

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ОБЗОРНАЯ ИНФОРМАЦИЯ



СЕРИЯ

«МАШИНЫ И НЕФТЯНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ»

По информационному обеспечению отраслевых
научно-технических программ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ
В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ ПРОМЫШЛЕННО РАЗВИТЫХ
КАПИТАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАН

ВЫПУСК 7(77)

МОСКВА 1987

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	1
Динамика энергоемкости продукции отрасли. Анализ факторов, влияющих на ее динамику	2
Частные показатели энергоемкости: динамика и взаи- мосвязь. Структура энергопотребления	16
Основные направления использования газа	24
Определение нефтеемкости нефтегазодобычи	26
Заключение	43
Литература	44

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ,
УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Серия «МАШИНЫ И НЕФТЯНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ»

Обзорная информация

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ
В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ ПРОМЫШЛЕННО РАЗВИТЫХ
КАПИТАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАН

Выпуск 7(77)

Москва 1987

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в зарубежной литературе систематически появляются достаточно многочисленные публикации, свидетельствующие об интенсивной перестройке экономики промышленно развитых капиталистических стран на энергосберегающий путь развития. Эти выводы основываются, как правило, на анализе динамики одного (реже - двух) показателя: энергоемкости валового внутреннего продукта (ВВП) и энергоемкости промышленной продукции. При этом обычно вне рассмотрения оказываются непосредственно сама энергопроизводящая сфера - топливно-энергетический комплекс (ТЭК) - и важнейшее (в условиях сохраняющейся ориентации капиталистических государств на присущее потребление углеводородных энергоносителей) ее звено - нефтегазодобывающая промышленность.

В связи с этим цель настоящей работы заключалась в исследовании динамики энергоемкости продукции и ее частных показателей (газо-, электро-, нефтеемкости и др.), в нефтегазодобывающей отрасли всдущих промышленно развитых капиталистических стран, таких, как США, Канада, ФРГ, Франция, Великобритания, Италия, Нидерланды и Норвегия.

Для сопоставимости расчеты производились на основе данных энергетической статистики Организации экономичес-



Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ВНИИОЕИГ), 1987

кого сотрудничества и развития (ОЭСР)^{*} /1-4/, которые при необходимости и возможности дополнялись информацией статистической службы ООН /5-7/.

ДИНАМИКА ЭНЕРГОЕМКОСТИ ПРОДУКЦИИ ОТРАСЛИ. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЕЕ ДИНАМИКУ

Математическая обработка динамических рядов значений энергоемкости натуральной товарной продукции отрасли^{**}, выраженной в кг/т (условного топлива) за 1971-1982 гг.^{***} показала, что по всем рассматриваемым странам, кроме Нидерландов, выровненная динамика этого показателя описывается параболами, а по Нидерландам – гиперболой^{****}. При этом в США, ФРГ, Франции и Норвегии в течение анализируемого периода динамика энергоемкости с возрастающей сменилась на противоположную: трендовые кривые имеют явно выраженный экстремум соответственно в 1973, 1980, 1979 и 1978 гг. Таким образом перелом тенденции в динамике энергоемкости от роста к ее снижению приходится в США на годы первого, а в Норвегии, Франции и ФРГ – второго нефтяных кризисов (рис.1).

Параболический характер выровненных кривых энергоем-

* OECD Energy Statistics (до 1980 г. издавалось под названием Statistics of Energy, до 1954 г. – Basic Statistics on Energy).

** Динамика энергоемкости натуральной товарной продукции в общем со падает с динамикой энергоемкости условно-чистой продукции (УЧП) в постоянных ценах в силу методических особенностей расчета последней (УЧП i -го года в ценах j -го года равна УЧП j -го года, умноженной на индекс физического объема продукции i -го года по отношению к j -му году). Поэтому все рассуждения о тенденциях в изменении энергоемкости натуральной товарной продукции отрасли в полной мере применимы для энергоемкости ее УЧП.

*** Данные о потреблении энергоносителей отраслью за период до 1971 г. в статистике ОЭСР носят фрагментарный характер.

**** Выравнивание динамических рядов значений энергоемкости и ее частных показателей производилось в случае явно выраженного характера динамики по набору из пяти кривых: прямая, парабола, гипербола, экспонента, степенная функция. Критерием отбора той или иной описывающей кривой был минимум суммы квадратов отклонений выровненных значений энергоемкости и ее частных показателей от фактических.

