

В Нидерландах отмечается явно выраженная тенденция к снижению доли газа в энергопотреблении отрасли (при колеблющейся динамике): до 93 % в 1981 г. по сравнению с 96,5 % в 1971 г.

В Норвегии в 1974–1976 гг. природный газ полностью по данным ОЭСР – покрывал потребности нефтегазодобывающей отрасли в подведенной энергии, затем доля газа упала до 2/3 в 1977 г. (с началом использования на североморских промыслах страны газойля/дизтоплива), после чего стала расти, достигнув в начале 80-х гг. примерно 93 % (см.рис.5).

Высокая доля природного и нефтяного газа в энергопотреблении отрасли является основной причиной близости динамики энерго- и газоемкости продукции нефтегазодобычи. Во всех странах изменение этих показателей – по выровненным трендам – описывается одними и теми же кривыми с близкими численными значениями.

Изменение электроемкости продукции происходит на относительно невысоком уровне. Однако из изложенного выше следует, что действительный уровень потребления электроэнергии в отрасли превышает рассчитанный по данным ОЭСР, поскольку по ним не представляется возможным определить, какая часть использованного природного газа превращается непосредственно в полезную работу, а какая – идет на преобразование в электроэнергию.

Во всех шести странах, где электроэнергия применяется для нужд энергоснабжения отрасли, отмечается интенсивная электрификация последней (в Великобритании и Норвегии электроэнергия – из энергосистемы – в нефтегазодобыче не используется).

Однако если математическая обработка динамических рядов электроемкости продукции показала ее линейный трендовый рост в ФРГ, то в США, Канаде, Франции, Италии и Нидерландах увеличение ее происходит нарастающим темпом и описывается восходящей ветвью параболы (рис.6).

В ускоренной электрификации отрасли может скрываться одно из объяснений причин столь быстрого снижения уровня газоемкости добычи углеводородов в США, Италии и Франции и замедления ее роста в Канаде и ФРГ.

В условиях большой разветвленности электроэнергети-

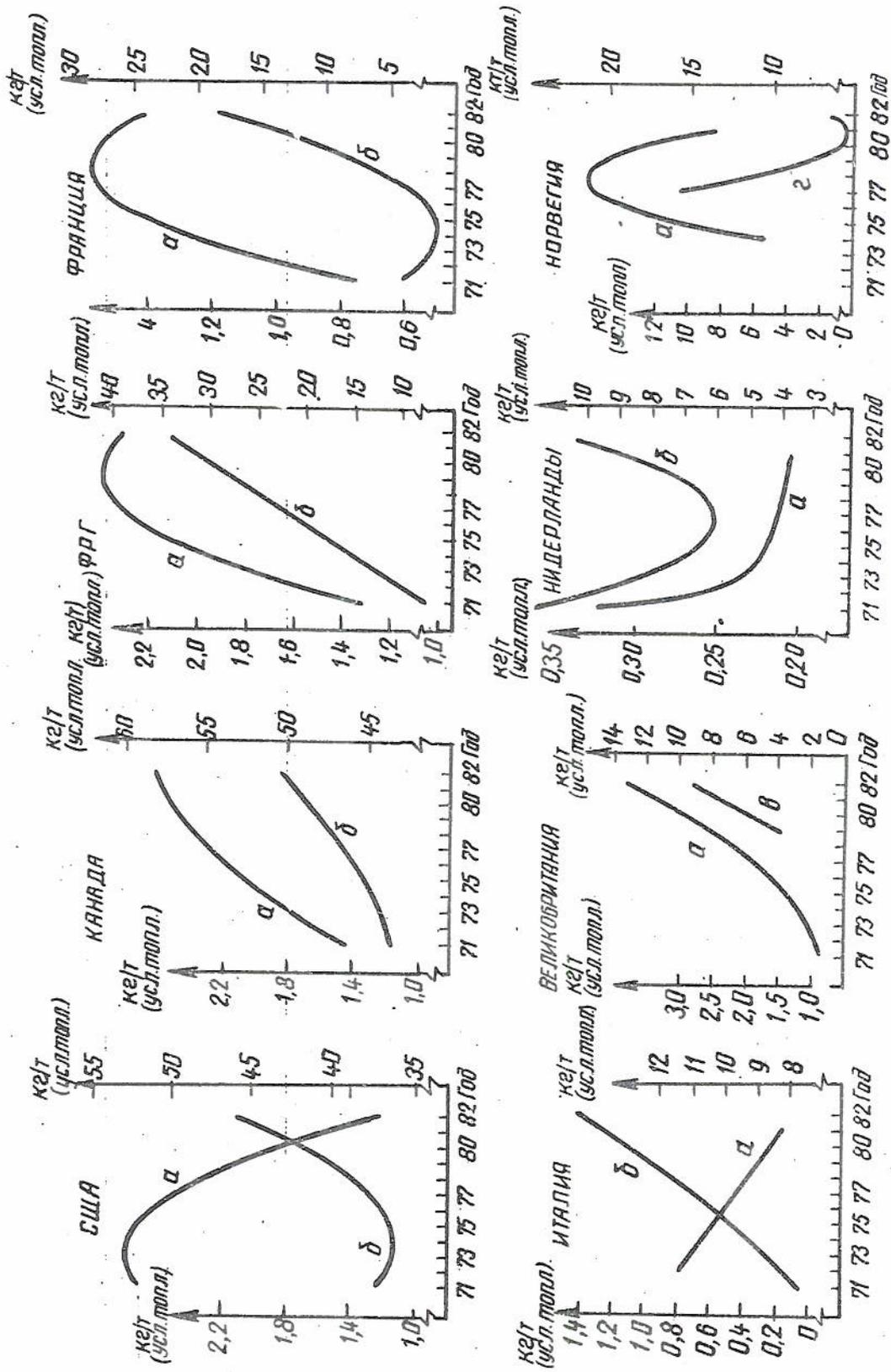


Рис.6. Выровненная (по данным статистики ОЭЭР) динамика частных показателей энергоемкости товарной добычи углеводородов - кг/т (условного топлива) - в ведущих промышленно развитых капиталистических странах в 1971-1982 гг.:

а - газоемкость (правая шкала); б - электроемкость (левая шкала); в, г - удельное потребление СНГ и газозойля/дизтоплива (левая шкала)

6-1325

ческих систем (что имеет место во всех указанных странах, в том числе в "нижних" 48 штатах США) при наращивании масштабов использования электроэнергии фирмам-производителям должен становиться выгодным переход от выработки ее на промыслах - за счет сжигания добытого природного или нефтяного газа - к закупкам у электроэнергетических компаний.

