

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к курсовой работе по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Гомель 2007

УДК 622/276/34+622/279/5/.7(075/8)
ББК 33/3я73
Р17

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 06.03.2006 г.)*

Авторы-составители: *Л. М. Писарик, С. В. Козырева*

Рецензент: ведущий инженер ОНИР ин-та БелНИПИнефть *М. Е. Лебешков*;
канд. техн. наук, доц., зав. каф. «РЭНМиТН» ГГТУ им. П. О. Сухого *А. В. Захаров*

Разработка нефтяных и газовых месторождений : метод. указания к курсовой работе по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / авт.-сост.: Л. М. Писарик, С. В. Козырева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 37 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-602-8.

Методические указания к курсовой работе помогут студентам при решении комплексной задачи по разработке нефтяного месторождения, правильно и последовательно подойти к количественной оценке некоторых основных показателей разработки нефтяного месторождения.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заочной формы обучения.

УДК 622.276.34+622.279.5/.7(075.8)
ББК 33.3я73

ISBN 978-985-420-602-8

© Писарик Л. М., Козырева С. В., составление,
2007

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2007

ВВЕДЕНИЕ

Определение основных технико-экономических показателей является главной задачей проектирования или анализа разработки нефтяного и газового месторождения.

Количественная оценка различных вариантов разработки месторождения позволяет выбрать наиболее эффективный вариант, обеспечивающий максимально возможное извлечение углеводородов из недр при заданном уровне отбора и относительно низких капитальных затратах.

Как известно, объем технологических, гидродинамических и экономических расчетов по оценке основных показателей разработки месторождения исключительно велик, а аналитический расчет весьма трудоемок. Поэтому в настоящее время наиболее трудоемкая часть технико-экономических расчетов выполняется на ЭВМ.

Вместе с тем, аналитический расчет как обязательный элемент методики обучения является эффективным средством изучения любой дисциплины. Он позволяет студенту глубже усвоить теоретический курс, осмысленно подойти к количественной оценке показателей разработки, понять последовательность технико-экономических расчетов, без чего трудно дать объективную оценку результатам машинного расчета, поскольку в основе любой программы заложены те же самые аналитические формулы и зависимости.

Предлагаемая курсовая работа предназначена помочь студенту при решении комплексной задачи по разработке нефтяного месторождения, правильно и последовательно подойти к количественной оценке некоторых основных показателей разработки нефтяного месторождения.

В рассматриваемой ниже работе требуется определить ряд основных показателей, характеризующих процесс разработки нефтяной залежи. Именно решение этой задачи формирует у студента логичность мышления, последовательность решения задач по разработке залежи.

1. ЗАДАНИЕ

Курсовая работа должна содержать:

1. Введение.
2. Разработку теоретического вопроса (список вопросов по вариантам).
3. Расчетное задание.
4. Заключение.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ (по вариантам согласно журналу)

1. Объект и система разработки. Классификация и характеристика систем разработки.
2. Стадии разработки месторождения.
3. Показатели разработки (добыча жидкости и нефти, нефтеотдача, давление, пластовая температура и т. д.).
4. Режимы нефтяных залежей и нефтеотдача пластов.
5. Режимы газовых залежей и газоотдача пластов.
6. Системы разработки эксплуатационных объектов (залежей).
7. Проектирование, анализ, контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений.
8. Расчеты технологических показателей разработки залежей при естественных режимах истощения (расчеты при упругом режиме, расчеты при режиме растворенного газа).
9. Классификация залежей и месторождений природных газов.
10. Основы теории поршневого и непоршневого вытеснения нефти водой.
11. Принципы разработки нефтяных месторождений с газовой шапкой, подошвенной и краевой водой.
12. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами.
13. Методы повышения нефтеотдачи. Цели методов воздействия на залежь. Классификация и условия применения методов нефтеотдачи.
14. Технология и техника поддержания пластового давления заводнением.
15. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи при заводнении: циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, создание высоких давлений нагнетания, форсированный отбор жидкости.

16. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи (методы с ПАВ, методы извлечения остаточной нефти из заводненных пластов).

17. Тепловые методы повышения нефтеотдачи (закачка в пласт теплоносителей; внутрислоевого горения).

18. Классификация запасов нефти.

19. Объемный метод подсчета запасов нефти.

20. Метод подсчета запасов нефти с помощью карт изобар.

21. Метод материальных балансов.

22. Методы подсчета запасов газа. Объемный метод.

23. Рациональное размещение скважин. Резервные скважины.

24. Размещение нагнетательных скважин и расчеты процессов нагнетания.

25. Гидродинамические расчеты при площадном заводнении.

3. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Дана нефтяная залежь, разрабатываемая на режиме вытеснения нефти водой. За начальный 10-летний период разработки залежь была разбурена основным фондом добывающих скважин и вышла на максимальный годовой уровень добычи жидкости. При этом были уточнены геолого-физические параметры нефтяного пласта и физико-химические характеристики насыщающей данный пласт нефти. По результатам фактического хода разработки в прошедший период можно судить о характере выработки запасов нефти. Требуется выполнить подсчет запасов нефти в залежи и сделать прогнозный расчет годовой добычи нефти на следующие 10 лет (с 11 по 20 год), используя кривую выработки извлекаемых запасов залежи-аналога.

Порядок выполнения работы

Этап 1

1. Определить начальные геологические (балансовые) запасы нефти (G) в залежи, используя объемный метод подсчета.

2. Определить конечный коэффициент нефтеизвлечения (КНИ) расчетным путем, используя коэффициент вытеснения нефти водой ($K_{\text{выт}}$) и коэффициент охвата залежи заводнением ($K_{\text{охв}}$).

3. Определить начальные извлекаемые запасы нефти в залежи (НИЗ), используя рассчитанный коэффициент нефтеизвлечения.

4. Перевести рассчитанные величины геологических и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц измерения в весовые.

Этап 2

1. Определить фактические годовые отборы жидкости ($Q_{ж}$) из залежи по заданным фактическим темпам отбора жидкости ($Z_{ж}$ %НИЗ) от начальных извлекаемых запасов в период с 1 по 10 год фактической разработки.
2. Определить фактические годовые отборы воды ($Q_{в}$) по заданной среднегодовой весовой обводненности (%воды) добываемой жидкости в период с 1 по 10 год фактической разработки.
3. Определить фактические годовые отборы нефти ($Q_{н}$) по рассчитанным годовым отборам жидкости и воды в период с 1 по 10 год фактической разработки.
4. Определить на конец каждого года фактической разработки (в период с 1 по 10 год) накопленную (или суммарную) добычу нефти ($SQ_{н}$).
5. Определить долю отобранных начальных извлекаемых запасов (%НИЗ) на конец каждого года фактической разработки (в период с 1 по 10 год).

Этап 3

В табл. П.2.2 и на рис. П.4.1 представлены характеристики полной выработки извлекаемых запасов залежей A и B , которые по своим геолого-физическим параметрам, режиму работы пласта и соотношением вязкости нефти и воды ($\mu_0 = \mu_n / \mu_v$) близки нашей залежи.

Можно предположить, что и выработка извлекаемых запасов нашей залежи будет проходить аналогично выработке запасов залежей A и B , то есть данные залежи являются залежами-аналогами.

На данном этапе требуется:

1. Сравнить соотношение долей отобранных начальных ископаемых запасов (%НИЗ) и соответствующих им обводненностей добываемой жидкости по нашей залежи и по залежам A и B .
2. В результате проведенного сравнения сделать выбор залежи-аналога, то есть выбрать соответствующую расчетную кривую на рис. П.4.1.
3. Методом последовательного приближения рассчитать годовую добычу нефти и воды на период с 11 по 20 год разработки, используя расчетную кривую выработки извлекаемых запасов.
4. Рассчитать годовые темпы добычи нефти от начальных извлекаемых запасов НИЗ.
5. Результаты расчетов представить в табличном и графическом виде.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТЫ

В качестве примера рассмотрим задание с исходными данными варианта 0 (табл. П.1.1 и П.1.2).

Этап 1

1. Определение начальных геологических запасов нефти G объемным методом.