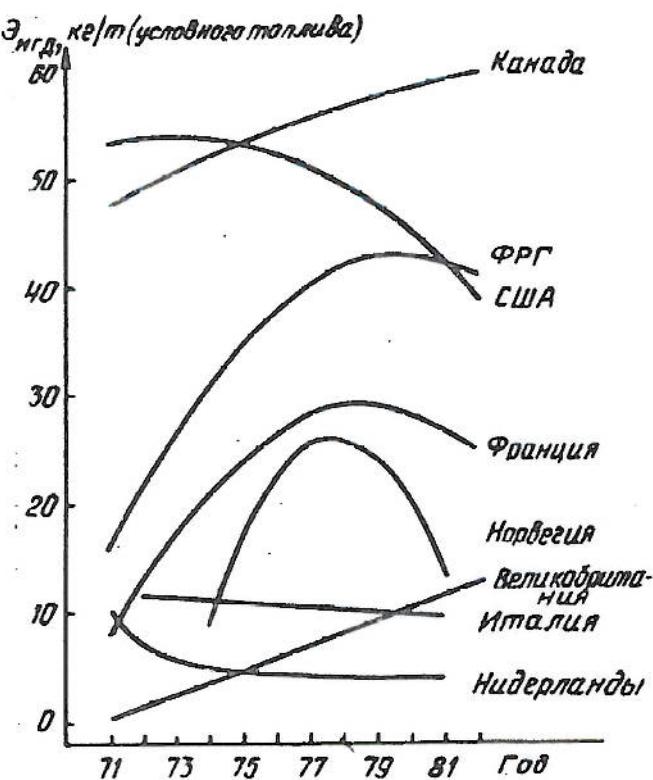


Рис. 1. Выровненная (по данным статистики ОЭСР) динамика энергоемкости товарной добычи углеводородов, кг/т (условного топлива), в ведущих промышленно развитых капиталистических странах в 1971–1982 гг.

кости в остальных странах свидетельствует о затухающем росте этого показателя в Канаде (практически достигшего своего выровненного максимума в 1982 г. и при продолжении тренда приводящего к снижению энергоемкости начиная с 1987 г.) и о затухающем его уменьшении в Италии (кривая снижения энергоемкости здесь близка к выпаданию, как и в случае гиперболического ее снижения в Нидерландах)*. В то же время в Великобритании отмечаются, хотя и незначительно, но увеличивающиеся темпы роста энергоемкости (в данном случае парабола очень близка к прямой).

При этом следует отметить не столько прогрессирующие темпы снижения энергоемкости в США, ФРГ, Франции и Норвегии (поступление статистических данных за более

* Это свидетельствует, что резервы дальнейшего снижения энергоемкости продукции как в Италии, так и в Нидерландах близки к исчерпанию.

поздний, чем 1982 г., период может сделать это выровненное снижение более пологим), сколько сам факт устойчиво продолжающегося в США и наметившегося в остальных трех странах уменьшения энергоемкости натуральной товарной продукции отрасли.

Недостаточно статистически длительный период трендового снижения энергоемкости в ФРГ, Франции и Норвегии не дает пока оснований судить об устойчивости этой тенденции, но почти десятилетнее выровненное ее падение в США позволяет сделать определенные выводы.

За 1973–1982 гг. энергоемкость нефтегазодобычи в США снизилась на 27 % по сравнению с максимальной, т.е. падала со среднегодовым темпом 3,45 % (по выровненному тренду). С точки зрения экономики это означает, что данное быстрое и устойчивое снижение не может быть отнесено на счет перестройки технологической базы отрасли на энергосберегающий тип воспроизведения. В его основе, по-видимому, лежат другие – в первую очередь структурные – факторы.

Действительно, в начале 70-х гг. США характеризовались самой высокой среди рассматриваемых стран энергоемкостью нефтегазодобычи – $\dot{\mathcal{E}}_{\text{НГД}}$, кг/т (условного топлива): в 1,1 раза более высокой, чем в Канаде; в 3,4 раза – чем в ФРГ; в 4,4 раза – чем в Италии; в 5,6 раза – чем в Нидерландах; в 6,8 раза – чем во Франции (см. рис.1, все цифры – по выровненным данным)*.

До настоящего времени техническая база нефтегазодобычи США и, следовательно, энергетические КПД промышленного оборудования сохранились практически неизменными, в то время как основные "природные" характеристики функционирования отрасли, определяющие ее энергоемкость, значительно ухудшились.

* Близость уровней энергоемкости канадской и американской нефтегазодобывающей промышленности в этот период объясняется не только сходностью горно-геологических условий разрабатываемых месторождений в обеих странах, но и широким распространением в Канаде филиалов американских нефтяных монополий (американским фирмам принадлежит почти половина канадской нефтяной промышленности /8/), внедривших в нефтегазодобывающей промышленности Канады как энергоемкую американскую технологию, так и энергоемкие американские методы хозяйствования.

К числу этих характеристик следует отнести обводненность и истощенность разрабатываемых месторождений, глубину, с которой ведется добыча нефти и газа, дебиты скважин действующего фонда, изменение его технологической структуры (соотношение механизированной и фонтанной добычи и типов оборудования при механизированной добыче).

Обводненность продукции считается главным фактором энергопотребления нефтедобычи и положена в основу определения зависимости между производительностью промысла и энергоемкостью добытой нефти /9/.

В течение 70-х гг. обводненность продукции нефтяных месторождений США возросла с 74 до 80 % /10/. Это означает, что, если в 1970 г. для подъема 1 т нефти приходилось извлекать 3,85 т жидкости, то в 1980 г. - 5 т. Таким образом, только за счет роста обводненности продукции энергоемкость ее добычи должна была бы возрасти за 1970-1980 гг. при прочих равных условиях в 1,3 раза. Опыт США подтверждает экономическую целесообразность интенсивной эксплуатации скважин при высокой обводненности их продукции: при эксплуатации многих месторождений обводненность продукции скважин доходит до 98-99 %; есть примеры, когда скважины рентабельно эксплуатируются при обводненности продукции даже выше 99 %. Так, на месторождении Эшли-Вэлли к моменту отбора 88 % начальных извлекаемых запасов нефти обводненность продукции составляла 99 %, следовательно, 12 % оставшихся извлекаемых запасов нефти отбирались при масовой доле воды в продукции выше 99 %. Рентабельность при этом обеспечивалась в значительной мере надежностью оборудования; спущенные в скважины высокопроизводительные электроцентробежные насосы работали непрерывно и безотказно (без подъема) в течение нескольких и даже более 10 лет /11/.

