

Технічні науки

УДК 338.264:351.863.14; 339.17; 620.9; 658, 621.365:697.27

**Тимченко Николай Петрович**

*кандидат технических наук, старший научный сотрудник*

*Институт технической теплофизики НАН Украины*

**Tymchenko Nikolay**

*Candidate of Technical Sciences (PhD), Senior Researcher*

*Institute of Engineering Thermophysics of NAS of Ukraine*

**Фиалко Наталья Михайловна**

*доктор технических наук, профессор,*

*член-корреспондент НАН Украины, заведующая отделом*

*Институт технической теплофизики НАН Украины*

**Fialko Nataliia**

*Doctor Technical Sciences, Professor,*

*Corresponding Member NAS of Ukraine, Head Department*

*Institute of Engineering Thermophysics of NAS of Ukraine*

## **АНАЛИЗ МИРОВЫХ ЗАПАСОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ**

### **ANALYSIS OF WORLD RESERVES OF ENERGY RESOURCES**

**Аннотация.** *Рассматриваются данные о доказанных мировых запасах традиционных энергоресурсов, а также примерных сроках их исчерпания. Показано, что в соответствии с прогнозами последних десятилетий интервал исчерпания основных видов топливно-энергетических ресурсов (угля, нефти, природного газа, урана) по разным оценкам составляет от 50 до 150 лет.*

**Ключевые слова:** *традиционные топливно-энергетические ресурсы, доказанные мировые запасы, сроки исчерпания запасов.*

**Summary.** *The data on the proven world reserves of traditional energy resources, as well as an approximate timing of their exhaustion, are considered. In accordance with the forecasts of recent decades the interval of exhaustion of the main types of fuel-energy resources (coal, oil, natural gas, uranium) according to various estimates, ranges from 50 to 150 years.*

**Key words:** *traditional fuel-energy resources, proven world reserves, terms of depletion of reserves.*

Основу топливно-энергетического комплекса мира в целом (и Украины в частности) пока составляют традиционные топливно-энергетические ресурсы (ТТЭР). Из-за высоких валовых показателей промышленно развитые страны являются не только лидерами энергетического перехода, а также, как следствие, главными загрязнителями земной атмосферы выбросами парниковых газов (ВПГ).

Накопленный опыт КНР, США, ФРГ, а также экономик стран ОЭСР, особенно, десятки стран Северо-Западной Европы (Франция, Люксембург, Бельгия, Германия, Нидерланды, Дания, Великобритания, Ирландия, Швеция, Норвегия) + Финляндия свидетельствует не только об успехах, но и о трудностях масштабной реализации процесса энергетического перехода. Последние, в основном, обусловлены принципиально негарантированным объемом производства электроэнергии из-за прерывистого характера её генерации возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ).

Очевидно, что успех выполнения климатического сценария <1,5 DS (1,5°C) в первую очередь зависит от интенсивности декарбонизации экономик основной десятки стран: КНР, США, ФРГ, Бразилия, Индия, Япония, Великобритания, Испания, Италия, Франция. По абсолютным показателям крупнейшие инвестиции в исследования и внедрение климатически нейтральных технологий сделаны в КНР и США. Ими же

получены наиболее значительные по валовым показателям результаты. Эти две страны в 2019 году имели наибольшие ВПГ (соответственно 9,83 Гт CO<sub>2</sub>, или 28,76% и 4,965 Гт CO<sub>2</sub>, или 14,53%; вместе 14,795 Гт CO<sub>2</sub>, или 43,29%) и обе свободны от обязательств по Парижскому соглашению. Безусловно, желательно, чтобы указанная выше десятка промышленно развитых стран превратились из крупнейших загрязнителей ВПГ в страны-лидеры декарбонизации. Своим политико-экономическим авторитетом они смогут мотивировать (например, через специальное налогообложение экспортно-импортных операций) другие государства занять более активную позицию в снижении ВПГ путем коренной модернизации энергетической сферы.