Геологические запасы нефти в пластовых условиях:

$$G_{\text{пл}} = F \times h \times m \times K_{\text{неф}}, \text{ (м}^3\text{)},$$

где F – площадь залежи внутри контура нефтеносности, м^2 ; h – нефтенасыщенная толщина пласта, м ; m – открытая пористость пласта-коллектора, доли единиц; $K_{\text{неф}}$ – коэффициент нефтенасыщенности коллектора, показывающий, какую долю порового объема пласта занимает нефть, доли единицы:

$$K_{\text{неф}} = 1 - S_{\text{связ.вод}}$$

где $S_{\text{связ.вод}}$ – связанная или начальная водонасыщенность, показывающая, какую долю порового объема нефтенасыщенного пласта занимает вода, оставшаяся в порах в процессе формирования нефтяной залежи. Определяется по лабораторному изучению керна и геологическими исследованиями скважины.

Вариант 0: $K_{\text{неф}} = 1 - 0,2 = 0,8$.

$$G_{\text{пл}} = 1200 \times 10000 \times 10 \times 0,085 \times 0,8 = 8160000 \text{ м}^3.$$

2. Определение конечного коэффициента нефтеизвлечения КНИ:

$$\text{КНИ} = K_{\text{охв}} \times K_{\text{выт}},$$

где $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата залежи заводнением. Показывает, какая доля нефтенасыщенного объема залежи подвергается вторжению воды. Зависит в первую очередь от степени неоднородности коллектора: чем неоднородность больше, тем $K_{\text{охв}}$ меньше; $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой. Определяется при многократной промывке керна водой в лабораторных условиях. Характеризует процесс вытеснения нефти из пор коллектора.

Вариант 0: $\text{КНИ} = 0,556 \times 0,9 = 0,5$.

3. Определение начальных извлекаемых запасов нефти НИЗ.
Начальные извлекаемые запасы нефти в пластовых условиях:

$$\text{НИЗ}_{\text{пл}} = G \times \text{КНИ} \text{ (м}^3\text{)}.$$

Вариант 0: $\text{НИЗ}_{\text{пл}} = 8160000 \times 0,5 = 4080000 \text{ (м}^3\text{)}.$

4. Перевод величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые.

При поднятии нефти на поверхность ее объем уменьшается вследствие выделения растворенного газа. Отношение объема нефти в пластовых условиях к объему нефти на поверхности называется *объемным коэффициентом нефти*:

$$B_{\text{н}} = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{пов}}} > 1.$$

Отсюда $G_{\text{пов}}^1 = \frac{G_{\text{пл}}}{B_{\text{н}}} = \frac{G_{\text{пл}} \times 1}{B_{\text{н}}}.$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пл}}}{B_{\text{н}}} = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пл}} \times 1}{B_{\text{н}}}.$$

Величина, обратная объемному коэффициенту $B_{\text{н}}$, используется в подсчете запасов нефти и называется *пересчетным коэффициентом* $K_{\text{пер}}$.

Вариант 0: $G_{\text{пов}}^1 = \frac{8160000}{1,5} = 5440000 \text{ (м}^3\text{)}.$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 = \frac{4080000}{1,5} = 2720000 \text{ (м}^3\text{)}.$$

В отечественной практике принято запасы нефти, добычу жидкости, нефти и воды в поверхностных условиях представлять в весовых единицах измерения – в тоннах или в тыс. тонн:

$$G_{\text{пов}} = G_{\text{пов}}^1 \times \rho_{\text{неф.пов}}.$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}} = \text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 \times \rho_{\text{неф.пов}}.$$

Вариант 0: $G_{\text{пов}} = 5440000 \times 800 = 4352 \text{ тыс. т.}$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}} = 2720000 \times 800 = 2176 \text{ тыс. т.}$$

Этап 2

1. Определение фактической годовой добычи жидкости $Q_{\text{жид}}$ по заданным годовым темпам отбора от НИЗ.

Годовая добыча жидкости:

$$Q_{\text{жид}_n} = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пов}}}{100} \times Z_{\text{ж}_n},$$

где n – год разработки.

Вариант 0: $Q_{\text{жид}_1} = \frac{2176}{100} \times 0,5 = 10,9$ тыс. т.

.....
 $Q_{\text{жид}_4} = \frac{2176}{100} \times 4,53 = 98,6$ тыс. т.

.....
 $Q_{\text{жид}_{10}} = \frac{2176}{100} \times 7,2 = 156,7$ тыс. т.

2. Определение фактической годовой добычи воды $Q_{\text{вод}}$ по заданной среднегодовой обводненности добываемой жидкости.

Годовая добыча воды:

$$Q_{\text{вод}_n} = \frac{Q_{\text{жид}_n}}{100} \times \% \text{ВОДЫ}_n,$$

где n – год разработки.

Вариант 0: $Q_{\text{вод}_1} = \frac{10,9}{100} \times 0,0 = 0,0$ тыс. т.

.....
 $Q_{\text{вод}_4} = \frac{98,6}{100} \times 0,5 = 0,5$ тыс. т.

.....
 $Q_{\text{вод}_{10}} = \frac{156,7}{100} \times 15,3 = 24,0$ тыс. т.

3. Определение фактической годовой добычи нефти $Q_{\text{неф}}$.

Годовая добыча нефти:

$$Q_{\text{неф}_n} = Q_{\text{жид}_n} - Q_{\text{вод}_n},$$

где n – года разработки.

Вариант 0: $Q_{\text{неф}_1} = 10,9 - 0 = 10,9$ тыс. т.

.....
 $Q_{\text{неф}_4} = 98,6 - 0,5 = 98,1$ тыс. т.

.....
 $Q_{\text{неф}_{10}} = 156,7 - 24,0 = 132,7$ тыс. т.

4. Определение фактической накопленной добычи нефти $\Sigma Q_{\text{неф}}$ на конец каждого года разработки.

Накопленная добыча нефти:

$$\Sigma Q_{\text{неф}_1} = Q_{\text{неф}_1} \cdot$$

$$\Sigma Q_{\text{неф}_n} = \Sigma Q_{\text{неф}_{n-1}} + Q_{\text{неф}_n},$$

где n – год разработки.

Вариант 0: $\Sigma Q_{\text{неф}_1} = Q_{\text{неф}_1} = 10,9$ тыс. т.

.....
 $\Sigma Q_{\text{неф}_4} = \Sigma Q_{\text{неф}_3} + Q_{\text{неф}_4} = 119,7 + 98,1 = 217,8$ тыс. т.

.....
 $\Sigma Q_{\text{неф}_{10}} = \Sigma Q_{\text{неф}_9} + Q_{\text{неф}_{10}} = 926,9 + 132,7 = 1059,6$ тыс. т.

5. Определение фактических долей отобранных начальных извлекаемых запасов % НИЗ на конец каждого года разработки:

$$\% \text{НИЗ}_n = \frac{\Sigma Q_{\text{неф}_n}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100 (\%),$$

где n – год разработки.

Вариант 0: $\% \text{НИЗ}_1 = \frac{10,9}{2176} \times 100 = 0,5$ %.

.....
 $\% \text{НИЗ}_4 = \frac{217,8}{2176} \times 100 = 10,0$ %.

.....
 $\% \text{НИЗ}_{10} = \frac{1059,6}{2176} \times 100 = 48,7$ %.

6. Определение фактических годовых темпов отбора нефти от начальных извлекаемых запасов ($Z_n \% \text{НИЗ}$) на конец каждого года разработки:

$$Z_n \% \text{НИЗ}_n = \frac{Q_{\text{неф}_n}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100 (\%),$$

где n – год разработки.

Вариант 0: $Z_n \% \text{НИЗ}_1 = \frac{10,9}{2176} \times 100 = 0,5 \%$.

.....

$$Z_n \% \text{НИЗ}_4 = \frac{98,1}{2176} \times 100 = 4,51 \%$$

.....

$$Z_n \% \text{НИЗ}_{10} = \frac{132,7}{2176} \times 100 = 6,1 \%$$

Этап 3

На данном этапе требуется сделать прогноз добычи нефти из залежи на следующие 10 лет разработки.

После полного разбуривания залежи основным фондом скважин, дальнейшая динамика добычи нефти в первую очередь зависит от характера обводнения залежи, определение которого часто является основной проблемой при прогнозировании добычи нефти.

Одним из методов прогноза добычи нефти, который мы и будем применять в данной работе, является использование фактических результатов разработки залежей-аналогов, извлекаемые запасы которых полностью или почти полностью выработаны.

Аналогами друг друга по характеру выработки запасов могут являться залежи с однотипным геологическим строением, одинаковыми режимами работы пласта, типом коллектора и его степенью неоднородности, соотношениями фазовых проницаемостей, отношением вязкостей нефти и воды, а также одинаковыми термодинамическими характеристиками залежи.