Поэтому в перспективе обводненность продукции нефтяных месторождений США будет продолжать расти, причем, видимо, более интенсивно, чем ранее, в связи с все более широким применением заводнения с начальных стадий их эксплуатации.

Существенным фактором роста обводненности продукции

в американской нефтегазодобывающей промышленности является осуществляемая с середины 1985 г. программа заводнения на месторождении Прадхо-Бэй, в соответствии с которой к концу 80-х гг. предполагается ежегодно закачивать в пласт около 174 млн т воды (максимум 185-186 млн т), в том числе 58 млн т добываемой вместе с нефтью и 116 млн т (максимум 128 млн т) забираемой из моря Бофорта*. До начала программы заводнения на той половине месторождения, которая разрабатывается фирмой *Sohio Alaska Petroleum*, с нефтью добывали 2,6 млн т воды /12-15/. Поскольку месторождение разрабатывается по единой системе, то можно предположить, что на другой половине, которая разрабатывается фирмой *ARCO Alaska Inc.*, с нефтью добывалось примерно такое же количество воды. Из приведенных выше данных следует:

при уровне добычи нефти в начале 80-х гг. порядка 80 млн т обводненность продукции на месторождении составляла около 6 %;

до осуществления программы завоdнения разработка месторождения Прадхо-Бэй являлась фактором, сдерживающим рост обводненности продукции американских нефтяных месторождений – при отсутствии Прадхо-Бэй и при прочих равных условиях обводненность составила бы в 1980 г. не 80, а 83 %;

в результате осуществления программы завоdнения и при прогнозируемом снижении добычи нефти на месторождении с 1987 г. (примерно в 2 раза к 1992 г. по сравнению с максимумом первой половины 80-х гг.) /16/, обводненность продукции на Прадхо-Бэй в конце 80-х гг. превысит 50 %, а в 1992 г. достигнет 60 %; столь быстрый рост обводненности продукции на месторождении (в 10 раз за 10 лет) будет интенсифицировать рост обводненности на американских нефтяных месторождениях в целом и выступать тем самым существенным фактором роста энергоемкости продукции нефтегазодобывающей промышленности США.

* Здесь и далее принимается, что плотность той и другой воды составляет 1000 кг/м³.

Средняя степень истощенности американских нефтяных месторождений увеличилась с 70 % в 1970 г. до 82 % в 1980 г. /10/ и продолжает расти.

Так, по крупнейшим месторождениям (с начальными извлекаемыми запасами не менее 13,5 млн т, на долю которых приходилось 57 % добычи нефти в стране в 1970 и 1984 гг. и 63 % в 1980 г.) средняя степень истощенности возросла с 72,2 % для 267 месторождений на начало 1971 г. до 72,7 % (79,7 %)* для 209 месторождений на начало 1981 г. и до 77,5 % (82,0 %) для 213 месторождений на начало 1985 г. /17-19/. При этом степень истощения 32 крупнейших месторождений составляет 90...95 %, 24 месторождений - 95...99,7 % /11/.

Этот процесс сопровождается увеличением числа малодебитных скважин S_{MD} , находящихся в эксплуатации (на 16 % за 12 лет), и доли их в общем фонде действующих нефтяных скважин D_{MD} (скачкообразный рост с 69,4 % в 1970 г. до 74,1 % в 1974 г. и затем постепенное снижение до 71,8 % в 1982 г., т.е. до уровня более высокого, чем в 1970 г.; данные на конец года). Расширенный ввод в эксплуатацию малодебитных скважин сопровождался снижением их среднесуточного дебита Q_{MD} (на 15 % за 12 лет), но за счет роста их числа, доля малодебитных скважин в добыче нефти в стране D_{MD} несколько увеличилась: с 12,5 % в 1970 г. до 13,9 % в 1982 г. В результате среднесуточный дебит одной американской нефтяной скважины действующего фонда Q_H снизился более чем на четверть, впервые за анализируемую ретроспективу упав ниже уровня 2 т/сут (1,89 т/сут в 1983 г.) по сравнению с максимальным за послевоенный период его уровнем, равным 2,56 т/сут в 1970 г. (рис.2). Таким образом, в 1983 г. среднесуточный дебит американских нефтяных скважин снизился до уровня середины 60-х гг. /20/.

Происшедшее в начале 1986 г. резкое снижение цен на нефть \bar{P}_H может в ближайшей перспективе привести не только к замедлению роста, но и к уменьшению числа малодебитных скважин, на сохранение фонда которых направ-

* В скобках приведены данные без учета месторождения Прадхо-Бэй.