В табл. 1 по данным [1] приведены изменения доказанных мировых запасов (ДМЗ) трех основных видов топлива - угля, природного газа, нефти - по состоянию на 1999, 2009, 2019 в натуральных, относительных единицах и тепловых эквивалентах.

Расчеты показывают, что за 20 последних лет в регионах, указанных в табл. 1, происходил ежегодный рост ДМЗ на 12% - 24%, за исключением 2009, когда был зафиксирован общий спад на 13,1%. Индекс R / P для нефти в 2019 году составил  $\approx 50$  лет относительно текущего уровня добычи. По этому параметру наиболее богатым нефтью регионом является Америка R / P = 144 года, самым бедным - Европа R / P = 12 лет. Странам ОПЭК принадлежат 70,1% мировых резервов. Без учета потенциала «сланцевой» нефти (нефти низкопроницаемых или высокоплотных коллекторов), странами с самыми высокими ее запасами являются Венесуэла (17,5% мировых запасов), Саудовская Аравия (17,2%) и Канада (9,8%).

Таблица 1

**Доказанные мировые запасы в относительных (%) и натуральных единицах измерения (н.е.и.) основных видов ТТЭР в 1999, 2009, 2019 гг.**

	Регион, параметры*	Нефть, $\times 10^9$ баррелей, в %			Прир. газ, $\times 10^9$ м <sup>3</sup> , в %			Уголь, $\times 10^{12}$ т, в %		
		2019	2009	1999	2019	2009	1999	2019	2009	1999
	Всего, ДМЗ, н.е.и.	1733,9	1531,8	1277,1	198,8	170,5	132,8	1,07	0,93	1,06
1	Средний Восток	48,1	49,2	53,7	38,0	43,2	39,9	1,5	3,5	5,8
2	Южная & Центр.Америка	18,7	15,2	7,5	4,0	4,4	5,2	1,3	1,3	2,0
3	Южная Америка	14,1	14,2	18,2	7,6	5,5	5,3	24,1	26,4	24,2
4	СНД	8,4	9,4	9,4	32,3	27,3	30,0	17,8	20,9	18,5
5	Африка	7,2	8,0	6,6	7,5	8,3	8,3	3,97*	4,14*	
6	Тихоокеанская Азия (АТР)	2,6	3,0	2,9	8,9	8,2	7,1	42,7	35,9	34,7
7	Европа	0,8	0,9	1,6	1,7	3,1	4,2	12,6	11,9	14,8
	Всего	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	<b>R</b> , Оценка ДМЗ, ЗДж	9,9	8,75	7,29	7,75	6,65	5,18	22,03	19,12	21,8
	<b>P</b> , годовое потребление, ЭДж	193,0	167,9		141,5	105,9		157,8	144,5	
	Индекс** $(R/P)_{\text{текущ.}}$ , ГОД	51,3	52,1		54,0	62,9		131,5	133,8	

Источник: [1]

\* Соотношение между н.е.и. и другими единицами: 1 т н.е. = 41,868 ГДж; эквивалент барреля нефти = 1 ВОЕ =  $5,8 \cdot 10^6$  ВТУ<sub>59°F=15°C</sub> =  $6,118 \cdot 10^6$  кДж; средние теплоты сгорания: угля – 20,6 МДж /кг; природн. газа – 39 МДж /м<sup>3</sup>; нефти - 41,875 ГДж/т; эффективная калорийность природного U 424 ГДж /кг. \*\* Индекс  $(R/P)_{\text{текущ.}}$  рассчитан относительно текущих величин добычи ТТЭР в 2019, 2009 и 1999 гг

На конец 2019 года сохраняется четкое разделение энергомикса на две части. Первая - карбоновая триада углеродосодержащих ископаемых видов топлива (УИВТ), которую образуют нефть = 33,1%, уголь = 27,0%, природный газ = 24,2 % (вместе 84,3%). Вторая - низкоуглеродистая: энергия ГЭС = 6,4%, ВИЭ = 5%, АЭС = 4,3% (вместе 15,7%). При этом первая, органическая, часть в энергобалансе мира пока с большим отрывом доминирует (84,3%) на фоне постоянной доли генерации ГЭС и наметившегося спада ядерной генерации. В неорганической части энергомикса (15,7% от общего генерации) лидируют ГЭС, на второе место выдвинулась ВИЭ-генерация, которая быстро развивается. Ее доля с 2018

превосходит ядерную генерацию. Потребление УИВТ, например, угля, имеет волатильный характер с рядом падений, в частности, в 2018/2019 гг. на 0,9 ЭДж.

