

# ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

---

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

---

4

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЭНЕРГИЯ»

1978

проходят паводки, избыток воды и возможная выработка ГЭС практически не используются (табл. 2).

Как уже отмечено в начале статьи — семилетним планом развития экономики Демократической Республики Афганистан предусматривается значительное увеличение выработки электроэнергии на гидростанциях страны. Из 324,5 МВт новых генерирующих мощностей, предусмотренных к вводу за семилетку, на долю ГЭС будет приходиться 134,6 МВт.

В 1979 г. намечено смонтировать третий гидроагрегат на ГЭС Каджаки мощностью 16,5 МВт и к концу семилетки (1982 г.) мощность этой станции будет доведена до 150 МВт. Кроме того, намечен к строительству ряд новых комплексных гидроузлов: ГЭС Келагай (50—60 МВт) на р. Кундуз; ГЭС Салма (30 МВт) на р. Герируд; ГЭС Чашма-

и-Шафо (20 МВт) на р. Балх; ГЭС Пянджшир (80—120 МВт) на р. Пянджшир. Технико-экономическая целесообразность некоторых из этих гидроэлектростанций, сроки строительства и их оптимальные мощности будут уточняться в будущем.

#### Список литературы

1. Материалы межправительственного совещания по общему энергокризису и его влияние на экономику региона. Серия развития энергоресурсов № 13, ООН, Нью-Йорк, 1974.
2. Электроэнергетика стран Азии и Дальнего Востока в 1971—1972 гг. ООН, Нью-Йорк, 1974.
3. Материалы 2 сессии комитета по природным ресурсам. Серия «Энергоресурсы» № 15, ООН, Нью-Йорк, 1976.
4. Статистический сборник Афганистана за 1950 и 1976 гг.

УДК 620.9:622.276(261.26)(-87)

## НЕФТЬ БРИТАНСКОГО СЕКТОРА СЕВЕРНОГО МОРЯ И ЕЕ ВОЗМОЖНАЯ РОЛЬ В ЭНЕРГЕТИКЕ ВЕЛИКОБРИТАНИИ И ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ

Инж. А. А. Конопляник

Энергетический кризис в 1973—1974 гг. нанес серьезное потрясение экономике западноевропейских стран.

При удельном весе нефти в потреблении первичных коммерческих энергоресурсов в среднем по Западной Европе около 57% в 1976 г. почти 93% потребления удовлетворялось за счет импорта. Основным нефтеэкспортирующим регионом на сегодня для западноевропейских стран остается Ближний и Средний Восток и Северная Африка — на долю государств этих районов в 1976 г. пришлось 85% поставок нефти.

Поэтому, естественно, что повышение цен на нефть Организацией стран — экспортеров нефти (ОПЕК) значительно увеличило затраты западноевропейских стран на ее импорт, ухудшило их внешнеторговые и платежные балансы.

С 1971 по 1976 г. дополнительные затраты на импорт нефти за счет роста цен на нее для Западной Европы составили почти 85 млрд. долл. (в ценах 1975 г.). Для сравнения скажем, что эта сумма эквивалентна почти 10% суммарного валового внутреннего продукта (ВВП) западноевропейских стран за 1976 г.

Поэтому открытие нефти в Северном море — районе, расположенном внутри самого нефтеимпортирующего региона, породило на-

дежды на определенное ослабление зависимости от арабской нефти.

Общие извлекаемые ресурсы нефти Северного моря на середину 1977 г. оценивались в четыре с небольшим млрд. т, что эквивалентно шестилетнему потреблению нефти западноевропейскими странами по уровню 1976 г. (678 млн. т).

Большая часть нефти на акватории собственно Северного моря (к югу от 62° северной широты) разведана в секторе Великобритании. В 1975 г. общие запасы в зоне этой страны определялись в 76,2%, в 1977 — в 69,5% запасов Северного моря в целом.