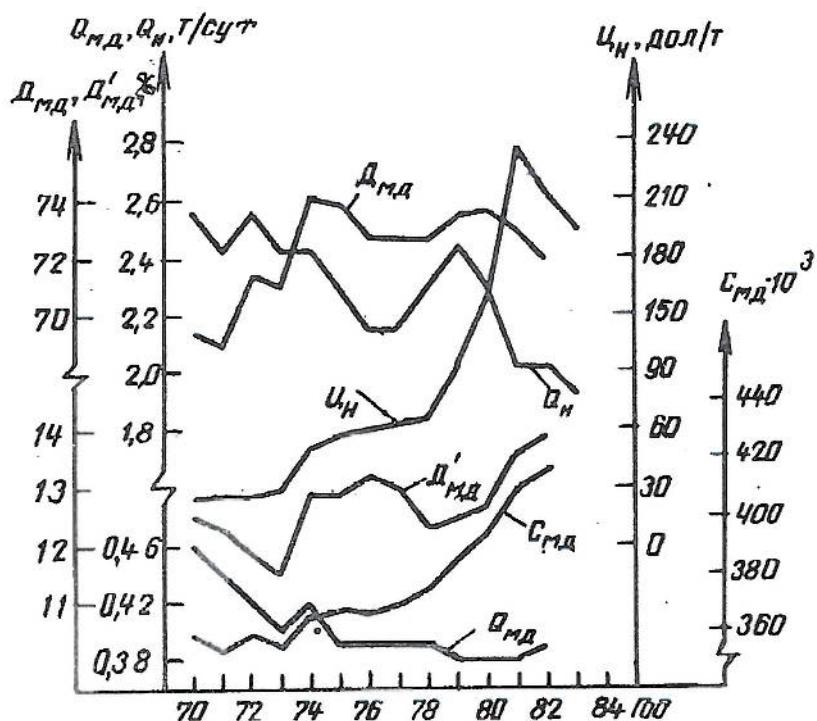


Рис.2. Роль малодебитных скважин в нефтедобывающей промышленности США

лен ряд принятых в 80-х гг. мер финансового стимулирования добычи нефти. Так, законом о налогах от 1981 г. были предоставлены дополнительные налоговые льготы предпринимателям, осуществляющим добычу нефти из малодебитных скважин. В частности, был уменьшен с 30 до 15 % налог на так называемые "непредвиденные доходы" (windfall profit tax). В 1982 г. были освобождены от налога скважины с дебитом не более 0,27 т/сут. В 1985 г. от налога освобождены скважины, дающие не более 0,41 т/сут нефти. Рассматривается законопроект, согласно которому к категории малодебитных будут относиться нефтяные скважины со следующими предельными дебитами: при глубине скважины до 600 м – 1,35 т/сут; 600...1200 м – 2,7 т/сут; 1200...1800 м – 3,4 т/сут; 1800...2400 м – 4,1 т/сут; свыше 2400 м – 4,7 т/сут. Стимулируемое таким образом сохранение фонда малодебитных скважин в США, сопровождающееся ростом истощен-

* В настоящее время к категории малодебитных относятся скважины, дающие не более 1,35 т/сут, вне зависимости от их глубины.

ности и обводненности месторождений по мере их выработки, будет действовать в направлении дальнейшего снижения среднесуточного дебита нефтяных скважин всего действующего фонда.

Изменения в технологической структуре фонда скважин так же, как и по рассмотренным выше факторам, происходили в направлении увеличения энергоемкости добычи. При росте с 1974 г. общего числа нефтяных скважин фонда действующих (C_H) продолжалось долговременное сокращение числа фонтанирующих действующих нефтяных скважин $C_{H\Phi}$. В результате доля их в фонде действующих $D_{H\Phi}$ (рис.3) уменьшилась с 9,1 % в начале 1971 г. до 5,5 % в начале 1984 г. /21-33/.

В то же время соотношение механизированных способов добычи нефти в США за анализируемую ретроспективу су-