В нашей работе всем эти перечисленным выше условиям соответствуют залежи *A* и *B*. Необходимо для дальнейших прогнозных расчетов из данных двух залежей выбрать залежь-аналог, основываясь при этом на сравнении фактических показателей выработки извлекаемых запасов залежи и залежей *A* и *B*.

В первую очередь нас будут интересовать соотношения доли отобранных извлекаемых запасов %НИЗ и соответствующей ей текущей обводненности продукции %воды.

Вариант 0:

1. Фактические показатели выработки извлекаемых запасов нашей залежи с 1 по 10 год представлены в табл. П.3.1. Фактические показатели выработки извлекаемых запасов залежей *A* и *B* за весь срок разработки представлены на рис. П.4.1, а также в табл. П.2.2.

2. При проведении сравнения видно, что аналогом нашей залежи может являться залежь *A*, так как при равных долях отбора от извлекаемых запасов %НИЗ величины обводненности %воды совпадают.

3. Следовательно, мы можем использовать кривую «*A*» на рис. П.4.1 для экстраполяции (продолжения) хода разработки нашей залежи на прогнозный период с 11 по 20 год.

Методика проведения расчета

Определять годовую добычу нефти будем расчетно-графическим способом методом последовательного приближения по кривой выработки начальных извлекаемых запасов.

Результаты расчетов будем заносить в табл. П.3.2.

Расчеты будем проводить исходя из условия сохранения в течение прогнозного периода достигнутых максимальных годовых отборов жидкости:

$$Q_{\text{жид}11} = Q_{\text{жид}12} = \dots = Q_{\text{жид}20} = Q_{\text{макс.жид}}$$

Для всех вариантов максимальный темп отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов ($Z_{\text{макс.жид}} \text{ \%НИЗ}$) = 7,2 %, отсюда

$$Q_{\text{жидмакс}} = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пов}}}{100} \times 7,2.$$

$$\text{Для варианта 0: } Q_{\text{жидмакс}} = \frac{2176}{100} \times 7,2 = 156,7 \text{ тыс. т.}$$

$$Q_{\text{жид}11} = Q_{\text{жид}12} = \dots = Q_{\text{жид}20} = Q_{\text{макс.жид}} = 156,7 \text{ тыс. т.}$$

1. Для определения прогнозной годовой добычи нефти в 11-м году разработки будем идти следующими шагами приближения.

Первый шаг

а) примем условно, что в 11-м году добыча нефти по сравнению с 10-м годом не изменится, то есть $Q_{\text{неф}11}^1 = Q_{\text{неф}10}$ и $Q_{\text{вод}11}^1 = Q_{\text{вод}10}$.

Для варианта 0: $Q_{\text{неф}11}^1 = Q_{\text{неф}10} = 132,7$ тыс. т;

б) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти на конец 11-го года:

$$\Sigma Q_{\text{неф}11}^1 = \Sigma Q_{\text{неф}10} + Q_{\text{неф}11}^1.$$

Для варианта 0: $\Sigma Q_{\text{неф}11}^1 = 1059,6 + 132,7 = 1192,3$ тыс. т;

в) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{11}^1 = \frac{\Sigma Q_{\text{неф}11}^1}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100.$$

Для варианта 0: $\% \text{НИЗ}_{11}^1 = \frac{1192,3}{2176} \times 100 = 54,8 \%$.

При этом, согласно кривой «А» (рис. П.4.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{ВОДЫ}_{11}^1 = 25,7 \%$.

Второй шаг

а) примем условно, что в 11-м году среднегодовая обводненность равна $\% \text{ВОДЫ}_{11}^1 = 25,7 \%$ (из 1-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q_{\text{вод}11}^2 = \frac{Q_{\text{жид}11}}{100} \times \% \text{ВОДЫ}_{11}^1.$$

Для варианта 0:

$$Q_{\text{вод}11}^2 = \frac{156,7}{100} \times 25,7 = 40,3 \text{ тыс. т};$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q_{\text{неф}11}^2 = Q_{\text{жид}11} - Q_{\text{вод}11}^2.$$

Для варианта 0: $Q_{\text{неф}11}^2 = 156,7 - 40,3 = 116,4$ тыс. т;

в) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\Sigma Q_{\text{неф}11}^2 = \Sigma Q_{\text{неф}10} + Q_{\text{неф}11}^2.$$

Для варианта 0: $\Sigma Q_{\text{неф}11}^2 = 1059,6 + 116,4 = 1176,0$ тыс. т;

г) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ^2_{11} = \frac{\Sigma Q^2_{неф11}}{НИЗ_{пов}} \times 100.$$

Для варианта 0: $\%НИЗ^2_{11} = \frac{1176}{2176} \times 100 = 54,0 \%$.

При этом, согласно кривой «А» (рис. П.4.3), среднегодовая обводненность должна составить $\%воды^2_{11} = 24,0 \%$.

Третий шаг

а) примем условно, что в 11-м году среднегодовая обводненность равна $\%воды^2_{11} = 24,0 \%$ (из 2-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q^3_{вод11} = \frac{Q_{жид11}}{100} \times \%воды^2_{11}.$$

Для варианта 0:

$$Q^3_{вод11} = \frac{156,7}{100} \times 24,0 = 37,6 \text{ тыс. т};$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q^3_{неф11} = Q_{жид11} - Q^3_{вод11}.$$

Для варианта 0: $Q^3_{неф11} = 156,7 - 37,6 = 119,1 \text{ тыс. т};$

в) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти:

$$\Sigma Q^3_{неф11} = \Sigma Q_{неф10} + Q^3_{неф11}.$$

Для варианта 0: $\Sigma Q^3_{неф11} = 1059,6 + 119,1 = 1178,6 \text{ тыс. т};$

г) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ^3_{11} = \frac{\Sigma Q^3_{неф11}}{НИЗ_{пов}} \times 100.$$

Для варианта 0: $\%НИЗ^3_{11} = \frac{1178,6}{2176} \times 100 = 54,2 \%$.

При этом, согласно кривой «А» (рис. П.4.3), среднегодовая обводненность должна составить $\%воды^3_{11} = 24,4 \%$.

Четвертый шаг

а) примем условно, что в 11-м году среднегодовая обводненность равна $\% \text{ВОДЫ}_{11}^3 = 24,4 \%$ (из 3-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q_{\text{вод}11}^4 = \frac{Q_{\text{жид}11}}{100} \times \% \text{ВОДЫ}_{11}^3.$$

Для варианта 0:

$$Q_{\text{вод}11}^4 = \frac{156,7}{100} \times 24,4 = 38,2 \text{ тыс. т};$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q_{\text{неф}11}^4 = Q_{\text{жид}11} - Q_{\text{вод}11}^4.$$

Для варианта 0: $Q_{\text{неф}11}^4 = 156,7 - 38,2 = 118,5 \text{ тыс. т};$

в) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти:

$$\Sigma Q_{\text{неф}11}^4 = \Sigma Q_{\text{неф}10} + Q_{\text{неф}11}^4.$$

Для варианта 0: $\Sigma Q_{\text{неф}11}^4 = 1059,6 + 118,5 = 1178,1 \text{ тыс. т};$

г) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{11}^4 = \frac{\Sigma Q_{\text{неф}11}^4}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100.$$

Для варианта 0: $\% \text{НИЗ}_{11}^4 = \frac{1178,1}{2176} \times 100 = 54,1 \%$.

При этом, согласно кривой «А» (рис. П.4.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{ВОДЫ}_{11}^3 = 24,3 \%$.

Пятый шаг

а) примем условно, что в 11-м году среднегодовая обводненность равна $\% \text{ВОДЫ}_{11}^4 = 24,3 \%$ (из 4-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q_{\text{вод}11}^5 = \frac{Q_{\text{жид}11}}{100} \times \% \text{ВОДЫ}_{11}^4.$$

Для варианта 0:

$$Q_{\text{вод}11}^5 = \frac{156,7}{100} \times 24,3 = 38,1 \text{ тыс. т};$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q_{\text{неф}11}^5 = Q_{\text{жид}11} - Q_{\text{вод}11}^5.$$

Для варианта 0: $Q_{\text{неф}11}^5 = 156,7 - 38,1 = 118,6$ тыс. т;

в) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти:

$$\Sigma Q_{\text{неф}11}^5 = \Sigma Q_{\text{неф}10} + Q_{\text{неф}11}^5.$$

Для варианта 0: $\Sigma Q_{\text{неф}11}^5 = 1059,6 + 118,6 = 1178,2$ тыс. т;

г) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{11}^5 = \frac{\Sigma Q_{\text{неф}11}^5}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100.$$

Для варианта 0: $\% \text{НИЗ}_{11}^5 = \frac{1178,2}{2176} \times 100 = 54,1 \%$.