Доля нефти в ТЭБ Великобритании в 1973 г. была несколько больше 45%, затем она снизилась и сейчас равняется примерно 40%. В настоящее время это самый низкий

Таблица 1  
Удельный вес нефти в ТЭБ, %

Страны	Годы	
	1975	1976
Великобритания	42,0	40,7
ФРГ	51,1	53,4
Франция	65,0	65,6
Италия	71,0	68,6
ЕЭС	54,9	55,4
Западная Европа	56,0	57,0

Таблица 2

Структура топливного баланса электростанций общего пользования Великобритании, %

Энергоресурсы	1965 г.	1970 г.	1975 г.
Каменный уголь	86,3	78,2	73,4
Жидкое топливо	13,7	21,7	22,7
Природный газ	—	0,2	3,9

среди стран Западной Европы (табл. 1) удельный вес потребления нефти в энергетическом балансе (за исключением Норвегии и Исландии).

Обусловлено это в большой степени значительно меньшим, чем в других странах Западной Европы, удельным весом мазута в топливном балансе тепловых электростанций. На долю жидкого топлива в топливном балансе электростанций Великобритании приходится менее четверти суммарного потребления органического топлива (табл. 2), в то время как в большинстве других стран Западной Европы эта доля значительно выше — порядка 50% и больше.

Несмотря на ожидаемый рост добычи нефти, ее долю в топливном балансе электростанций страны в перспективе, согласно новейшим прогнозам, предполагается снизить.

Участие нефти в топливно-энергетическом балансе страны на перспективу до конца века предполагается стабилизировать на уровне порядка 40% с возможными незначительными отклонениями на уровне 1990 г. в ту или иную сторону (рис. 1).

Для определения приблизительного уровня потребления нефти в Великобритании на пер-

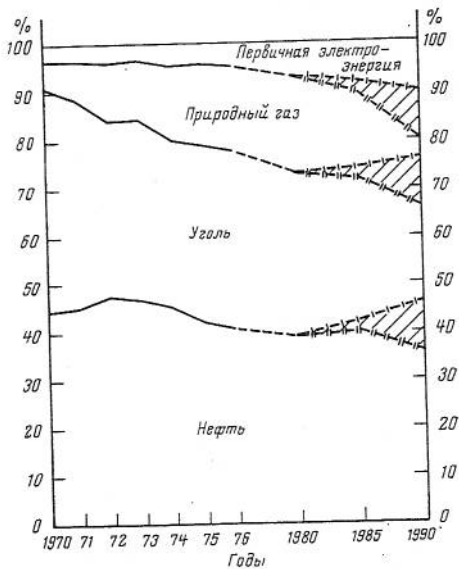


Рис. 1. Структура потребления первичных коммерческих энергоресурсов в Великобритании в 1970—1990 гг.

Таблица 3

Потребление первичных коммерческих ТЭР в Великобритании в оценке Министерства энергетики страны, млн. т у. т.

Энергоресурсы	1980 г.	1985 г.	1990 г.
Нефть	121	142—149	149—192
Уголь	105	114	128
Природный газ	64	64	57
Первичная электроэнергия (ГЭС и АЭС)	21	28—35	43—85
Всего...	311	348—362	377—462

спективу были приняты (в соответствии с данными Секретариата ЕЭК ООН, X конгресса МИРЭК и Министерства энергетики Великобритании) темпы прироста валового национального продукта (ВВП) в стране до конца века порядка 3,2—3,6%/год (по среднему варианту), коэффициент эластичности потребления энергии от роста ВВП примерно 0,6. Это дало темпы роста энергопотребления в среднем примерно на 2% в год, что было принято и для нефти.

Взяв за основу отсчета 1976 г., когда потребление нефти в стране составило 79 млн. т, были определены примерные перспективные уровни потребления до 2000 г.: 1980 г. — 86 млн. т., 1985 — 95, 1990 — 105, 1995 — 116 и 2000 г. — 128 млн. т.

В табл. 3 приведена перспективная структура ТЭБ Великобритании до 1990 г. в оценке Министерства энергетики.