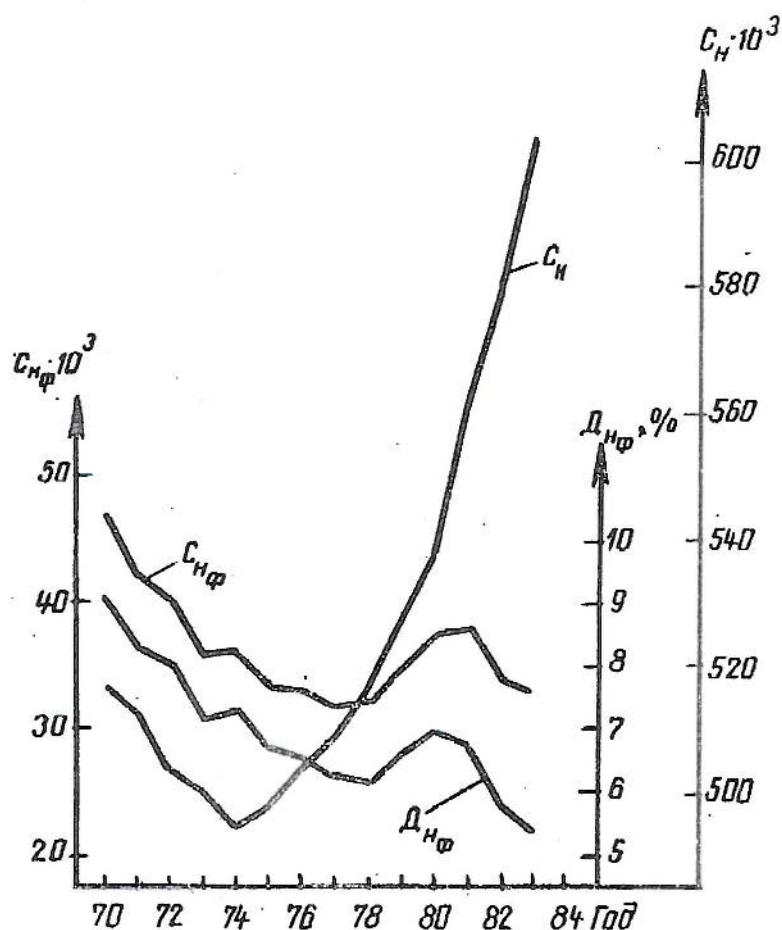


Рис. 3. Технологическая структура фонда действующих нефтяных скважин США

щественных изменений не претерпевало. Основная часть фонда действующих скважин оборудована штанговыми насосами, число которых к 1979 г. достигло примерно 420 тыс., а к 1983 г. – 450 тыс., а по другим данным /34/ – 473 тыс. к 1983 г. и 508 тыс. – к 1985 г. Число скважин, эксплуатируемых газлифты способом, в этот период сохранялось примерно на уровне 50 тыс., с применением электроцентробежных (ЭЦН) и гидропоршневых (ГПН) насосов – по 10 тыс. каждый /10, 34, 35/. Таким образом, изменения в механизированных способах добычи нефти происходили практически только за счет штанговых насосов. Рост их числа в это время объяснялся активным вводом в эксплуатацию из фонда бездействующих большого числа малодебитных скважин, оборудованных штанговыми насосами, в результате отмены контроля над ценами на нефть (см.рис.2).

При этом общие КПД, как правило, не превышают 20 % для газлифта, 30 % для ЭЦН, 35 % для скважино-штанговых насосов (СШН) и 40 % для ГПН /36/, что при существующем соотношении механизированных способов добычи (в первой половине 80-х гг. 87 % – СШН, 2 % – ЭЦН и ГПН и 9 % – газлифт /34/) делает средний по всем этим способам КПД близким к аналогичному для СШН и равным 33 %. Поэтому происходившие за анализируемую ретроспективу изменения в структуре механизированных способов добычи нефти влияния на изменение энергоемкости нефтегазодобычи практически не оказывали и, видимо, не окажут в ближайшие годы, вне зависимости от того, будет ли число малодебитных скважин, оборудованных штанговыми насосами, расти под воздействием рассмотренных выше мер финансового регулирования или сокращаться в результате падения цен на нефть.

Оценка динамики глубины, с которой извлекается нефть и газ в 70-х – начале 80-х гг., проводилась на базе косвенных методов расчета (через определение тенденций в изменении средней глубины скважин действующего фонда) из-за отсутствия данных о глубине залегания продуктивных пластов и годовых объемах добычи из этих пластов по каждому из более чем 27,5 тыс.нефтяных /19/ и 10 тыс.га-

зовых и газоконденсатных /37/ месторождений США за
анализируемую ретроспективу*.

Правомерность такого перехода представляется обоснованной, поскольку, по мнению Американского нефтяного института (АНИ), начиная с 1975 г. разрыв между фактическим уровнем объема добычи нефти в стране и уровнем производственных мощностей по добыче нефти очень незначителен, т.е. коэффициент использования производственных мощностей по добыче близок к 100 %**.

В статистике нет данных о глубине действующих скважин в целом по их фонду, поэтому оценить динамику этого показателя можно по изменению средней глубины бурения продуктивных скважин (так как именно они формируют эксплуатационный фонд) в течение периода, равного сроку службы скважины.

Средний срок службы нефтяной скважины, начиная с 1971 и до 1983 гг., устойчиво и практически линейно возрастал – с 24 до 29 лет (рис.4) /20/. Приняв соответствующим и равным ему средний срок службы газовой скважины, получим, что средняя глубина скважины фонда действующих определяется средней глубиной бурения продуктивных скважин, начиная со второй половины 40-х гг. /33/ и что пробуренные в 1971–1983 гг. продуктивные скважины замещали в фонде действующих место выводимых из эксплуатаций скважин, пробуренных в 1947–1954 гг. Средняя глубина бурения продуктивных скважин (см.рис.4),

* В Международной нефтяной энциклопедии, 1983, т. 16 /38/ приводятся указанные данные по 37 крупнейшим нефтяным месторождениям США, открытых после 1950 г. Однако, к сожалению, эта выборка не является статистически представительной: на долю включенных в нее месторождений пришлось в 1981 г. всего 24,5 % добычи нефти в стране (без учета месторождения Прадхо-Бэй – только 6,8 %); добыча там рассредоточена в очень большом диапазоне глубины залегания продуктивных пластов – от 1 до 5 тыс.м (хотя 3/4 добычи из 35 месторождений – без учета Прадхо-Бэй – приходится на диапазон 1,5...3,0 тыс.м).

** Это причина, по которой АНИ с 1975 г. перестал публиковать данные о производственных мощностях по добыче нефти в стране. По оценке АНИ, "значительное" неиспользование производственных мощностей по добыче нефти отмечается только по месторождениям, входящим в стратегический резерв страны, например по Элк Хиллз (военно-морской стратегический нефтяной резерв) /39/.