При этом, согласно кривой «А» (рис. П.4.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{ВОДЫ}_{11}^5 = 24,3 \%$, что совпадает с условием (а) на 5 шаге.

Таким образом, мы методом последовательного приближения установили, что расчетные показатели разработки в 11-м прогнозном году составили:

$$Q_{\text{жид}11} = 156,7 \text{ тыс. т.}$$

$$Q_{\text{вод}11} = 38,1 \text{ тыс. т.}$$

$$Q_{\text{неф}11} = 118,6 \text{ тыс. т.}$$

$$\% \text{ВОДЫ}_{11} = 24,3 \%.$$

$$\% \text{НИЗ}_{11} = 54,1 \%.$$

2. Для определения прогнозной годовой добычи нефти в 12-м году разработки будем идти следующими шагами приближения.

Первый шаг

а) примем условно, что в 12-м году добыча нефти по сравнению с 11-м годом не изменится, то есть $Q_{\text{неф}12}^1 = Q_{\text{неф}11}$ и $Q_{\text{вод}12}^1 = Q_{\text{вод}11}$.

Для варианта 0: $Q_{\text{неф}12}^1 = Q_{\text{неф}11} = 118,6$ тыс. т;

б) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти на конец 11-го года:

$$\Sigma Q_{\text{неф}12}^1 = \Sigma Q_{\text{неф}11} + Q_{\text{неф}12}^1.$$

Для варианта 0: $\Sigma Q_{\text{неф}12}^1 = 1178,2 + 118,6 = 1296,8$ тыс. т;

в) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{12}^1 = \frac{\Sigma Q_{\text{неф}12}^1}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100.$$

Для варианта 0: $\% \text{НИЗ}_{12}^1 = \frac{1296,8}{2176} \times 100 = 59,6 \%$.

При этом, согласно кривой «А» (рис. П.4.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{воды}_{12}^1 = 35,0 \%$.

Второй шаг

а) примем условно, что в 12-м году среднегодовая обводненность равна $\% \text{воды}_{12}^1 = 35,0 \%$ (из 1-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q_{\text{вод}12}^2 = \frac{Q_{\text{жид}12}}{100} \times \% \text{воды}_{12}^1.$$

Для варианта 0:

$$Q_{\text{вод}11}^2 = \frac{156,7}{100} \times 35,0 = 54,8 \text{ тыс. т};$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q_{\text{неф}12}^2 = Q_{\text{жид}12} - Q_{\text{вод}12}^2.$$

Для варианта 0: $Q_{\text{неф}12}^2 = 156,7 - 54,8 = 101,9$ тыс. т;

в) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти:

$$\Sigma Q_{\text{неф}12}^2 = \Sigma Q_{\text{неф}11} + Q_{\text{неф}12}^2.$$

Для варианта 0: $\Sigma Q_{\text{неф}12}^2 = 1178,2 + 101,9 = 1280,1$ тыс. т;

в) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{12}^2 = \frac{\Sigma Q_{\text{неф}12}^2}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100.$$

Для варианта 0: $\%НИЗ^2_{12} = \frac{1280,1}{2176} \times 100 = 58,8 \%$.

При этом, согласно кривой «А» (рис. П.4.3), среднегодовая обводненность должна составить $\%воды^2_{12} = 33,2 \%$.

Третий шаг

а) примем условно, что в 11-м году среднегодовая обводненность равна $\%воды^2_{12} = 33,2 \%$ (из 2-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q^3_{вод12} = \frac{Q_{жид12}}{100} \times \%воды^2_{12}.$$

Для варианта 0:

$$Q^3_{вод12} = \frac{156,7}{100} \times 33,2 = 52,0 \text{ тыс. т};$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q^3_{неф12} = Q_{жид12} - Q^3_{вод12}.$$

Для варианта 0: $Q^3_{неф12} = 156,7 - 52,0 = 104,7 \text{ тыс. т};$

в) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

$$\Sigma Q^3_{неф12} = \Sigma Q_{неф11} + Q^3_{неф12}.$$

Для варианта 0: $\Sigma Q^3_{неф12} = 1178,2 + 104,7 = 1282,9 \text{ тыс. т};$

г) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ^3_{12} = \frac{\Sigma Q^3_{неф12}}{НИЗ_{пов}} \times 100.$$

Для варианта 0: $\%НИЗ^3_{12} = \frac{1282,9}{2176} \times 100 = 59,0 \%$.

При этом, согласно кривой «А» (рис. П.4.3), среднегодовая обводненность должна составить $\%воды^3_{12} = 33,5 \%$.

И так далее аналогично пройденным шагам для расчета 11-го года (пункт 3) до тех пор, пока расчетные значения $\%воды$ и $\%НИЗ$ не будут соответствовать координатам точки на расчетном графике.

В работе привести подробные расчеты только для 11–12-х годов разработки, сведя их в табл. П.3.2. Для последующих лет привести только конечные результаты расчетов по годам разработки (табл. П.3.3).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Таблица П.1.1

Исходные данные для групп НР-41, ЗНР-61

№ вари- анта	F	h	m	S связ. вод	$V_{неф}$	$\rho_{неф.пов}$	$K_{выт}$	$K_{охв}$
	га	м	доли ед.	доли ед.		кг/м ³	доли ед.	доли ед.
0	1200	10	0,085	0,2	1,5	800	0,556	0,9
1А	1200	10	0,11	0,13	1,412	800	0,48	0,9
2А	1400	10	0,109	0,15	1,414	800	0,52	0,88
3А	1600	10	0,108	0,17	1,416	800	0,56	0,86
4А	1800	10	0,107	0,19	1,418	800	0,6	0,84
5А	2000	10	0,106	0,21	1,42	800	0,64	0,82
6А	1200	12	0,105	0,14	1,422	802	0,48	0,82
7А	1400	12	0,104	0,16	1,424	802	0,52	0,84
8А	1600	12	0,103	0,18	1,426	802	0,56	0,86
9А	1800	12	0,102	0,2	1,428	802	0,6	0,88
10А	2000	12	0,101	0,22	1,43	802	0,64	0,9
11А	1200	14	0,1	0,13	1,432	804	0,48	0,9
12А	1400	14	0,099	0,15	1,434	804	0,52	0,88
13А	1600	14	0,098	0,17	1,436	804	0,56	0,86
14А	1800	14	0,097	0,19	1,438	804	0,6	0,84
15А	2000	14	0,096	0,21	1,44	804	0,64	0,82
16А	1200	16	0,095	0,14	1,442	806	0,48	0,82
17А	1400	16	0,094	0,16	1,444	806	0,52	0,84
18А	1600	16	0,093	0,18	1,446	806	0,56	0,86
19А	1800	16	0,092	0,2	1,448	806	0,6	0,88
20А	2000	16	0,091	0,22	1,45	806	0,64	0,9
21А	1200	18	0,09	0,13	1,452	808	0,48	0,9
22А	1400	18	0,089	0,15	1,454	808	0,52	0,88
23А	1600	18	0,088	0,17	1,456	808	0,56	0,86
24А	1800	18	0,087	0,19	1,458	808	0,6	0,84
25А	2000	18	0,086	0,21	1,46	808	0,64	0,82