Правительство Великобритании с первых своих шагов по разведке и освоению ресурсов

Таблица 4

Доля компаний Великобритании в доказанных запасах нефти британского сектора Северного моря

Месторождения	Доказанные извлекаемые запасы		
	Всего, млн. т	В том числе принадлежат английским фирмам	
		млн. т	%
Argyll	13	5,2	40
Auk	13	2,6	20
Beryl	72	7,2	10
Brent	272	54,4	20
Claymore	58	11,6	20
Cormorant	64	12,8	20
Dunlin	60	18,0	30
Forties	255	247,4	97
Heather	22	0,0	0
Montrose	22	6,6	30
Ninian	155	97,7	63
Piper	95	19,0	20
Statfjord <sup>1</sup>	55	18,2	33
Thistle	74	25,9	35
Итого...	1230	526,6	43

<sup>1</sup> Часть в британском секторе.

нефти в Северном море было вынуждено в силу различных причин обратиться к «содействию» частного капитала.

С середины 60-х годов была начата выдача лицензий на добычу нефти и большая часть их сразу же попала в руки иностранного, прежде всего американского, капитала.

К середине 1976 г. британские фирмы владели лишь 32,5% площадей, на которые выданы лицензии, против 67,5% у иностранных фирм. Доля ресурсов нефти, принадлежащих корпорациям Великобритании, может быть несколько выше, чем по площадям. По доказанным запасам 14 месторождений, разрабатываемых в настоящее время и имеющих законченные программы освоения, она равняется в среднем 43% (табл. 4).

Доля участия государственного капитала в разработке доказанных запасов нефти значительно меньше — на долю компаний, контролируемых государством, приходится лишь 85,8 млн. т, или всего 7% по 14 осваиваемым залежам.

В стремлении «поставить добычу нефти под полный контроль правительства с преобладающим участием государства», как было записано в предвыборном манифесте, с которым лейбористская партия пришла к власти, был подготовлен законопроект о нефти и подводных трубопроводах, которым предусматривалось создание государственной нефтяной компании BNOC (British National Oil Corporation), и декларировались принципы новой нефтяной политики правительства.

Но в конечном итоге участие государства свелось фактически лишь к праву доступа BNOC к бухгалтерским книгам частных нефтяных компаний, дабы иметь возможность пресекать их стремление избежать уплаты налогов, и праву совещательного голоса в делах нефтяных монополий на рынке Великобритании.

При наличии такого формального контроля со стороны правительства за деятельностью нефтяных концернов представляется весьма сомнительным, чтобы последние действительно поставили во главу угла интересы государства, а не свои собственные. Об этом, в частности, говорится в отчетах об исследованиях, выполненных западными специалистами. Так, в статье голландских ученых по этому вопросу сказано, что текущие коммерческие интересы частных нефтяных монополий не совпадают с долгосрочными интересами развития национальной экономики и что целью разработки ими месторождений является максимизация своей прибыли, а не обеспечение интересов государства.

Поэтому думается, что обеспеченность как Великобритании, так и Западной Европы се-

верморской нефтью будет зависеть от заинтересованности частных, в основном иностранных (большая часть которых — американские) нефтяных монополий в разработке ее ресурсов, что, в свою очередь, будет определяться уровнем прибыльности, зависящим от уровня: издержек производства, мировых цен на нефть и налогообложения добытой нефти.

Нами был произведен ориентировочный расчет издержек производства по добыче нефти для 11 из 14 осваиваемых в настоящее время нефтяных месторождений британского сектора. Расчет проводился для двух крайних (максимального и минимального) значений оценок извлекаемых запасов каждого из месторождений при вторичных методах добычи (заводнение и закачка газа). Все стоимостные показатели пересчитаны в цены 1977 г. с учетом затрат на транспорт нефти на берег, т. е. франко-берег.

Результаты расчетов издержек производства приведены в табл. 5.

Следует отметить, что полученные нами расчетные данные неплохо корреспондируются с официальными оценками Министерства энергетики Великобритании.