Только лишь действие эффекта концентрации предопределяет этот переход по экономическим соображениям: издержки централизованного производства, передачи и распределения электроэнергии при прочих равных условиях свыше некоторого уровня спроса будут ниже, чем издержки децентрализованного ее производства и распределения. Отсюда следует, что для фирмы будет выгодно перейти к электроснабжению из энергосистемы при таком уровне действительных или прогнозируемых потребностей в электроэнергии, при котором разница в издержках децентрализованного и централизованного ее производства превысит уровень издержек передачи электроэнергии при централизованном ее производстве.

Поэтому чем больше разветвленность энергосистем (распределительных сетей), тем, при прочих равных условиях, при меньшем уровне спроса на электроэнергию должен становиться выгодным переход от автономного к централизованному электроснабжению промысла (в первую очередь - за счет меньшей протяженности требуемой соединительной ЛЭП).

В США, например, фирма-производитель не освобождается от платежей за право разработки недр "royalties" на те объемы добытого газа, которые использованы на собственные нужды промысла /54/, в том числе на генерирование электроэнергии. Хотя этот газ и не является товарной продукцией отрасли, он не освобождает от налогообложения и стоимость его полностью переносится на произведенную электроэнергию, т.е. не создаются финансовые (ценовые) стимулы, как следовало бы ожидать, для децентрализованного электроснабжения.

В итоге наращивание электропотребления должно было сопровождаться переходом от децентрализованного к централизованному электроснабжению, т.е. вытеснением из ба-

ланса электроснабжения отрасли электроэнергетики, производимой за счет сжигания на промыслах добытого газа, электроэнергией, поставляемой из энергосистемы.

Это сопровождается следующим статистическим эффектом.

При централизованном электроснабжении потребляемая на промыслах электроэнергия проходит в энергетических балансах ОЭСР по статье "потребление электроэнергии". При децентрализованном электроснабжении та же потребляемая на промыслах электроэнергия учитывается в виде израсходованного на ее выработку газа, поэтому проходит по статье "потребление газа".

При существующих энергетических КПД газотурбинных установок, равных (в среднем по стране за 1983 г.) в Великобритании 31 %, в США - 37 %, в Италии - 39 %, в ФРГ - 40 %, в Нидерландах - 41 %, в Канаде - 46 %, во Франции - 47 %, в целом по ОЭСР - 33 % /55/, переход от децентрализованного к централизованному электроснабжению означает, что увеличение статьи "потребление электроэнергии" на 1 ед. сопровождается автоматическим уменьшением статьи "потребление газа" на 2...3 ед. Это также могло явиться одной из причин трендового снижения газоемкости в США, Италии, Франции и замедления тенденции ее роста в Канаде, ФРГ.

Несмотря на преимущественно нарастающие темпы и уровни электрификации нефтегазодобычи (см.рис.6), доля электроэнергии в энергопотреблении отрасли заметно возросла лишь в Италии: с немного более 1 % в начале 70-х гг. до 14,2 % в 1981 г. В остальных государствах доля электроэнергии в балансе энергопотребления либо возросла незначительно (США, Канада, Нидерланды), либо была в 1982 г. даже ниже, чем в 1971 г. (ФРГ, Франция). В Канаде и Нидерландах отмечается трендовый рост доли электроэнергии в энергопотреблении отрасли в течение всего анализируемого периода (при общем колебании ее динамики). В США в 1971-1979 гг. эта доля увеличилась с 2,0 до 2,5 %, после чего скачком возросла более чем в 2 раза (до 5,5 %). В то же время в ФРГ и Франции отмечается параболическая динамика этой доли. Однако в ФРГ период снижения - 1971-1978 гг.

(с 5,6 до 3,0 %) с последующим ростом до 5,3 % в 1982 г., т.е. почти до уровня 1971 г., а во Франции — 1971–1976 гг. (с 7,5 до 1,9 %) с последующим ростом до 4,3 %, что значительно меньше уровня 1971 г. (см.рис.5).

В итоге основным фактором динамики энергоемкости продукции отрасли во всех восьми странах остается изменение ее газоемкости: лишь в Италии на долю этого компонента приходится около 3/4 общего изменения энергоемкости, в остальных странах он либо составляет более 90 % — США, ФРГ, Франция, Нидерланды, либо даже превышает 100 % — Канада, Великобритания, Норвегия (табл.1).

Для расчета вклада отдельных факторов (см.табл.1) была использована формула

$$\Delta \bar{\epsilon}^z = \sum_i (\bar{d}^i \Delta \epsilon^i + \bar{\epsilon}^i \Delta d^i),$$

где

- $\Delta \bar{\epsilon}^z$ — абсолютный прирост/снижение энергоемкости натуральной товарной продукции нефтегазодобычи за 1971–1982 гг., кг/т (условного топлива);
- $\bar{d}^i = \frac{d_{71}^i + d_{82}^i}{2}$ — средняя за 1971–1982 гг. доля i -го энергоносителя в энергопотреблении отрасли;
- $\Delta d^i = d_{82}^i - d_{71}^i$ — изменение доли i -го энергоносителя в энергопотреблении отрасли за 1971–1982 гг.;
- $\bar{\epsilon}^i = \frac{\epsilon_{71}^i + \epsilon_{82}^i}{2}$ — среднее за 1971–1982 гг. значение частных показателей энергоемкости (рассчитанных как отношение потребления i -го энергоносителя к натуральной товарной продукции отрасли), кг/т (условного топлива);
- $\Delta \epsilon^i = \epsilon_{82}^i - \epsilon_{71}^i$ — абсолютный прирост/снижение значения частных показателей энергоемкости за 1971–1982 гг., кг/т (условного топлива).