Исходные данные для групп НР-42, ЗНР-41с

№ варианта	F	h	m	$S_{\text{связ. вод}}$	$V_{\text{неф}}$	$\rho_{\text{неф. пов}}$	$K_{\text{выт}}$	$K_{\text{охв}}$
	га	м	доли ед.	доли ед.		кг/м ³	доли ед.	доли ед.
0	1200	10	0,085	0,2	1,5	800	0,556	0,9
1Б	1200	20	0,085	0,14	1,462	810	0,48	0,82
2Б	1400	20	0,084	0,16	1,464	810	0,52	0,84
3Б	1600	20	0,083	0,18	1,466	810	0,56	0,86
4Б	1800	20	0,082	0,2	1,468	810	0,6	0,88
5Б	2000	20	0,081	0,22	1,470	810	0,64	0,9
6Б	1200	22	0,08	0,13	1,472	812	0,48	0,9
7Б	1400	22	0,079	0,15	1,474	812	0,52	0,88
8Б	1600	22	0,078	0,17	1,476	812	0,56	0,86
9Б	1800	22	0,077	0,19	1,478	812	0,6	0,84
10Б	2000	22	0,076	0,21	1,480	812	0,64	0,82
11Б	1200	24	0,075	0,14	1,482	814	0,48	0,82
12Б	1400	24	0,074	0,16	1,484	814	0,52	0,84
13Б	1600	24	0,073	0,18	1,486	814	0,56	0,86
14Б	1800	24	0,072	0,2	1,488	814	0,6	0,88
15Б	2000	24	0,071	0,22	1,49	814	0,64	0,9
16Б	1200	26	0,07	0,13	1,492	816	0,48	0,9
17Б	1400	26	0,069	0,15	1,494	816	0,52	0,88
18Б	1600	26	0,068	0,17	1,496	816	0,56	0,86
19Б	1800	26	0,067	0,19	1,498	816	0,6	0,84
20Б	2000	26	0,066	0,21	1,5	816	0,64	0,82
21Б	1200	28	0,065	0,14	1,502	818	0,48	0,82
22Б	1400	28	0,064	0,16	1,504	818	0,52	0,84
23Б	1600	28	0,063	0,18	1,506	818	0,56	0,86
24Б	1800	28	0,062	0,2	1,508	818	0,6	0,88
25Б	2000	28	0,061	0,22	1,51	818	0,64	0,9

Приложение 2

Таблица П.2.1

Фактические показатели разработки залежи

Годы разработки	Годовые темпы отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов	Среднегодовая обводненность добываемой жидкости	
	$Z_{ж}$ %НИЗ	%воды	
	в %	в %	
	для всех вариантов	для нечетных	для четных
1	0,5	0	0
2	1,8	0	0
3	3,2	0	0
4	4,53	0,5	0
5	5,95	0,9	0
6	6,76	1,7	0
7	7,0	3,3	0
8	7,2	6,0	2,8
9	7,2	9,6	4,2
10	7,2	15,3	7,6

Таблица П.2.2

Характер выработки запасов нефти месторождений-аналогов

Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов	Среднегодовая весовая обводненность добываемой жидкости	
	%воды	
	в %	
%НИЗ	кривая А	кривая В
в %		
0	0	0
5	0	0
10	0,5	0
15	0,8	0
20	1,3	0
25	2,2	0
30	3,5	0
35	5,5	2,5
40	8,0	3,5
45	11,5	4,7
50	17,0	7,4
55	26,0	11,0

Окончание табл. П.2.2

Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов	Среднегодовая весовая обводненность добываемой жидкости	
%НИЗ	% воды	
в %	в %	
	кривая А	кривая В
60	36,0	17,0
65	51,0	27,0
70	65,0	45,0
75	76,0	63,0
80	85,0	77,0
85	92,0	88,0
90	96,5	94,0
95	99,0	98,0

Приложение 3

Таблица П.3.1

Сводная таблица результатов расчета на этапе 1 и этапе 2 (вариант 0)

Год	НИЗ	Z _ж	Q _{жид}	Q _{вод}	Q _{неф}	ΣQ _{неф}	%НИЗ	%ВОДЫ	Z _н
	тыс. т	%	тыс. т	тыс. т	тыс. т	тыс. т	%	%	%
1	2176	0,5	10,9	0	10,9	10,9	0,5	0	0,5
2	2176	1,8	39,2	0	39,2	50,1	2,3	0	1,8
3	2176	3,2	69,6	0	69,6	119,7	2,5	0	3,2
4	2176	4,53	98,6	0,5	98,1	217,8	10,0	0,5	4,51
5	2176	5,95	129,5	1,1	128,3	346,1	15,9	0,87	5,9
6	2176	6,76	147,1	2,5	144,6	490,7	22,5	1,7	6,64
7	2176	7,0	152,3	5,0	147,3	638,0	29,3	3,3	6,77
8	2176	7,2	156,7	9,4	147,3	785,3	36,1	6,0	6,77
9	2176	7,2	156,7	15,0	141,6	926,9	42,6	9,6	6,51
10	2176	7,2	156,7	24,0	132,7	1059,6	48,7	15,3	6,1

Таблица П.3.2

Пошаговый расчет добычи нефти для 11 и 12-х годов разработки

Расчет добычи	Годы	НИЗ	Z _ж %НИЗ	Q _{жид}	Q _{вод}	Q _{неф}	ΣQ _{неф}	По кривой А		%во-ды *
								%НИЗ	%ВОДЫ	
		тыс. т	%	тыс. т	тыс. т	тыс. т	тыс. т	%	%	
факт	10	2176	7,2	156,7	24,0	132,7	1059,6	48,7	15,3	
Расчет добычи в 11-м году	1-й шаг	2176	7,2	156,7	24,0	132,7	1192,3	54,8	25,7	–
	2-й шаг	2176	7,2	156,7	40,3	116,4	1176,0	54,0	24,0	25,7
	3-й шаг	2176	7,2	156,7	37,6	119,1	1178,6	54,2	24,4	24,0
	4-й шаг	2176	7,2	156,7	38,2	118,5	1178,1	54,1	24,3	24,4
	11	2176	7,2	156,7	38,1	118,6	1178,2	54,1	24,3	24,3
Расчет добычи в 12-м году	1-й шаг	2176	7,2	156,7	38,1	118,6	1296,8	59,6	35,0	–
	2-й шаг	2176	7,2	156,7	54,8	101,9	1280,1	58,8	33,2	35,0
	3-й шаг	2176	7,2	156,7	52,0	104,7	1282,9	59,0	33,5	33,2
	4-й шаг	2176	7,2	156,7	52,5	104,2	1282,4	58,9	33,4	33,5
	12	2176	7,2	156,7	52,3	104,3	1282,5	58,9	33,4	33,4

**Результаты расчетов прогнозных показателей
разработки на период с 11-го по 20-й год**

Годы	НИЗ	$Z_{ж}$ %НИЗ	$Q_{жид}$	$Q_{вод}$	$Q_{неф}$	$\Sigma Q_{неф}$	%НИЗ	%ВОДЫ	$Z_{н}$ %НИЗ
	тыс. т	%	тыс. т	тыс. т	тыс. т	тыс. т	%	%	
10	2176	7,2	156,7	24,0	132,7	1059,6	48,7	15,3	6,1
11	2176	7,2	156,7	38,1	118,6	1178,2	54,1	24,3	5,45
12	2176	7,2	156,7	52,3	104,3	1282,5	58,9	33,4	4,8
.....									
....									
.....									
.....									
.....									
.....									
.....									
19	2176	7,2	156,7	123,6	33,1	1664,5	76,5	78,9	1,52
20	2176	7,2	156,7	127,4	29,3	1693,8	77,8	81,3	1,35