По заявлению государственного министра энергетики издержки по добыче нефти в британском секторе Северного моря в 1977 г. возросли до 22,65—67,95 долл/т по сравнению с 15,10—60,40 долл/т в 1976 г., причем для 95% нефти, добытой из коммерческих на сегодня месторождений, издержки не будут пре-

Таблица 5  
Издержки по добыче нефти ряда месторождений британского сектора Северного моря

Месторождение	Извлекаемые запасы, млн. т		Капитальные вложения, млн. долл.	Эксплуатационные расходы, млн. долл./год		Расчетные затраты, долл./т	
	минимальная оценка	максимальная оценка		минимальные	максимальные	при минимальной оценке запасов	при максимальной оценке запасов
Beryl <sup>1</sup>	50	100	440	50	70	31,3	16,4
Brent	185	330	2130	120	150	26,6	15,9
Claymore	50	70	315	30	40	19,3	13,7
Cormorant	21	100	355	20	25	35,3	7,9
Dunlin	54	67	470	30	40	20,8	16,8
Forties	227	333	1470	75	90	14,3	10,0
Heather	20	27	355	20	30	40,4	29,9
Montrose <sup>1</sup>	14	26	175	25	35	47,4	26,9
Ninian	135	202	1880	70	100	27,6	19,0
Piper	80	107	445	30	45	15,2	11,3
Thistle	60	86	580	35	50	23,2	16,8

<sup>1</sup> Нефть отгружается танкерами; с остальных месторождений — по трубопроводам.

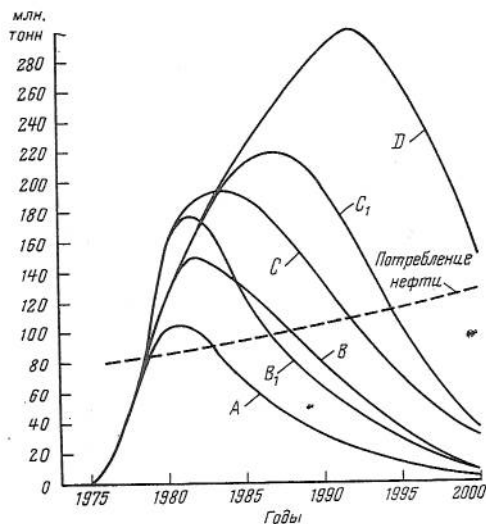


Рис. 2. Возможные уровни добычи и потребление нефти в Великобритании на перспективу.

вышать 49,1 долл./т, половина которой, в свою очередь, будет характеризоваться издержками по добычке, меньшими 37,75 долл./т.

Нефтяные компании, участвующие в разработке месторождений на шельфе Великобритании, платят три налога: арендную плату за право разработки недр — ройялти, налог на нефтяные доходы, налог на корпорацию.

После недавнего предложения правительства за базу определения этих платежей принимается не стоимость нефти на устье скважины, а стоимость ее на берегу.

Ройялти равен 12,5% суммарной выручки от продажи нефти. Уровень налога на нефтяные доходы был определен в 45% подлежащих обложению доходов, равных суммарной выручке от продажи нефти минус ройялти и издержки производства.

Налог на корпорацию взимается с облагаемой им суммы доходов (суммарная выручка от продажи нефти минус издержки производства, ройялти и налог на нефтяные доходы) в размере 52%.

Расчет выручки от продажи нефти велся на основе цены на легкую аравийскую нефть (34° API) Саудовской Аравии, которая с 1 июля 1977 г. установлена в 93,30 долл./т, а с учетом транспортных издержек ее цена на побережье Великобритании равняется 116,50 долл./т.

Результаты подсчета прибыльности различных месторождений за срок рентабельной эксплуатации, приведенные ниже, позволяют сделать вывод о достаточной экономической эффективности добычи нефти из залежей сектора Великобритании и, следовательно, о при-

влекательности разработки их для частных нефтяных компаний:

Месторождение	Отношение доходов к затратам, %
Beryl	55,3—83,2
Brent	56,7—81,2
Claymore	82,8—97,9
Cormorant	65,2—124,4
Dunlin	78,0—87,7
Forties	87,9—105,2
Heather	54,7—68,8
Montrose	43,2—74,2
Ninian	56,9—74,0
Piper	91,0—104,5
Thistle	70,7—93,3

Примечание. Затраты — сумма капиталовложений, эксплуатационных расходов и ройялти; доходы — выручка минус затраты минус налоги.