Итак, на конец 2019 г. наибольшей составляющей мирового микса была нефть - 33,1%, на втором месте - уголь (27%). Доли потребления природного газа и ВИЭ выросли до рекордных показателей - соответственно, 24,2% и 5,0%, а доля ВИЭ-генерации (5,0%) превысила ядерную (4,3%). При этом гидроэлектрическая составляющая надолго стабилизировалась на уровне  $\approx 6\%$ .

Наблюдается неравномерное пространственное распределение ТТЭР на базе УИВТ в пределах земной оболочки. В ней мировая энергетическая статистика выделяет 7 географических регионов: Средний Восток, Южная и Центральная Америка, Северная Америка, СНГ, Африка, Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР, или Тихоокеанская Азия), Европа. На сегодняшний день большая ( $\approx 90\%$ ) часть стран (из списка  $\approx 200$  государств) лишена крупных собственных месторождений или исчерпала их запасы. В табл. 1 систематизированы данные об изменениях запасов УИВТ и их структурных составляющих в течение последних двух десятилетий. Первичная статистическая информация содержится в [1]. По подсчетам, которые практически совпадают с большим количеством других прогнозов, известных ДМЗ ТТЭР при нынешней интенсивности их эксплуатации хватит еще на десятки лет: урана и угля – 128-153 года (до 2142 г, 2170 г), углеводородов (нефти, природного газа) – 51-53 (до 2068 – 2070 г), урана - 53 года до 2070 г.

Рядом авторов проведена оценка параметров мировой добычи ТТЭР и периода их исчерпания по моделям типа М.К. Хабберта, в том числе по модели МИФИ [2; 3].

Вопреки многочисленным прогнозам, сделанным на протяжении многих десятков лет, объемы доказанных мировых запасов ископаемых

топлив увеличиваются. В частности, существуют механизмы повышения производительности известных, как ранее считалось, истощенных месторождений и возвращения их в эксплуатацию за счет внедрения новых технологий. Так, в 2010 году в США состоялась так называемая сланцевая технологическая революция, или «Shale Gale» («сланцевый шторм»), благодаря которой США в короткий срок превратились из крупнейшего в мире импортера нефти в крупнейшего ее производителя ( $\approx 12,232$  млн. баррелей / сутки в 2019 году). Сейчас США готовятся к масштабному экспорту углеводородов.

**Выводы.** Проведен анализ данных о доказанных мировых запасах традиционных энергоресурсов и сроков их исчерпания. Объемы ДМЗ ископаемых топлив увеличиваются и, как следствие, время истощения нефти, природного газа и угля непрерывно откладывается на более поздний срок. Согласно прогнозам последних десятилетий интервал исчерпания основных видов традиционных топливно-энергетических ресурсов (угля, нефти, природного газа, урана) по разным оценкам составляет 0,5 - 1,5 сотни лет.

### Литература

1. BP Statistical Review of World Energy 2020. 68 p. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
2. Ульянин Ю.А., Харитонов В.В., Юршина Д.Ю. Перспективы ядерной энергетики в условиях исчерпания традиционных энергетических ресурсов. Изв. ВУЗов, Ядерная энергетика, 2017. №4. С. 5-16.
3. Ульянин Ю. А., Харитонов В. В., Юршина Д. Ю. Прогнозирование динамики исчерпания традиционных энергетических ресурсов // Проблемы прогнозирования, 2018. №2. С. 60-71.