. ресурси, 5 (2-3) (1998).
8. П. Боков и др., Минно дело и геология, (2-3) (1998).
9. П. Боков и др., Геология и мин. ресурси, 7 (2-3) (2000).
10. П. Боков и др., Геология и мин. ресурси, 9 (1) (2002).
11. Ст. Станоев, Геология и мин. ресурси, 8 (4) (2001).
12. Р. Минчева, „Разработване на нефтени находища в пукнатинни колектори“, ДИ „Техника“, София, 1988.
13. Г. Панков, Ж. Калинов, „Физико-химична характеристика на Тюленовския нефт“, Годишник на НИИТИГ, ДИ „Наука и изкуство“ София, 1956.
14. Р. И. Радев и др., Годишник на НИИКН, 1 (1962).
15. Цв. Ценков и др., Минно дело и металургия, (10) (1962).
16. Ант. Атанасов, П. Боков (ред.), „Геология и нефтогазонасна перспективност на Мизийската платформа в Централна Северна България“, ДИ „Техника“, София, 1983.
17. Г. Панков, Р. Радев, Г. Абрашев, М. Цонев, Годишник на НИИГТ, 6 (1960).
18. Г. Панков, Р. Радев, Минно дело, 12 (2) (1957).

Постъпила на 1.12.2003 г.

## DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS PRODUCTION IN BULGARIA

R. RADEV\*, I. LAZAROV, G. BELCHEV

*Bulgarian Petrochemists' Society, 108 G. Rakovski St., 1000 Sofia, Bulgaria*

*Fax: (+359 2) 9879360*

The importance of petroleum and natural gas for providing primary energy resources is outlined. Also, the dynamics of oil production worldwide is shown. The development of prospecting for oil fields and natural gas areas and time-sequence of those discovered in Bulgaria is followed. Their principal parameters are given. Some of the significant oil fields were found in 1951 (Tyulenovo), 1962 (Dolni Dabnik), 1963 (Chiren), and 1975 (Dolni Lukovit).

Production of petroleum and natural gas in Bulgaria started in 1954. Its dynamics, rapidly being developed due to limited reserves, is reported. Three annual production maxima for oil and two for natural gas are reported. The highest production levels were attained in 1967 (508 000 t) and 1969 (527 000 000 m<sup>3</sup>) for petroleum and natural gas, respectively. After 1980, these figures were drastically reduced. Until the end of 2002, totally 8 300 000 t of oil and 3.8×10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> of gas had been produced.

The main physicochemical characteristics of Bulgarian oils, gas, and condensate are indicated. Bulgarian oils are principally divided into two groups: heavy, high-tar low-paraffin naphtheno-aromatic type (Tyulenovo and Gigen) and light, low-sulphur containing, high-paraffin paraffino-naphthenic type (Dolni Dabnik, Dolni Lukovit and less important fields).

*Keywords:* petroleum, natural gas, prospecting, production, composition.