На рис. 2 показаны возможные кривые добычи нефти из различных категорий общих извлекаемых ресурсов британского сектора Северного моря, а также для общих извлекаемых ресурсов нефти всего континентального шельфа Великобритании.

Кривая A показывает динамику добычи, ожидаемую от запасов примерно 1,2 млрд. т, находящихся сейчас в стадии активного освоения (см. табл. 4). В этом случае максимум добычи — около 105 млн. т/год — будет достигнут на уровне 1981 г.

Кривые B—B<sub>1</sub> отражают динамику добычи, ожидаемую от запасов 1,8—2,0 млрд. т. К этим запасам отнесены все разведанные на конец 1976 г. залежи минус открытия, сразу же попавшие в разряд некоммерческих без перспективы выхода из этой категории. В этом случае ожидаемый максимум добычи колеблется в пределах 150—180 млн. т/год в зависимости от применяемых на месторождениях норм отбора и наступит примерно в 1981—1982 гг.

Кривые C—C<sub>1</sub> отражают динамику добычи, ожидаемую от ресурсов 2,8—3,3 млрд. т. Таковы по оценкам экспертов общие извлекаемые ресурсы нефти, которые могут быть открыты в британском секторе Северного моря (по данным Министерства энергетики Великобритании сумма доказанных и вероятных запасов и возможных ресурсов эквивалентна примерно 3,0 млрд. т и отражает средний вариант рассматриваемых оценок). Максимальная добыча в этом случае ожидается на уровне 195—220 млн. т/год соответственно в 1983 и 1987 гг.

Кривая D отражает динамику добычи, ожидаемую от ресурсов 4—6 млрд. т. Это то количество извлекаемых ресурсов нефти, которое по экспертным оценкам может быть най-

дено на континентальном шельфе Великобритании. В силу большой неопределенности динамики добычи в этом случае показан возможный характер кривой для ресурсов порядка 5 млрд. т, так как цифра 6 млрд. т отражает предполагаемые ресурсы нефти, включая и площади, которые, как ожидается, отойдут к Великобритании лишь после окончательного определения разграничительных линий между секторами ее и Франции, Норвегии и Ирландии. Здесь максимум добычи примерно 300 млн. т/год и может наступить на уровне 1992 г.

Анализ данных о начальных извлекаемых запасах нефти по активно осваиваемым месторождениям Северного моря за последние несколько лет показал, что имеется тенденция уменьшения оценок этих запасов с течением времени, что, с нашей точки зрения, может быть объяснено нижеследующим.

Первые оценки запасов вновь открытых месторождений появляются от нефтяных компаний-операторов; последующие, уточненные оценки дают наряду с компаниями также и другие организации, используя в основном информацию, полученную от нефтяных фирм.

И если мы рассмотрим схему движения денежных средств, затрачиваемых фирмами на весь комплекс работ по разведке и добыче нефти, то увидим, что:

на этапе обращения к заемному капиталу нефтяным компаниям выгодно завышать оценки запасов месторождений, чтобы заинтересовать как правительство страны (на шельфе которой открыты данные залежи) в разработке их, так и банки в предоставлении кредитов на их разработку;

на этапе поступления текущих денежных средств нефтяным компаниям выгодно занижать (скажем, путем «уточнения») оценки извлекаемых запасов, чтобы получить определенные налоговые льготы и отсрочку по платежам. Поэтому на первом этапе, видимо, обычно фигурируют значения верхней границы диапазона возможных колебаний оценок запасов конкретных месторождений, на втором — нижней.

Следовательно, оценки извлекаемых запасов и ресурсов, особенно в случаях  $C-C_1$  и  $D$ , и, видимо, в меньшей степени в случаях  $B-B_1$  отражают, вероятно, завышенные величины и в действительности будут несколько меньше.