Кривые выработки начальных извлекаемых запасов нефти

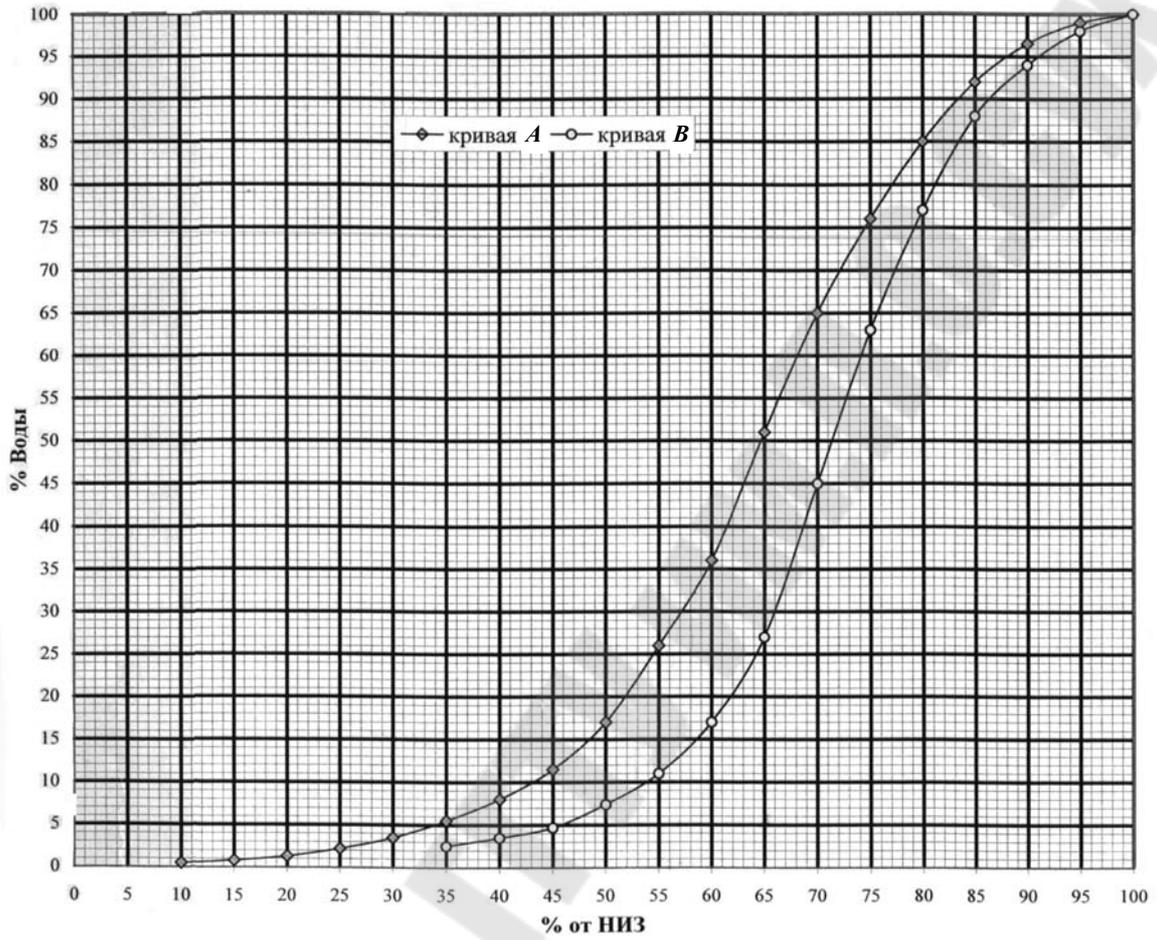


Рис. П.4.1

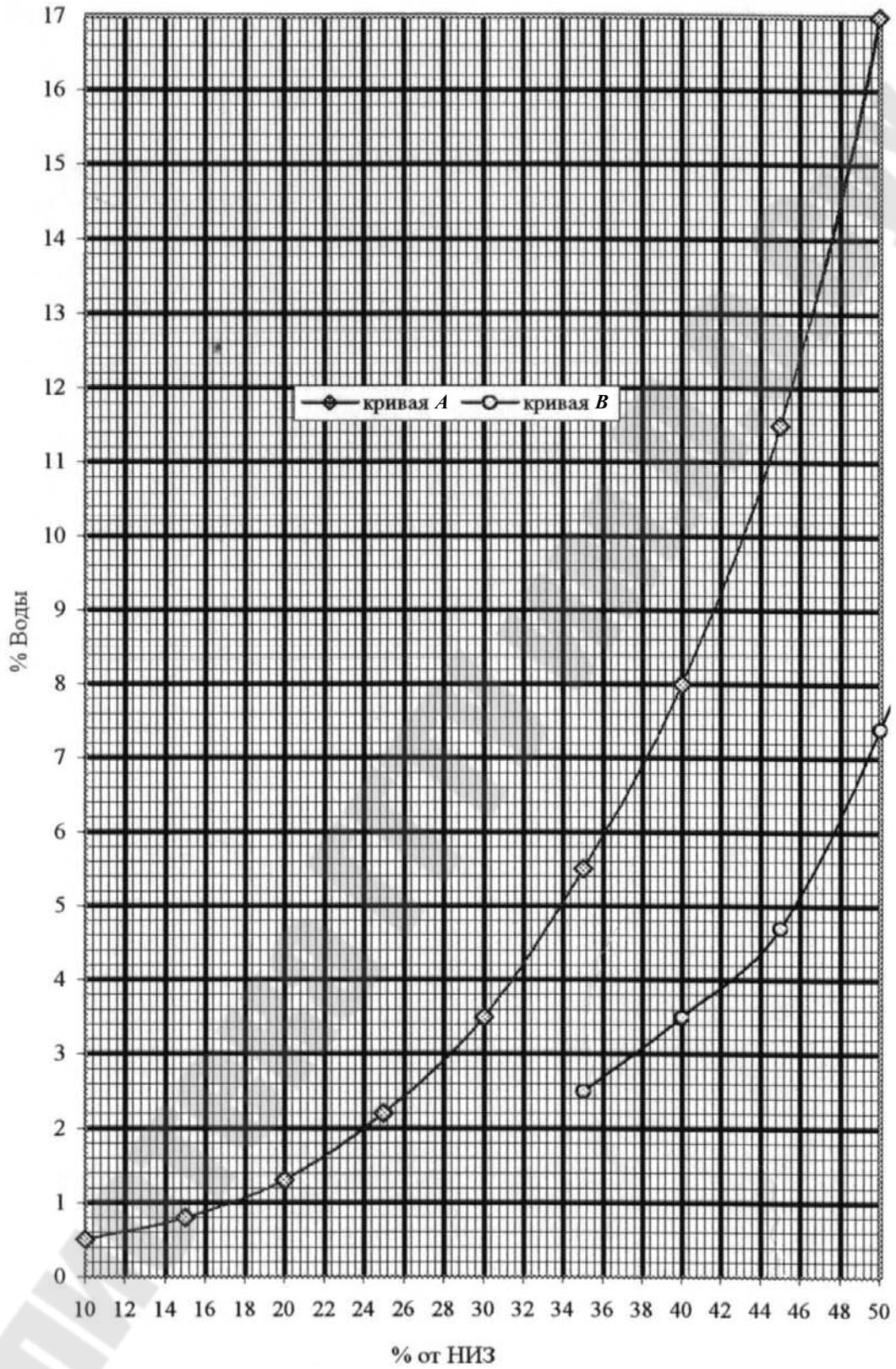