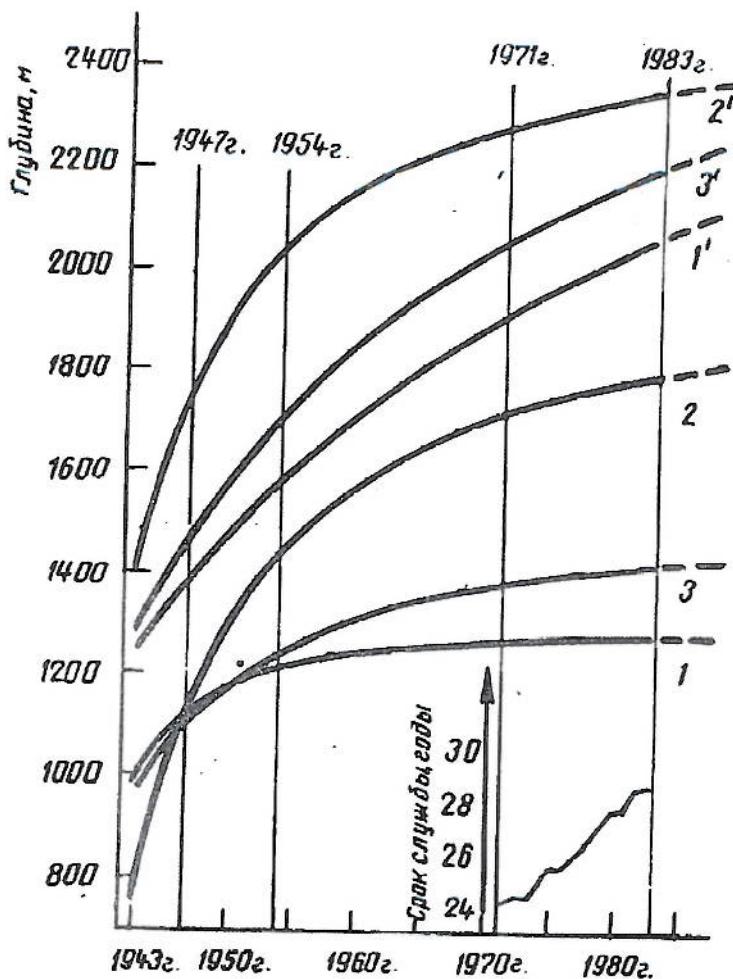


Рис.4. Выровненная динамика средней глубины (м) бурения продуктивных нефтяных и газовых скважин и средний срок службы нефтяных скважин в США:

1–3 – все пробуренные в течение года продуктивные скважины; 1'–3' – продуктивные поисково–разведочные скважины на новых месторождениях; 1,1' – нефтяные; 2,2' – газовые; 3,3' – нефтяные и газовые в целом

описываемая в динамике гиперболическими трендами, в 1971–1983 гг. превышала среднюю глубину их бурения в 1947–1954 гг. в 1,06...1,12 раза по нефтяным, в 1,25...1,52 раза – по газовым и в 1,15...1,25 раза в целом по всем пробуренным в течение года продуктивным скважинам.

Таким образом, в 70-х – начале 80-х гг. глубина добычи нефти и газа росла, действуя тем самым в сторону увеличения энергоемкости продукции нефтегазодобывающей промышленности.

В перспективе рост глубины добычи нефти и газа будет продолжаться в результате:

неизбежного вовлечения в разработку разведываемых месторождений, глубина залегания продуктивных пластов которых будет больше, чем ныне разрабатываемых, поскольку в 1971-1983 гг. средняя глубина бурения продуктивных поисково-разведочных скважин на новых месторождениях (т.е. формирующих перспективный эксплуатационный фонд скважин) была больше, чем средняя глубина всех пробуренных в течение года продуктивных скважин (т.е. формирующих нынешний эксплуатационный фонд скважин) в 1,31...1,38 раза для нефтяных, 1,16...1,31 раза для газовых и 1,30...1,41 раза для нефтяных и газовых в целом (см.рис.4);

продолжающегося увеличения глубины бурения продуктивных скважин на разрабатываемых месторождениях (за счет перехода на более глубокие залежи в пределах одних и тех же месторождений и перераспределения структуры добычи между более старыми и, как правило, менее глубокими и молодыми месторождениями с более глубоким залеганием продуктивных пластов из числа уже разрабатываемых).

При сохранении наблюдающихся за прошедшие 45 лет и описываемых гиперболами тенденций в изменении глубины бурения продуктивных скважин асимптотические пределы ее увеличения составляют (цифры в скобках – достигнутая в 1983 г. средняя глубина скважин указанного вида по выровненному тренду):

для всех пробуренных в течение года скважин – 1320 м (1281 м) для нефтяных, 2060 м (1802 м) для газовых и 1582 м (1430 м) для нефтяных и газовых в целом;

для поисково-разведочных на новых месторождениях – 3117 м (2075 м) для нефтяных, 2593 м (2364 м) для газовых и 2966 м (2210 м) для нефтяных и газовых в целом

Из сказанного следует, что в США в 70-е – начале 80-х гг. совокупность двух видов факторов изменения энергоемкости продукции нефтегазодобывающей промышленности (природные и технологические) действовала в сторону роста удельного расхода энергоносителей на единицу добываемых углеводородов и направление действия этих факторов остается неизменным в ближайшей перспективе.