Аналогичная тенденция выявилась при анализе изменения оценок прогнозных годовых максимумов добычи для большинства месторождений. Причем, наблюдается более быстрое уменьшение оценок извлекаемых запасов нежели максимальных объемов годовой добычи, что приводит к увеличению темпа добычи

до 5—7% в настоящее время по сравнению с 3,5—5% максимально эффективного темпа отбора для Западной Европы несколько лет назад. Это объясняется следующим:

при уменьшении оценок извлекаемых запасов сохранение максимально эффективного темпа отбора ведет к уменьшению годовых объемов добычи и, следовательно, к уменьшению прибыльности месторождения;

при уменьшении оценок извлекаемых запасов сохранение запланированной прибыльности месторождения требует поддержания годовых объемов добычи на предполагавшемся уровне, а, значит, увеличения темпа добычи.

Таким образом, на рассматриваемых месторождениях имеют место оба подхода, но предпочтение отдается, по-видимому, поддержанию уровня запланированной ранее прибыльности, что и приводит к увеличению темпа добычи по сравнению с максимально эффективным.

Сопоставив данные о возможном потреблении нефти в Великобритании и добыче ее в британском секторе Северного моря, можно ожидать, что к началу 80-х годов Великобритания превратится в нетто-экспортера нефти.

При разработке только лишь доказанных запасов период самообеспеченности продлится весьма недолго — первую половину 80-х годов — и о значительном экспорте нефти вряд ли стоит здесь говорить. При разработке доказанных и вероятных запасов период самообеспеченности может продлиться до конца 80-х годов с максимумом экспорта нефти порядка 60—90 млн т/год. При разработке общих ресурсов нефти британского сектора Северного моря период самообеспеченности продлевается до середины 90-х годов. Максимальный экспорт в этом случае может быть порядка 100—120 млн т/год.

В случае же разработки общих ресурсов нефти всей шельфовой зоны Великобритании она будет обеспечена собственной нефтью до конца XX в., а максимально возможный экспорт ее может быть около 190 млн т/год.

При определении значения нефти для энергетики Западной Европы примерные уровни нефтепотребления региона на перспективу были взяты в соответствии с прогнозом, сделанным специалистами Кембриджского университета на X Мировой энергетической конференции.

Согласно этому прогнозу потребности стран Западной Европы в нефти в 1980 г. составят 685—695 млн. т, в 1985 соответственно 695—720, в 1990 — 705 и 745, в 1995 — 715 и 770 и в 2000 г. — 725 и 795 млн. т.

Максимально возможные уровни чистого экспорта британской нефти и ее доля в покрытии потребностей региона в этом энергоресурсе показаны на рис. 2 и в табл. 6.

Таблица 6

Возможное значение британской нефти Северного моря для экономики Западной Европы

	Варианты					
	A	B	B <sub>1</sub>	C	C <sub>1</sub>	D
Максимальная добыча, млн. т/год	105	150	180	195	220	300
Годы максимальной добычи	1981	1982	1981/82	1983/84	1987	1992
Потребность Западной Европы в нефти в указанные годы, млн. т/год	$\frac{705}{690}$	$\frac{710}{690}$	$\frac{705}{690}$	$\frac{715}{695}$	$\frac{730}{700}$	$\frac{755}{710}$
Уровни добычи от потребления, %	$\frac{14,9}{15,2}$	$\frac{21,1}{21,7}$	$\frac{25,5}{26,1}$	$\frac{27,3}{28,0}$	$\frac{30,5}{31,4}$	$\frac{39,7}{42,2}$
Максимальный нетто-экспорт, млн. т/год	15	60	90	100	120	190
Годы максимального нетто-экспорта	1981	1982	1981	1983	1987	1992
Потребность Западной Европы в нефти (без Великобритании) в указанные годы, млн. т/год	$\frac{615}{600}$	$\frac{620}{600}$	$\frac{615}{600}$	$\frac{620}{600}$	$\frac{630}{600}$	$\frac{645}{600}$
Уровень экспорта от потребления, %	$\frac{2,4}{2,5}$	$\frac{9,7}{10,0}$	$\frac{14,7}{15,0}$	$\frac{16,2}{16,7}$	$\frac{19,1}{20,0}$	$\frac{29,5}{31,7}$

Примечание. Числитель — для максимального потребления, знаменатель — для минимального.