Рис. П.4.2

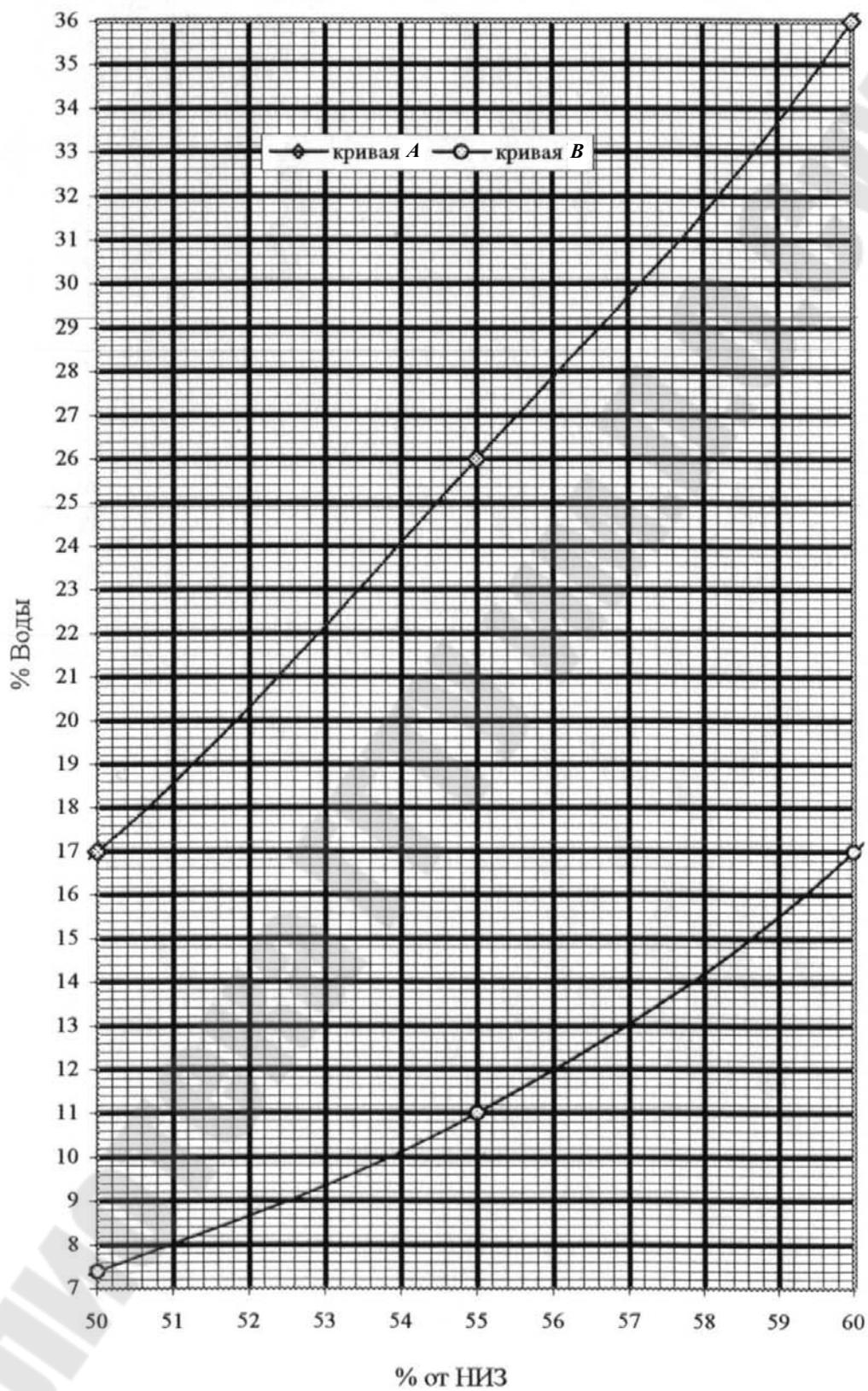


Рис. П.4.3

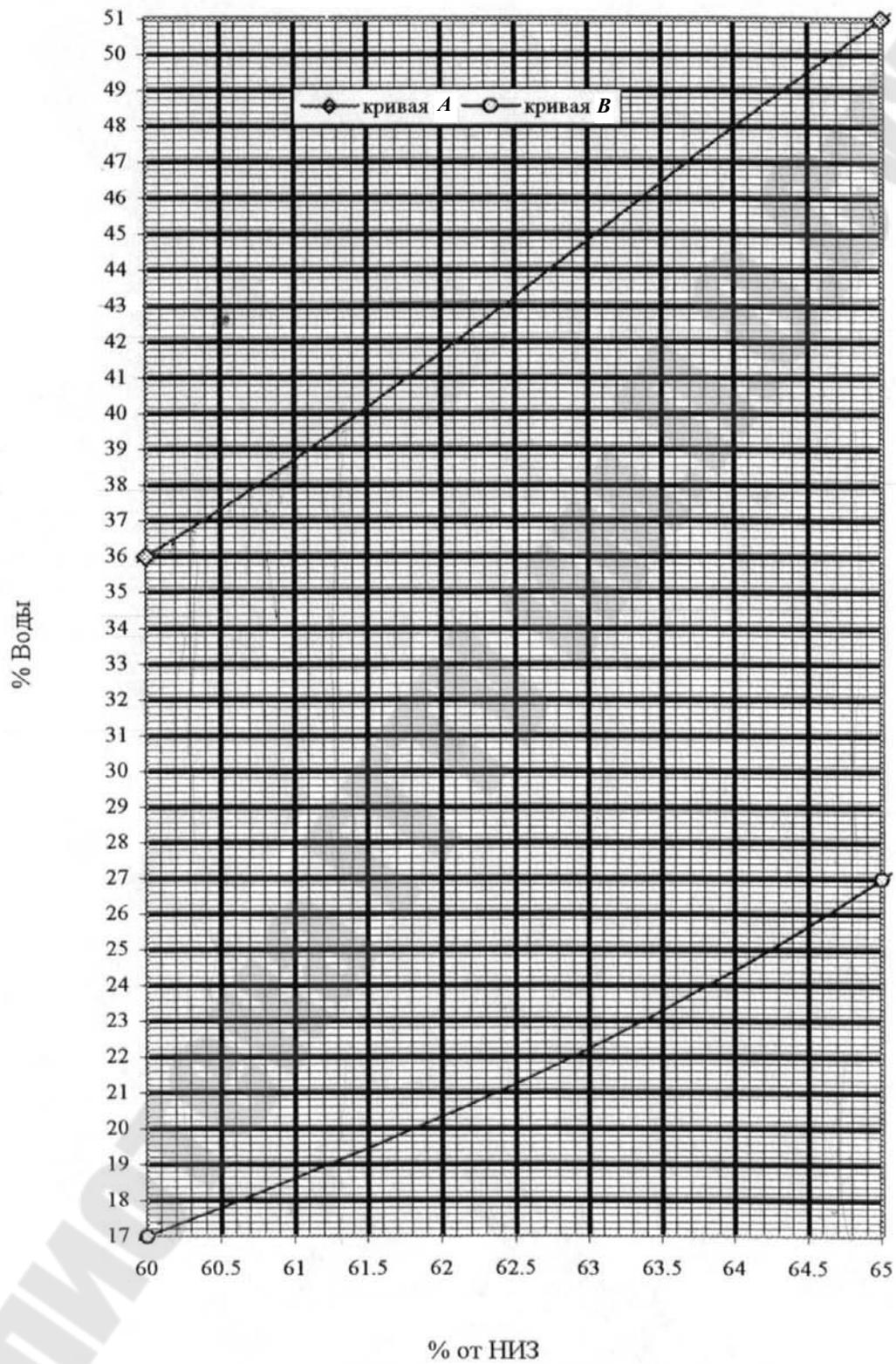


Рис. П.4.4