Расчеты производились по выровненным данным, поэтому энергоемкость рассчитывалась как сумма выровненных значений ее частных показателей.

| Страна | Прирост (+) или снижение (-) энергоёмкости | | Доля абсолютного прироста/снижения энергоёмкости, % (знак указывает направление изменения) | | | | Доля изменения удельного потребления за счет изменения структуры энергопотребления ⁶ | | | |
|-------------------------------|--|------------------------------------|--|-------------|-----------------------------|-------|---|----------------------|-----------------------------------|--|
| | в % к уровню 1971 г. | | всего | в том числе | | всего | в том числе | | доли электро-энергии ⁷ | |
| | абсолютный, кг/г (условного топлива) | относительный, % от уровня 1971 г. | | газоёмкости | электроёмкости ⁷ | | газа | энергии ⁷ | | |
| США | -14,0 | -26 | -91,5 | -91,7 | +0,2 | -8,5 | -8,8 | +0,3 | | |
| Канада | +12,6 | +27 | +102,7 | +102,5 | +0,2 | -2,7 | -2,8 | +0,1 | | |
| ФРГ ¹ | +27,7 | +155 | +98,6 | +98,4 | +0,2 | +1,4 | +1,5 | -0,1 | | |
| Франция | +17,2 | +220 | +97,1 | +96,8 | +0,3 | +2,9 | +3,1 | -0,2 | | |
| Великобритания | +14,4 | +1020 | +110,5 | +108,0 | +2,5 | -10,5 | -13,0 | +2,5 | | |
| Италия ² | -2,0 | -17 | -71,9 | -74,0 | +2,1 | -28,1 | -30,2 | +2,1 | | |
| Нидерланды ³ | -5,7 | -58 | -95,7 | -95,6 | -0,1 | -4,3 | -4,5 | +0,2 | | |
| Норвегия ⁴ | +3,8 | +37 | +118,1 | +117,7 | +0,4 | -18,1 | -18,5 | +0,4 | | |

- 1 Без учета несистематически и в ограниченных количествах (0,1 % энергопотребления) потребляемого газа/электроэнергии.
- 2 За 1972-1981 гг.
- 3 За 1971-1981 гг.
- 4 За 1974-1981 гг.
- 5 Рассчитано по формуле $\frac{\sum (d_i \cdot \Delta E_i)}{\sum (d_i \cdot \Delta E_i + \sum E_i \cdot \Delta d_i)}$
- 6 Рассчитано по формуле $\frac{\sum (d_i \cdot \Delta E_i + \sum E_i \cdot \Delta d_i)}{\sum (d_i \cdot \Delta E_i + \sum E_i \cdot \Delta d_i)}$
- 7 Великобритания - СНГ; Норвегия - газ/электроэнергия.

Изменение структуры энергопотребления повсеместно явилось второстепенным фактором динамики энергоемкости, с той лишь разницей (помимо численной), что в Канаде, Великобритании и Норвегии в отличие от других пяти стран оно действовало в сторону, противоположную изменению энергоемкости. Соотношение значимости факторов, обуславливающих динамику энергоемкости продукции (изменение удельных расходов энергоносителей к изменению структуры энергопотребления), составило — в порядке убывания — 71:1 в ФРГ; 38:1 в Канаде; 34:1 во Франции; 23:1 в Нидерландах; 11:1 в США и Великобритании; 7:1 в Норвегии; 3:1 в Италии. Таким образом, лишь в Италии изменение структуры энергопотребления явилось действительно значимым фактором динамики энергоемкости товарной продукции нефтегазодобывающей промышленности, однако полностью относящимся на счет изменения доли газа в балансе потребляемой энергии в отрасли (см. табл. 1).

Максимальный вклад электроэнергетического компонента в изменение энергоемкости составил чуть более 4 % в Италии, действуя в сторону, противоположную направлению изменения значений энергоемкости. В остальных странах вклад этого компонента был значительно меньше 1 %. Следовательно, во всех рассматриваемых странах динамика энергоемкости нефтегазодобычи практически полностью определялась "газовым" компонентом: изменением газоемкости продукции и доли газа в энергопотреблении отрасли.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА

Применяемый в отрасли природный и нефтяной газ преобразуется:

в тепловую энергию — в различного типа печах и нагревателях — для обеспечения процессов добычи, сбора и промышленной подготовки нефти и газа;

в механическую энергию — в газотурбинных установках и двигателях внутреннего сгорания, служащих непосредственным приводом насосов, компрессоров и (или) электрогенераторов, обеспечивающих электроэнергией промышленные объекты.

Это позволяет кардинально решить все важные проблемы энергоснабжения промыслов, возникающие при разработке месторождений /56/, особенно в труднодоступных и отдаленных районах (Аляска, Северное море), характеризующихся отсутствием сформированной инфраструктуры, и в первую очередь:

проблему использования нефтяного газа при отсутствии (по тем или иным экономическим соображениям) его переработки и дальнейшей транспортировки во избежание сжигания в факелах*;

проблемы обеспечения электроэнергией технологических и бытовых нужд промыслов как при временном отсутствии ЛЭП в начальный период освоения месторождений (при схеме электроснабжения, предусматривающей подсоединение промысла к электростанции или энергосистеме), так и при запланированном автономном электроснабжении промысла.

Избыточные (сверх преобразуемых в тепловую и механическую энергию) количества нефтяного газа при помощи компрессоров с приводом от газовых турбин, как правило, закачивают в продуктивные пласты в целях поддержания пластового давления и временного хранения. По мере строительства газопроводов осуществляют добычу этого газа и транспортировку потребителям.

Примером полной утилизации добываемого нефтяного газа с самого начала разработки и в экстремальных природных условиях может служить уже рассматривавшееся ранее месторождение Прадхо-Бэй.

По причине отсутствия возможности транспортировки основную часть нефтяного газа (примерно 56 млн м³/сут) компримируют до давления 32 МПа и закачивают в газовую шапку месторождения. Для этой цели используют 13

* Газ, сжигаемый в факелах, не входит в товарную продукцию отрасли, вследствие чего не учитывается показателями газо- и энергоемкости натуральной товарной продукции нефтегазодобычи. Однако с 1973 по 1983 гг. сжигание нефтяного газа в факелах в США было уменьшено с 7,03 до 2,41 млрд м³ и минимизировано на уровне примерно 0,5 % его валовой добычи, а в Великобритании разрешение на сжигание газа в факелах может быть дано правительственными органами только на период обустройства месторождений /57, 58/.