В этих условиях единственным объяснением феномена почти 30%-го снижения энергоемкости нефтегазодобычи США

за прошедшее после 1973 г. десятилетие может служить, в силу отсутствия ярко выраженных признаков "технологической" экономии энергии, лишь структурный фактор.

Однако частичное (трудно или вообще не поддающееся калькуляции) снижение энергоемкости все же следует отнести к "технологической" экономии энергии – за счет множества небольших, иногда малозаметных технических, технологических, организационно-производственных усовершенствований применительно к технике в направлении повышения ее энергетического КПД, что по аналогии с тремя основными "потоками" научно-технического прогресса /40/ может быть, на наш взгляд, названо "эволюционной энергоэкономией".

Например, разработанная фирмой National Supply штанговая длинноходовая насосная установка типа Liftronic, модель А12-360 потребляет электроэнергии на 15 % меньше, чем серийный станок-качалка типа АНИ 228 /41/.

Другой пример – замена в ременной передаче штангового насоса стандартного клиновидного приводного ремня (V-образного профиля) на зубчатый приводит (как показали результаты 3-месячных замеров на двух идентичных насосных системах с разными ремнями) к сокращению потребления электроэнергии с 4,629 до 3,962 кВт·ч/м³, т.е. на 14,4 % /42/.

В обоих случаях эти более энергосберегающие технические решения применяются на ряде добывающих скважин, но число штанговых насосов в США превышает 500 тыс. /34/, и уже поэтому "вклад" указанных двух компонентов в снижение энергоемкости добычи нефти в США будет измеряться не более чем долями процента и только с третьей-четвертой значащей цифрой после запятой.

Так, если допустить, что насосами типа Liftronic оборудованы не "ряд", а 100 скважин, а общее число скважин с США принять для простоты равным 500 тыс., то получается, что расчетная относительная экономия электроэнергии от замены ими качалок типа АНИ 228 составляет всего 0,003 % (общего количества потребляемой штанговыми насосами электроэнергии) и, следовательно, в пересчете на снижение энергоемкости продукции нефтегазодобывающей будет еще (и значительно) меньше.

Итак, основное снижение энергоемкости продукции нефтегазодобычи обеспечивали факторы структурного характера. К таковым следует отнести интенсивный рост добычи нефти на Аляске (с 2 % добычи по стране в первой половине 70-х гг. до 20 % в первой половине 80-х гг.) при вводе в эксплуатацию в 1977 г. месторождения Прадхо-Бей, на июль которого приходится 9/10 добычи нефти в штате /18, 19, 43-46/.

Кроме глубины бурения скважин, которая в 1970-1984 гг. на Аляске примерно в 2 раза превышала среднее значение по стране в целом /17-19, 44-53/, и климатических условий, все основные показатели, определяющие уровень энергоемкости продукции отрасли, на Аляске значительно более благоприятны, чем в целом по США.

В 13 раз более низкая, чем в среднем по США (до 1985 г.), степень обводненности продукции месторождения Прадхо-Бэй /12-14/, вдвое более низкая, чем в среднем по США, степень его истощенности (40,1 % на начало 1985 г. /19/), сверхвысокие - по американским стандартам - дебиты скважин (почти в 200 раз превышающие средние по стране /33/) при соответствующей доле месторождения в запасах по стране (около 25 % текущих доказанных извлекаемых запасов нефти в США на начало 1983 г. /33, 34/) и добыче (примерно 18 % по стране в 1984 г. /19/) и явились причиной того, что разработка месторождения Прадхо-Бэй стала главным фактором снижения энергоемкости продукции отрасли.

Таким образом, парадоксальность рассмотренной выше ситуации заключается, очевидно, в разнонаправленном влиянии природного фактора на динамику энергоемкости нефтегазодобычи в "нижних" 48 штатах и на Аляске, что через эффект структурных сдвигов и повлекло за собой снижение энергоемкости продукции американской нефтегазодобывающей промышленности в целом.

Снижение это в ближайшее время должно замедлиться в связи с неизбежным и ожидаемым ухудшением рассмотренных выше показателей (степень обводненности и истощенности, дебиты) на месторождении Прадхо-Бэй, с одной стороны, и с уменьшением доли его в добыче по стране в связи с прохождением к 1987 г. максимума добычи на месторождении /16/ - с другой.

В случае технологической перестройки производственной базы отрасли и перевода ее (по исчерпании резервов дальнейшего снижения энергоемкости за счет природного и структурных факторов) на использование энергосберегающих процессов и оборудования темп снижения энергоемкости должен будет тем более резко уменьшиться в связи с инвестиционными ограничениями.

ЧАСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГОЕМКОСТИ: ДИНАМИКА И ВЗАЙМОСВЯЗИ. СТРУКТУРА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Энергетические потребности нефтегазодобывающей отрасли в рассматриваемых восьми странах покрываются преимущественно природным и нефтяным газом (рис.5) /1-7/.

В США до 1979 г. доля газа в структуре энергопотребления отрасли сохранялась практически неизменной (97,5...98,0 %), а затем снизилась до 94,5 %.

В Канаде отмечаются колебания доли газа в пределах 96-98 % при небольшом ее трендовом снижении.

В ФРГ диапазон колебаний несколько шире (94...97 %). при росте до 1978 г. и последующем снижении (динамика описывается "перевернутой" параболой).