Из данных табл. 6 видно, что Северное море не освободит страны региона, даже северо-западной его части, от зависимости от импорта нефти из других регионов (хотя может несколько уменьшить его — в лучшем случае и на весьма короткий срок примерно на  $\frac{1}{5}$  для варианта C<sub>1</sub>).

Необходимо при этом иметь в виду, что представленные на рис. 2 кривые как в части потребления, так и в части добычи носят весьма ориентировочный характер и лишь иллюстрируют возможные варианты соотношения спроса/предложения (давая весьма приблизительные их оценки) в зависимости от степени вовлечения в разработку различных категорий ресурсов нефти шельфовой зоны Великобритании при неизменных ценах.

Но и эта картина может значительно измениться в случае изменения мировых цен, особенно под влиянием каких-либо еще, помимо инфляции, факторов, например, за счет необходимости учета в цене так называемой стоимости исчерпания энергоресурса, на чем настаивают некоторые западные экономисты. А это, в свою очередь, приведет к необходимости пересмотра всей системы экономических показателей, определяющих рентабельность добычи нефти Северного моря.

Но с определенной степенью уверенности исходя из разрабатываемых и ожидаемых к освоению в ближайшее время месторождений можно говорить о Великобритании как о вероятном нетто-экспортере нефти до конца 80-х годов.

#### Список литературы

1. World Energy Outlook. A Reassessment of Long Term Energy Developments and Related Policies, OECD, Paris, 27 January 1977.
2. Energy: Global Prospects 1985—2000; Report of the Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES), McGraw-Hill Book Company, USA, Boston, May 1977.
3. The International Energy Situation: Outlook to 1985, Central Intelligence Agency, USA, April 1977, ER 77-10240U.
4. Energy Supply-Demand Integrations to the Year 2000: Global and National Studies. Third Technical Report of the WAES, June 1977.
5. UK Offshore Oil and Gas Yearbook 1975/76. London, Kogan Page Limited, 1975.
6. World Energy Demand to 2020. Executive summary. World Energy Conference, London, England, 15 August 1977.
7. Major Oil and Gas Fields of the Free World, Central Intelligence Agency, USA, June 1977, ER 77-10313.

УДК [621.311.22+621.311.25:621.039].002.2:657.47(430.1)

## НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ О СТОИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ ТЭС И АЭС В ФРГ

Инж. А. А. Саламов

За последние 10 лет единичная мощность блоков ТЭС в ФРГ увеличилась с 300 до 670 МВт, а блоков АЭС — до 1200 МВт. Теоретически стоимость пылеугольной ТЭС с блоком 600 МВт на 33% ниже, чем ТЭС с 6 блоками по 100 МВт, но практически снижение затрат за счет укрупнения блоков сводится на нет ростом цен на новое оборудование. Удельная стоимость блоков 300 и 600 МВт в начале 70-х годов была 500—600 марок/кВт. По официальному индексу цен стоимость строительства ТЭС на каменном угле с 1970 г. до середины 1975 г.

возросла на 50%, однако фактическое удорожание больше. Так, удельная стоимость блока 720 МВт (нетто 670 МВт) ТЭС Вильгельмсхафен составила 760 марок/кВт нетто, или на 65% выше, чем блока 300 МВт ТЭС Киль, введенного в 1970 г., хотя из-за укрупнения мощности и других факторов удельная стоимость должна была быть на 14% ниже. Затраты для выполнения санитарных норм по допустимому уровню шума составили для ТЭС Вильгельмсхафен 2,5% общих капиталовложений, а затраты на оборудование для защиты окружающей среды —