центробежных компрессоров с приводом от газовых турбин единичной мощностью по 18,4 МВт.

Центральная электростанция Прадхо-Бэй (в модульном исполнении, общей мощностью 150 МВт – семь электрогенераторов с приводом от газовых турбин) обеспечивает электроэнергией все технологические и жилые объекты месторождения. Топливом для газовых турбин служит нефтяной газ.

Приводами насосов первых четырех (от Прадхо-Бэй) магистральных насосных станций на трансальяскинском нефтепроводе служат также газовые турбины, работающие на топливном газе, поступающем по газопроводу от месторождения, а для остальных насосных станций топливо для газовых турбин вырабатывается на малогабаритных фракционирующих установках, являющихся составной частью нефтеперекачивающих станций.

На месторождении также построена нефтефракционирующая колонна, которая с самого начала разработки служит для обеспечения дизельным топливом и бензином буровых установок и транспортных средств, что позволяет избежать встречных перевозок нефти и нефтепродуктов и сопряженных с ними потерь жидкого топлива.

На Прадхо-Бэй полностью используется вся тепловая энергия, получаемая при сжигании нефтяного газа. В частности, на береговом модуле фирмы **ARCO** по закачке морской воды в продуктивные пласты утилизация выхлопных газов четырех газовых турбин и тепла, выделяемого водяными насосами, приводимыми в действие этими турбинами, эквивалентна 27,9 т/ч условного топлива (19,6 и 8,3 т/ч соответственно), что обеспечивает подогрев на 22 °С (с 4,5 до 26,5 °С) 116...128 млн т морской воды и является достаточным для отопления этого модуля в условиях арктического лета на северном склоне Аляски /12-14, 59/.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕЕМКОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Статистика ОЭСР, на основе которой строилось настоящее исследование, свидетельствует об использовании жидкого топлива для собственных нужд нефтегазодобывающей

промышленности лишь в Великобритании, Норвегии и ФРГ*. Данные о потреблении добываемой нефти отраслью во всех этих публикациях отсутствуют, несмотря на то, что в нефтегазодобыче нефть применяется в качестве подведенной энергии при использовании термических методов повышения нефтеотдачи.

В связи с этим количество потребляемой отраслью нефти можно оценить лишь весьма приближенно, исходя из динамики добычи "дополнительной" нефти с помощью указанных методов.

Такую статистику дает Oil and Gas J., в котором, начиная с 1971 г., с периодичностью один раз в три года (а с 1976 г. - 1 раз в 2 года, в последнем мартовском или первом апрельском номерах) публикуются обзоры по состоянию работ в мире над проблемами повышения нефтеотдачи**.

По анализируемой группе стран данные о добыче нефти с использованием термических методов воздействия на пласт имеются по США и Канаде, начиная с 1975 г., ФРГ и Франции - с 1977 г.*** При этом в США и Канаде применяются как паротепловое воздействие на пласт (ПТ),

* В ФРГ в отдельные годы в балансе подведенной энергии использовались газойль и дизтопливо, но доля их не превышала 0,1 %.

** К таким методам журнал относит (и соответственно включает в свои обзоры) только так называемые третичные методы воздействия на пласт, включающие: термические методы (паротепловое воздействие на пласт и внутрипластовое горение); химические методы (мицеллярно-полимерное, полимерное заводнение, закачка щелочи и др.); микробное (биологическое) воздействие на пласт; закачку газов (CO_2 , N_2 , углеводородные и др.) /60/.

*** В обзоре 1978 г. Oil and Gas J. показал наличие одного проекта паротеплового воздействия на пласт в Нидерландах (месторождение Шунэбик) при отсутствии каких-либо конкретных сведений. Снова этот проект фигурировал лишь в обзоре 1984 г., где уже говорилось о закачке горячей воды в пласт начиная с 1980 г. Эксплуатация проекта при этом оценивалась как успешная и прибыльная, но данных о добыче "дополнительной" нефти не было при общем объеме добычи нефти по месторождению 862,4 тыс.т/год /60, 61/.

так и метод внутрипластового горения (ВГ), в ФРГ и Франции — только закачка пара^{**} (табл.2) /60-66/.

Таблица 2

Динамика общего числа проектов (знаменатель)
и добычи "дополнительной" нефти (числитель — тыс.т/год)
за счет применения термических методов воздействия на пласт

| Страна | Метод воздействия на пласт | 1975 г. | 1977 г. | 1979 г. | 1981 г. | 1983 г. |
|-------------------|----------------------------|--------------|------------------|--------------|--------------|--------------------------|
| США ^{**} | ПТ | <u>13350</u> | <u>14200</u> | <u>13850</u> | <u>16400</u> | <u>20350</u> |
| | | 90 | 105 | 118 | 119 | 133 |
| | ВГ | <u>280</u> | <u>560</u> | <u>680</u> | <u>575</u> | <u>360</u> |
| | | 23 | 21 | 19 | 21 | 18 |
| Канада | ПТ | <u>140</u> | <u>375</u> | <u>545</u> | <u>700</u> | <u>535</u> |
| | | 5 | 14 | 14 | 14 | 16 |
| | ВГ | <u>325</u> | <u>330</u> | <u>380</u> | <u>315</u> | <u>32</u> |
| | | 8 | 11 | 16 | 14 | 8 |
| ФРГ | ПТ | - | <u>46,5</u> | Нет свед. | <u>164,2</u> | <u>165,6</u> |
| | | | 1 | | 3 | 3 |
| Франция | ПТ | - | <u>Нет свед.</u> | <u>12,9</u> | <u>19,7</u> | <u>12,9^{**}</u> |
| | | | 1 | 2 | 2 | 2 |

^{**} В 1970 г. в США осуществлялось 55 проектов паротеплового воздействия на пласт и 46 проектов применения метода внутрипластового горения

^{**} Данные только по проектам, введенным в эксплуатацию в 1982-1983 гг.