Во Франции динамика доли газа в балансе энергопотребления нефтегазодобычи даже без выравнивания носит явно выраженный параболический – вершиной вверх – характер: рост с 92,5 % в 1971 г. до 98,1 % в 1976 г. с последующим снижением до 95,7 % в 1982 г.

В Великобритании до 1979 г. статистика ОЭСР показывает потребление в нефтегазодобывающей отрасли только природного газа. Затем началось интенсивное использование сжиженного нефтяного газа (СНГ) на нефтепромыслах Северного моря (определенное технико-экономической спецификой морской добычи углеводородов), в результате чего доля природного и нефтяного газа в энергопотреблении отрасли сразу же снизилась до 80...85 %.

В Италии природный и нефтяной газ, хотя и остаются основными энергоносителями в балансе потребляемой энергии в нефтегазодобывающей отрасли, но доля их устойчиво снижается с почти 99 % в начале 70-х гг. до несколько менее 86 % в 1981 г.

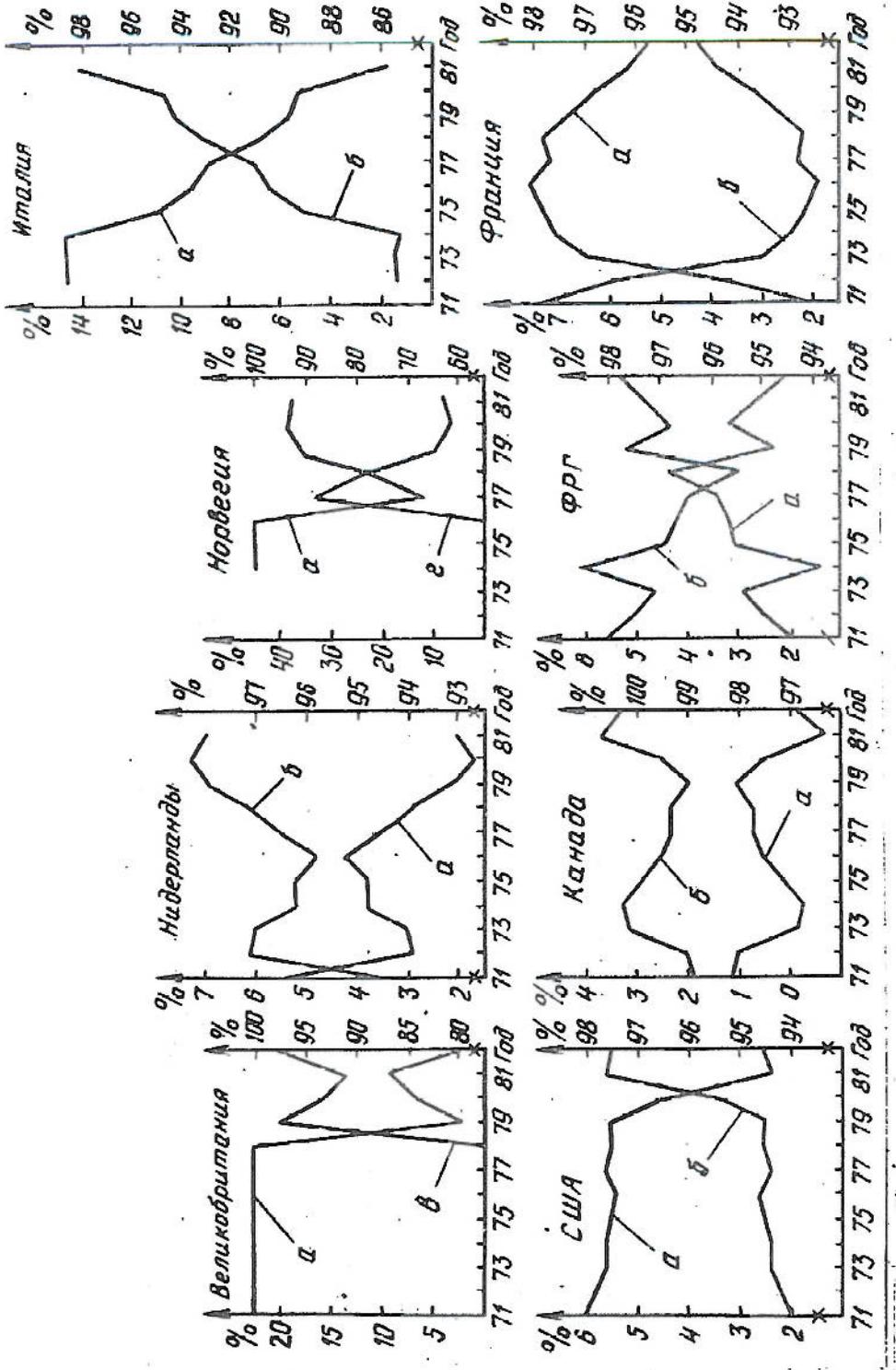


Рис.5. Структура потребления энергоносителей в нефтегазодобывающей промышленности ведущих промышленно развитых капиталистических стран в 1971–1982 гг. (по данным статистики ОЭСР), %:
 а – доля газа (правая шкала); б – доля электроэнергии (левая шкала); в – доля сжиженного нефтяного газа (левая шкала); г – доля газойля/дизтоплива (левая шкала)