Внутрипластовое горение. Промысловые испытания этого процесса, являющегося одним из наиболее старых методов воздействия на пласт, начались в конце 50-х гг. и показали, что с теоретической и эксплуатационной точек

^{**} В марте 1981 г. во Франции были начаты промысловые испытания метода внутрипластового горения на месторождении горючих сланцев Транкевилль, но и в 1983 г. через единственную добывающую скважину здесь не было получено притока нефти, поэтому в феврале 1984 г. работы приостановлены /60/.

зрения осуществление внутрипластового горения более сложно, чем предполагалось. Несмотря на то, что этот процесс стоит на втором месте по уровню извлечения "дополнительной" нефти среди третичных методов воздействия на пласт в целях повышения нефтеотдачи (табл.3), механизм его продолжает оставаться в значительной степени неуправляемым (при реализации примерно 1/3 проектов не удалось извлечь сколько-нибудь значительных количеств "дополнительной" нефти) /54, 67/. Сдерживает и даже сокращает его применение (см.табл.2) и бóльший экономический эффект от использования паротепловых методов независимо от того, вырабатывается пар при сжигании добытой нефти или привозного топлива (см.табл.3).

Существуют две возможности определения энергетической эффективности процессов внутрипластового горения. Первая состоит в том, что в соответствии с рядом общепринятых в СССР и за рубежом методик сжигаемую в пласте

Таблица 3

Энергетическая и экономическая эффективность применения третичных методов воздействия на пласт *

| Метод воздействия на пласт | Извлечение дополнительной нефти | | Издержки извлечения дополнительной нефти, долл./м ³ (в ценах 1983 г.) |
|---|---|---------|--|
| | м ³ /10 ⁴ м ² ·м | %** | |
| Закачка пара, полученного при сжигании: | | | |
| добытой нефти | 500...1000 | 25...45 | 100...150 |
| привозного топлива | 500...1000 | 30...60 | 150...210 |
| Внутрипластовое горение | 130...320 | 15...25 | 150...250 |
| Закачка СО ₂ | 65...155 | 20...30 | 160...260 |
| Закачка ПАВ | 90...260 | 15...40 | 210...330 |
| Полимерное заводнение: | | | |
| вторичное | 15...75 | 5...10 | 140...210 |
| третичное | 15...75 | 2...5 | 210...310 |
| Закачка щелочи | 25...50 | 2...5 | Нет свед. |

* По данным американской консультативной фирмы Lewin and Associates Inc., Wash., D.C.

** От остаточных запасов нефти при успешном осуществлении проекта.

нефть (особенно при "влажном" горении) можно рассматривать как бросовую, не извлекаемую при современных технологиях без применения метода внутрислового горения, поскольку топливом в процессе горения служат неподвижные коксоподобные остатки, образующиеся после испарения легких компонентов нефти. По этой причине принимается допущение, что расхода пластовой нефти для получения 1 т "дополнительной" нефти фактически не будет, а энергетическая эффективность этого метода составляет 100 %. Однако если учесть невозобновляемость ресурсов нефти и значение этого энергоресурса для мировой экономики (а для ряда отраслей — и незаменимость в обозримом будущем), то отсутствие учета объемов ее сгорания в пласте в настоящее время равносильно неучету прямого экономического ущерба от применения этого метода для будущих поколений, поскольку эволюция научно-технического развития рано или поздно приведет к тому, что добыча неизвлекаемой сегодня нефти станет не только технической, но и экономически выгодной. В связи с этим было бы разумно реализовать вторую возможность и все же учитывать, хотя бы приближенно, объемы сжигаемой в пласте нефти при определении уровня энергопотребления отрасли.

Расчеты показали (табл.4), что в США примерное отношение объема сжигаемого топлива к объему добытой за счет применения метода внутрислового горения нефти колеблется по группе из 10 месторождений (по которым имеется соответствующая статистика) от 8,4 до 526,9%; в Канаде — по группе из трех месторождений — от 5,8 до 64,2 %. Средневзвешенные (по объемам "дополнительной" добычи за счет этого метода) значения указанного отношения составили в США 12...16 %, в Канаде — 18...38 % /60, 68, 69/.

Таким образом, для получения приведенных в табл.2 количеств "дополнительно" добытой за счет применения метода внутрислового горения нефти в США и Канаде были сожжены следующие примерные количества пластовой нефти, тыс.т/год:

| | 1975 г. | 1977 г. | 1979 г. | 1981 г. | 1983 г. |
|--------------|----------|----------|----------|----------|---------|
| США | 34...45 | 67...90 | 82...109 | 69...92 | 43...58 |
| Канада | 59...124 | 59...125 | 68...144 | 57...120 | 6...12 |

Таблица 4

Примерный расчет объема пластовой нефти, сжигаемой для получения 1 т "дополнительной" нефти при применении метода внутрипластового горения в США и Канаде

| Месторождение | Плотность нефти, кг/м ³ | Пористость, % | Нефтенасыщенность, % | | Добыча нефти на мес-горождении, т/сут | | Извлечение нефти за счет применения ВГ, т/м ³ породы* | Отношение объема сжигаемого топлива к объему добытой за счет ВГ нефти, % |
|--------------------------------------|------------------------------------|---------------|----------------------|----------|---------------------------------------|------------------------|--|--|
| | | | начальная | конечная | общая | в том числе за счет ВГ | | |
| | | | | | | | | |
| США | | | | | | | | |
| Bellevue | 940 | 32,0 | 94,0 | 49,0 | 89,7 | 70,3 | 0,106 | 14,1...18,9 |
| Caddo Pine Island (Boyou State)..... | 928 | 30,0 | 96,0 | 48,0 | 14,8 | 12,4 | 0,112 | 13,4...17,8 |
| Slocum | 947 | 35,0 | 60,0 | 10,0 | 18,8 | 18,8 | 0,166 | 9,1...12,1 |
| Forest Hill | 1000 | 27,7 | 98,0 | 50,0 | 90,0 | 78,9 | 0,117 | 12,9...17,2 |
| San Ardo..... | 986 | 34,5 | 78,0 | 55,0 | 54,9 | 54,9 | 0,078 | 19,2...25,6 |
| W.Newport (B.Zone).... | 979 | 37,0 | 86,0 | 37,0 | 295,8 | 295,8 | 0,178 | 8,4...11,3 |
| Midway-Sunset | 973 | 36,0 | 99,0 | 52,0 | 115,5 | 115,5 | 0,165 | 9,1...12,2 |
| Lost Hills | 966 | 42,0 | 99,0 | 66,0 | 78,9 | 78,9 | 0,134 | 11,2...14,9 |
| S. Belridge | 976 | 35,0 | 91,0 | 55,0 | 185,6 | 154,6 | 0,102 | 14,7...19,6 |
| Caddo Pine Island (Texaco) | 929 | 36,9 | 52,8 | 50,9 | 1,77 | 1,03 | 0,004 | 395,2...526,9 |
| Канада | | | | | | | | |
| Golden Lake | 959 | 31,0 | 90,0 | 3,0 | 30,5 | 30,5 | 0,259 | 5,8...7,7 |
| Aberfeldy | 959 | 34,0 | 94,0 | 80,0 | 30,5 | 30,5 | 0,046 | 32,8...43,8 |
| Fosterton N.W. | 910 | 29,0 | 76,8 | 65,0 | 26,0 | 26,0 | 0,031 | 48,2...64,2 |

* В соответствии с расчетами МИНГ им. И.М.Губкина и др. среднее количество сгорающего топлива (нефти) принимается равным 0,015...0,020 г/м³ породы.

Закачка пара. Результаты проводимых Oil and Gas J. опросов фирм-операторов (на основе ответов которых журнал и составляет свои обзоры) не позволяют разделить проекты паротеплового воздействия на пласт на осуществляемые за счет сжигания добытой нефти и за счет сжигания привозного топлива. К последнему относятся природный газ* и уголь как альтернативные нефти источники подведенной к парогенераторам энергии.

Удельные капиталовложения в угольные парогенераторы были и остаются примерно в 5 раз выше, чем в нефтяные (в основном из-за больших затрат на сохранение чистоты окружающей среды при использовании угольного оборудования). Однако если в 70-е гг. ожидание продолжающегося роста цен на нефть позволяло рассчитывать, что в долгосрочном плане топливная составляющая издержек получения пара будет ниже при сжигании угля, то снижение цен на нефть в 80-е гг. и рост транспортных расходов по доставке угля изменили это соотношение на противоположное. В результате уголь в данной сфере использования оказался неконкурентоспособным по отношению к нефти, что привело к отказу от планов установки угольных парогенераторов (в том числе теплофикационных) на объектах применения методов паротеплового воздействия на пласт, хотя незначительные количества угля (не нашедшие отражения в статистике ОЭСР) все же используются здесь как топливо для теплофикационных паровых турбин /54/.

Вынужденные выбирать между нефтью и газом, фирмы-операторы в США, как правило, отдают предпочтение нефти по экономическим соображениям, поскольку в случае сжигания ее в парогенераторах на промыслах (на месте добычи), она не облагается так называемым налогом на непредвиденные доходы /54/, что делает паротепловые методы с использованием добытой нефти примерно в 1,4...1,5 раза более

* Паротепловые методы воздействия на пласт применяются, как правило, на месторождениях тяжелых нефтей (по расчетам, средняя плотность нефти по месторождениям США и Канады, на которых осуществляются проекты закачки пара в продуктивные пласты, составляет 13° АНИ, т.е. 979 кг/м^3), характеризующихся крайне низким газовым фактором, т.е. весьма незначительным выходом нефтяного газа /60/.

дешевыми, чем с использованием привозного топлива (см. табл.3). Поэтому для расчета нефтеемкости нефтегазодобычи можно предположить, что по экономическим соображениям закачка пара повсеместно осуществляется за счет сжигания в парогенераторах добытой нефти.

При расчете уровня удельного нефтепотребления для осуществления паротеплового воздействия на пласт будем исходить из того, что обычно фактором, определяющим эффективность этого метода, является расход пара, не превышающий $4...6 \text{ м}^3$ в расчете на 1 м^3 добытой нефти /67/. Это означает, что закачка пара будет выгодна, если на получение его в парогенераторах будет уходить не более 30 % добытой этим способом нефти /70/.

По результатам опросов Oil and Gas J. фирм-операторов о рентабельности осуществляемых ими проектов паротеплового воздействия на пласт /60-66/, доля ответивших на этот вопрос утвердительно (т.е. что проект рентабелен) составляла в США в 1970 г. около 60 %, а с 1975 г. не была менее 80 % общего числа полученных ответов (2/3 общего числа проектов) при абсолютном росте числа рентабельных проектов закачки пара. Более того, доля таких проектов в объеме "дополнительной" добычи нефти в стране за счет паротепловых методов устойчиво росла и за 1975-1983 гг. увеличилась с 89 до 98 %, т.е. на 1/10 (табл.5). Это позволяет рассматривать применение паротепловых методов воздействия на пласт в целях повышения нефтеотдачи в США как отработанную технологию, давно вступившую в стадию коммерческого использования с устойчиво приемлемой нормой рентабельности.

В Канаде наблюдается иная ситуация. Первый (и единственный) положительный ответ фирмы-оператора о рентабельности осуществления здесь проекта закачки пара в пласт появляется лишь в обзоре 1982 г. В обзоре 1984 г. упоминаются уже два таких проекта, но это составляет только 20 % общего числа полученных ответов или 12,5 % общего числа осуществляемых в стране проектов паротеплового воздействия на пласт, хотя доля рентабельных проектов по закачке пара в объеме "дополни-

Таблица 5

Результаты опроса Oil and Gas J. фирм-операторов
о рентабельности осуществляемых проектов
паротеплового воздействия на пласт

| Год | Распределение результатов ¹ в соответствии с мнением фирм-операторов о проекте | | | | | |
|------|---|------------------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|
| | США | | | Канада | | |
| | рентабелен | нерентабелен | не дали ответа | рентабелен | нерентабелен | не дали ответа |
| 1970 | 31 | 9 | 15 | Нет свед. | Нет свед. | Нет свед. |
| 1975 | $\frac{63}{89,1}$ | $\frac{12}{0,7}$ | $\frac{15}{10,2}$ | - | $\frac{2}{97,1}$ | $\frac{3}{2,9}$ |
| 1977 | $\frac{66}{90,3}$ | $\frac{14}{0,7}$ | $\frac{25}{9,0}$ | - | $\frac{4}{5,0}$ | $\frac{10}{95,0}$ |
| 1979 | $\frac{80}{93,9}$ | $\frac{13}{0,5}$ | $\frac{25}{5,6}$ | - | $\frac{8}{77,8}$ | $\frac{6}{22,2}$ |
| 1981 | $\frac{82}{96,7}$ | $\frac{20}{1,9}$ | $\frac{17}{1,4}$ | $\frac{1}{0,8}$ | $\frac{7}{90,2}$ | $\frac{6}{9,0}$ |
| 1983 | $\frac{90}{98,1}$ | $\frac{22}{0,7}$ | $\frac{21}{1,2}$ | $\frac{2}{21,0}$ | $\frac{8}{29,0}$ | $\frac{6}{50,0}$ |

¹ В числителе - число проектов, в знаменателе - доля проектов в объеме дополнительной (за счет закачки пара) добычи нефти в стране, %.

гательной" добычи нефти за счет этого метода в 1983 г. составила 21 % (см.табл.5)^{**}.

Одной из главных причин, объясняющей столь различную степень рентабельности американских и канадских проектов паротеплового воздействия на пласт, может быть действие эффекта концентрации производства, поскольку представляет-

^{**} Низкая степень рентабельности канадских проектов паротеплового воздействия на пласт и служит, видимо, естественным объяснением причин: во-первых, значительно менее широких масштабов применения в этой стране методов закачки пара по сравнению с США (в 8 раз по числу проектов и в 38 раз по объему добычи "дополнительной" нефти за счет этих методов в 1983 г. - см.табл. 5); во-вторых, абсолютного уменьшения объемов добычи "дополнительной" - за счет закачки пара - нефти в Канаде (см.табл.2) в условиях ухудшившейся конъюнктуры рынка нефти

ся маловероятным использование в этих странах по сути одними и теми же – американскими – нефтяными фирмами разных (прогрессивных в США и морально устаревших в Канаде) технологий с различным экономическим эффектом их применения.

Средняя мощность американских проектов закачки пара за прошедшие 10 лет (количество "дополнительной" нефти в сутки – т/сут) оставалась в 3,5...4,5 раза выше канадских (табл.6). При этом, если в обеих странах наблюдается трен-

Таблица 6

Средняя суточная мощность одного проекта парогтеплого воздействия на пласт в США и Канаде в 1975-1983 гг., т/сут¹

| Год | США | | | | Канада | | | |
|------|-------------------|---------------------|----------------|------------------------|-------------------|---------------------|----------------|------------------------|
| | проект рентабелен | проект нерентабелен | не дали ответа | итого по всем проектам | проект рентабелен | проект нерентабелен | не дали ответа | итого по всем проектам |
| 1975 | 440 | 19 | 210 | 345 | - | 185 | 4 | 77 |
| 1977 | 465 | 18 | 120 | 325 | - | 13 | 100 | 74 |
| 1979 | 540 | 16 | 105 | 390 | - | 145 | 55 | 105 |
| 1981 | 530 | 43 | 38 | 375 | 15 | 235 | 27 | 135 |
| 1983 | 605 | 19 | 30 | 420 | 200 | 70 | 160 | 120 |

¹По данным опроса Oil and Gas J. фирм-операторов.

довый рост средней (по всем категориям рентабельности) единичной мощности проектов, то в США отмечается еще более устойчивая тенденция к опережающему росту средней мощности рентабельных проектов, тем более надежная за

в мире в первой половине 80-х гг. что, кстати, косвенно свидетельствует в пользу того, что месторождения тяжелых нефтей уже выступают на рынке нефти в странах-производителях в качестве замыкающего поставщика (или одного из замыкающих поставщиков) со всеми вытекающими отсюда последствиями для нефтедобывающего предприятия как самостоятельной экономической единицы, действующей в худших природных условиях (т.е. в условиях наименьшей рентабельности) при снижении спроса на нефть /71/.

счет представительной выборки по числу проектов этой категории (см.табл.5).

В западноевропейских странах применение паротепловых методов получило следующее развитие. В 1977 г. единственный проект ФРГ (см.табл.2) был указан как рентабельный, Франция и Нидерланды не опубликовали данных по своим проектам. В 1979 г. относительно рентабельности обоих французских проектов не были получены ответы. В 1981 г. в ФРГ два проекта (72 % добычи "дополнительной" нефти в стране - за счет паротепловых методов) указаны как рентабельные, один - не охарактеризован; один из французских проектов (2/3 "дополнительной" добычи за счет закачки пара) признан рентабельным, по другому - данных не было. В 1983 г. единственный проект в Нидерландах и все три проекта в ФРГ указаны как рентабельные; по обоим французским данным нет /60-66/.

Таким образом, в 1983 г. в США, Канаде, ФРГ и Франции уже не менее 96,1 % суммарной добычи "дополнительной" нефти за счет паротепловых методов приходилось на проекты с рентабельным их применением, что дает возможность рассчитывать уровень нефтепотребления отрасли, исходя из того, что при реализации этих методов для добычи 3 т нефти сжигается в парогенераторах 1 т нефти /54, 60/.

При этом, если для США и ФРГ рассчитанный таким образом уровень нефтепотребления в нефтегазодобыче за счет закачки пара (табл.7) будет весьма близок к предельному (США) и равен ему (ФРГ) по причине приближающегося к 100 % (США) и равного 100 % (ФРГ) удельного веса рен-

Таблица 7

Расчетные уровни потребления нефти
в нефтегазодобывающей промышленности за счет
применения методов паротеплового воздействия
на пласт, тыс.т/год

| Страна | 1975 г. | 1977 г. | 1979 г. | 1981 г. | 1983 г. |
|--------------|---------|-----------|-----------|---------|---------|
| США | 5720 | 6090 | 5930,0 | 7020,0 | 8720,0 |
| Канада | 60 | 160 | 235,0 | 300,0 | 230,0 |
| ФРГ | - | 20 | Нет свед. | 70,0 | 71,0 |
| Франция | - | Нет свед. | 5,5 | 8,5 | 5,5 |

табельных проектов в объеме добычи "дополнительной" нефти, полученной за счет применения паротепловых методов, то в Канаде и Франции расчетный уровень нефтепотребления отрасли за счет закачки пара будет гораздо более приближенным.

Расчеты нефтеемкости натуральной товарной добычи углеводородов в США и Канаде производились по трем видам этого показателя. Определялись: общая нефтеемкость – за счет применения термических методов повышения нефтеотдачи; нефтеемкость за счет паротеплового воздействия на пласт; нефтеемкость за счет внутрипластового горения, (названные соответственно "общей нефтеемкостью", "нефтеемкостью ПТ" и "нефтеемкостью ВГ").

Математическая обработка динамических рядов этих показателей выявила, что все они в обеих странах описываются параболой с явно выраженными экстремумами (рис.7) /1-7, 54, 60-66, 70, 72/.

Динамика нефтеемкости ВГ в США и Канаде совпадает, но движение этих показателей происходит в указанных странах на различных "количественных" уровнях. В силу этого разрыв между выровненными численными значениями нефте-

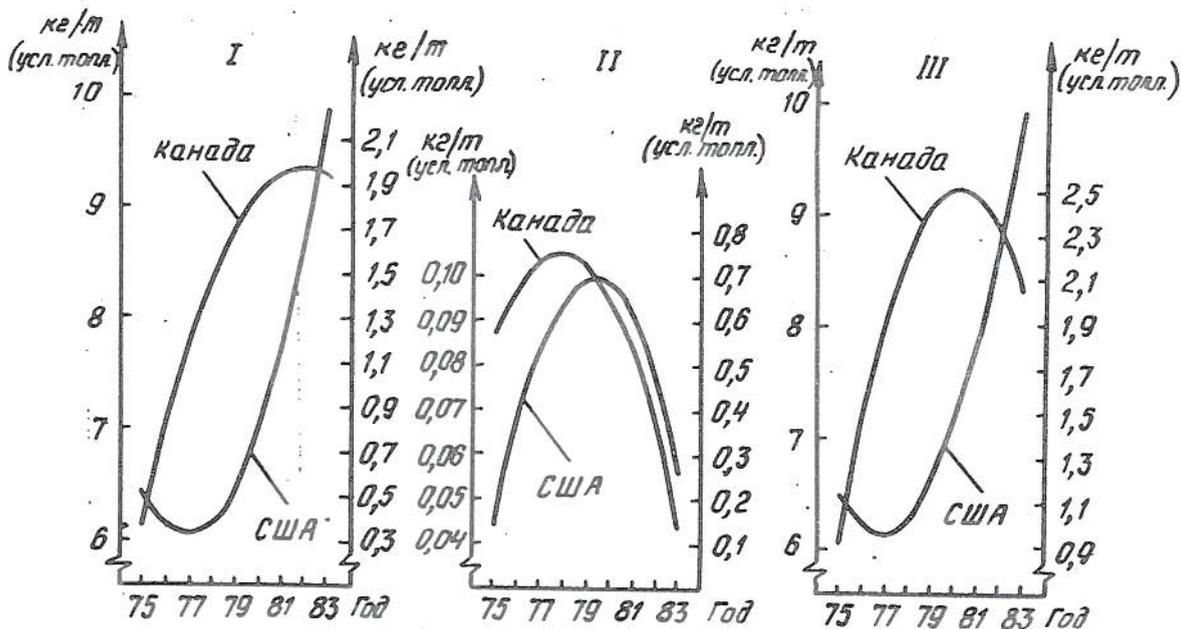


Рис.7. Выровненная динамика нефтеемкости товарной добычи углеводородов, кг/т (условного топлива), в США (левые шкалы) и Канаде (правые шкалы) за счет применения термических методов повышения нефтеотдачи (III), в том числе за счет паротеплового воздействия на пласт (I) и внутрипластового горения (II)

емкости ВГ в США и Канаде устойчиво сокращается: если в 1985 г. он составлял 12,9 раз, то в 1983 г. – всего 2,4 раза (в обоих случаях данные по Канаде к данным по США).

Иные тенденции и пропорции динамики наблюдаются по двум другим показателям нефтеемкости. Характер изменения каждого из них в Канаде противоположен отмечаемому в США. Если выровненные уровни нефтеемкости ВГ остаются в течение анализируемой ретроспективы в Канаде выше, чем в США, то уровни нефтеемкости ПТ и как следствие общей нефтеемкости, наоборот, в США выше, чем в Канаде. В силу того, что характер изменения двух последних показателей в США и Канаде описывается противоположно направленными параболой, разрыв между ними до 1979 г. сокращался, а потом снова начал увеличиваться: в 1975 г. выровненный уровень нефтеемкости ПТ в США был в 18,1 раза выше, чем в Канаде (общей нефтеемкости – в 7 раз); в 1979 г. – в 3,8 раза (2,7 раза); в 1983 г. – в 5,1 раза (4,8 раза).

Расчет влияния отдельных факторов на изменение выровненной нефтеемкости натуральной товарной продукции нефтегазодобычи показал, что иерархия этих факторов для США и Канады существенно различается (табл.8). Структурные факторы динамики нефтеемкости в обеих странах играли второстепенную роль, которая, однако, в Канаде была в 125 раз действеннее, чем в США. Главным фактором динамики нефтеемкости явилось изменение уровней нефтеемкости ВГ и нефтеемкости ПТ, причем в США значение этой группы факторов было в 1,5 раза более весомым, чем в Канаде. Но если в Канаде изменение уровня нефтеемкости ВГ действовало в сторону, противоположную изменению нефтеемкости ПТ в соотношении (-1):(+8), то в США оба "частных" показателя нефтеемкости изменялись в одном направлении, но с соотношением примерно 50000:1.

Из табл.8 следует, что в 1975–1983 гг. в США и Канаде изменение общей нефтеемкости целиком зависело от движения нефтеемкости ПТ. В ФРГ и Франции из-за отсутствия проектов внутрипластового горения (см.табл.2) общая нефтеемкость равна нефтеемкости ПТ. Наличие данных о нефтепотреблении в отрасли ФРГ и Франции только за