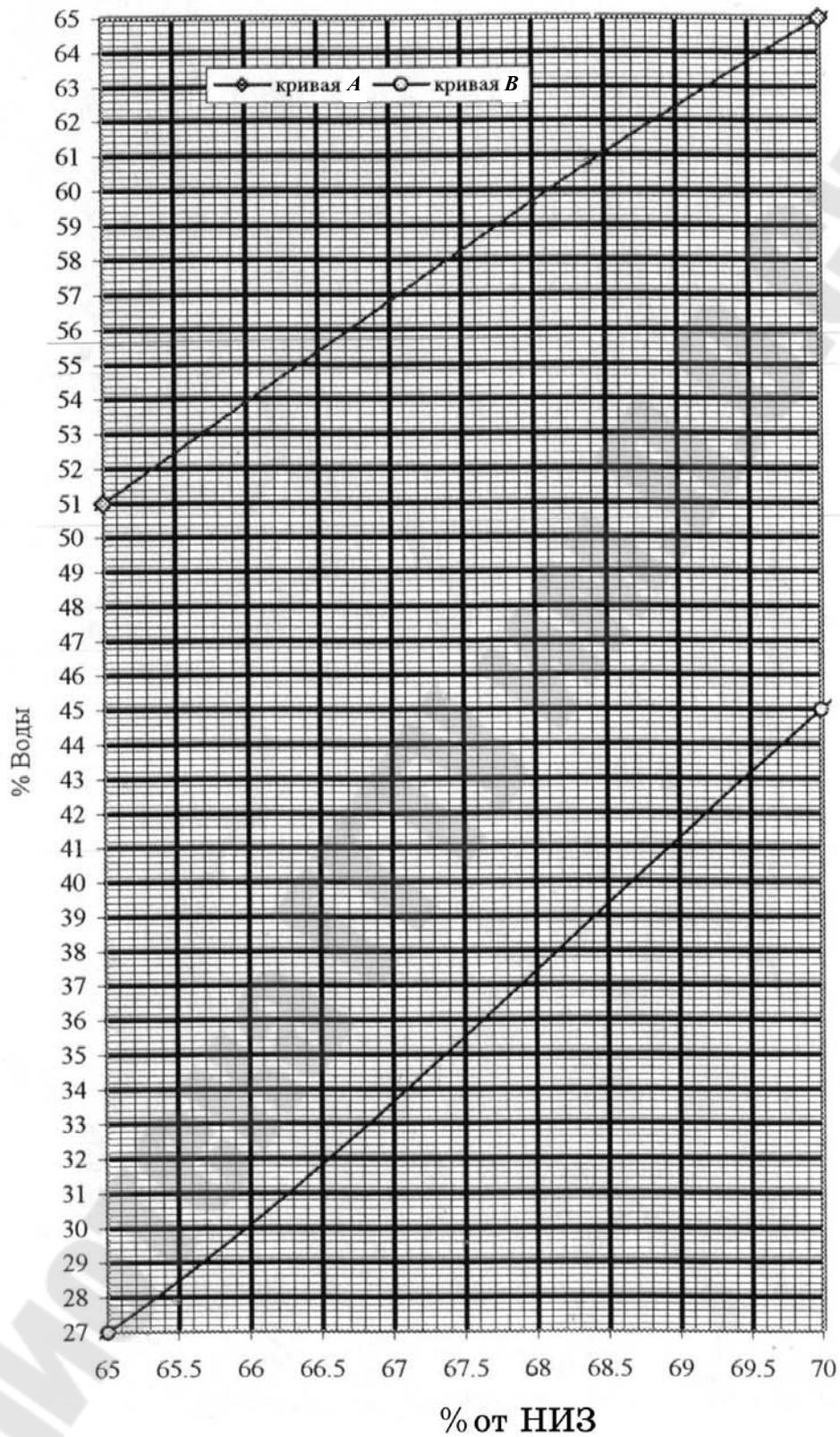


Рис. П.4.5

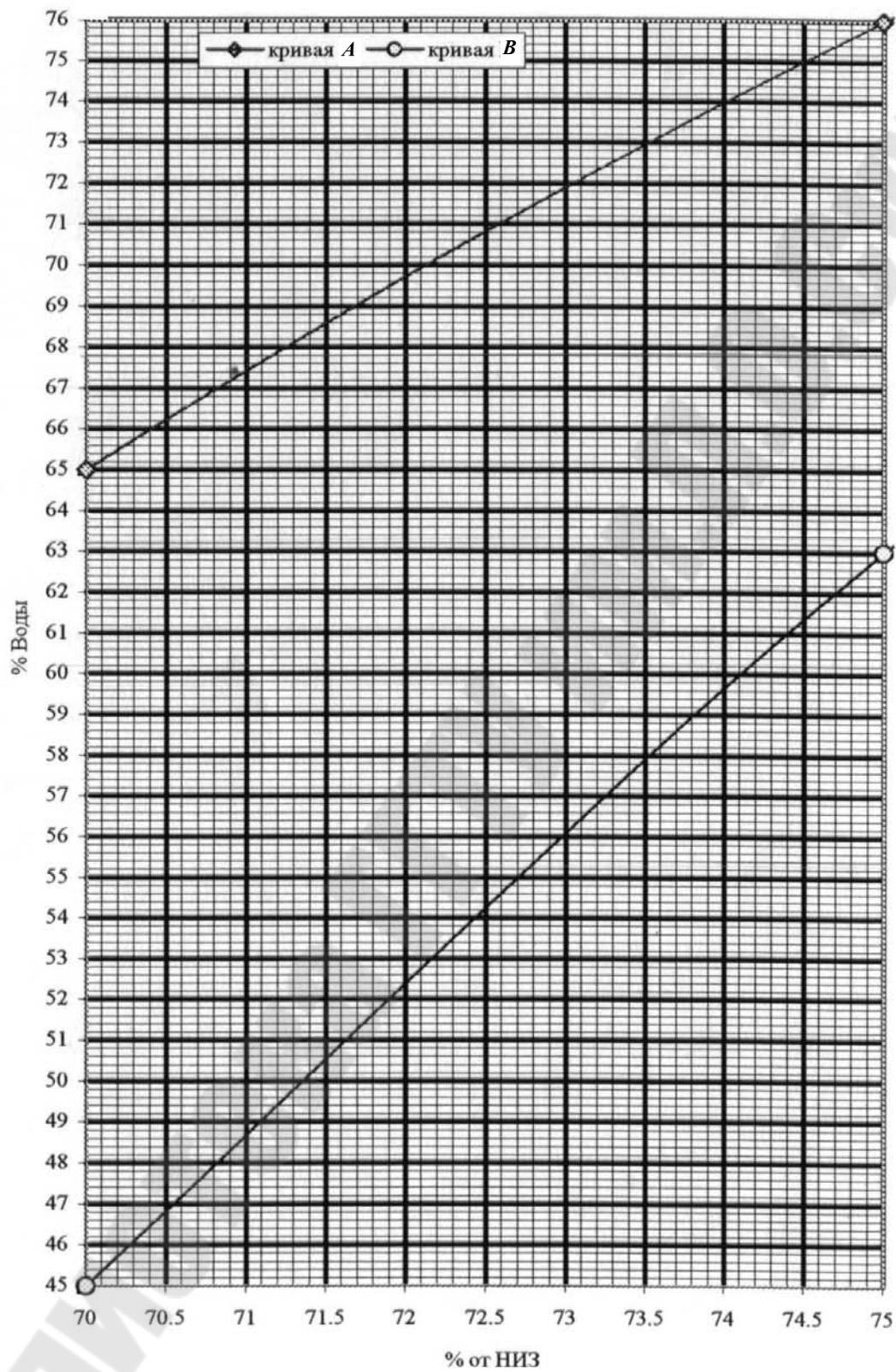


Рис. П.4.6

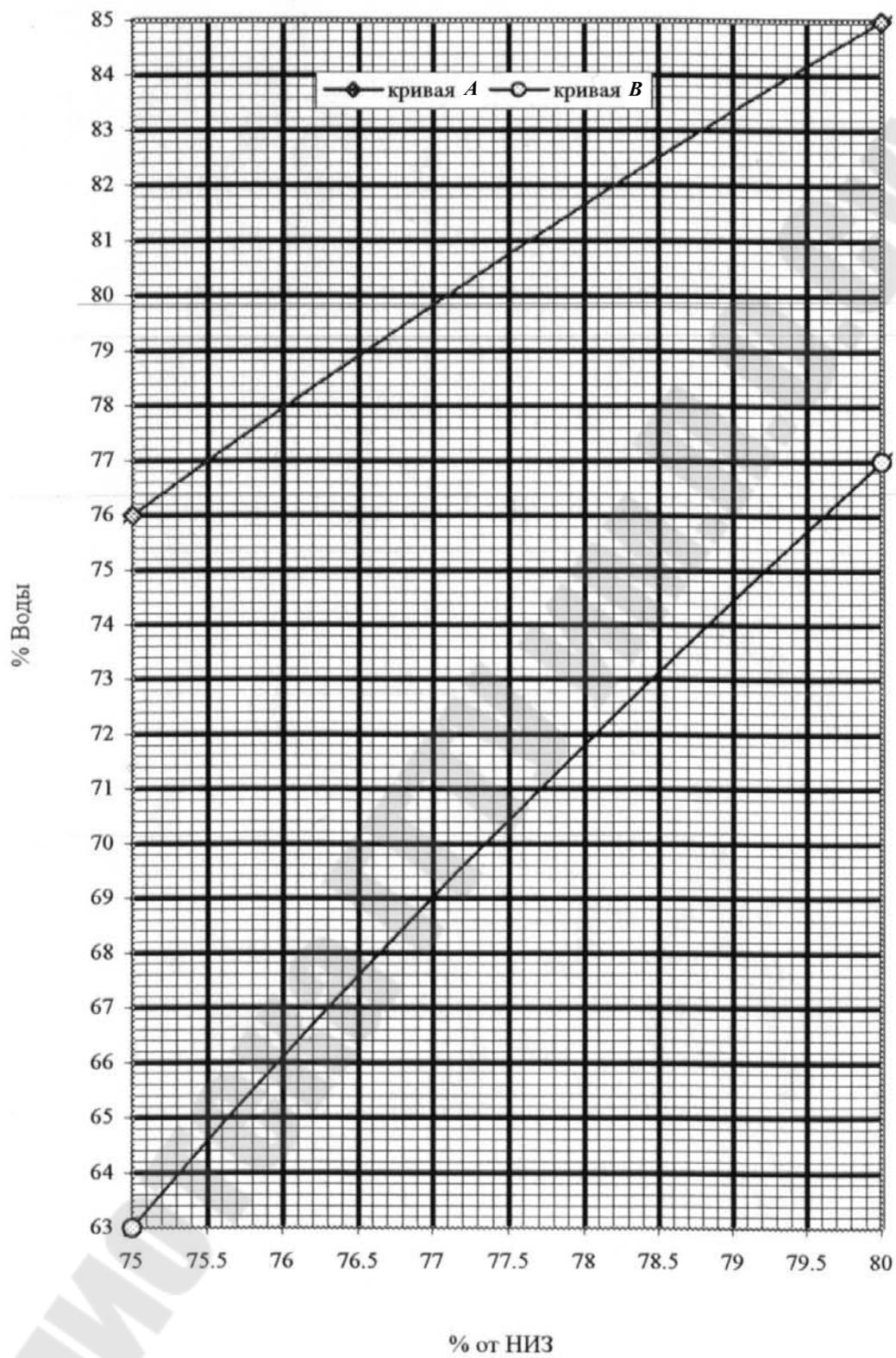


Рис. П.4.7

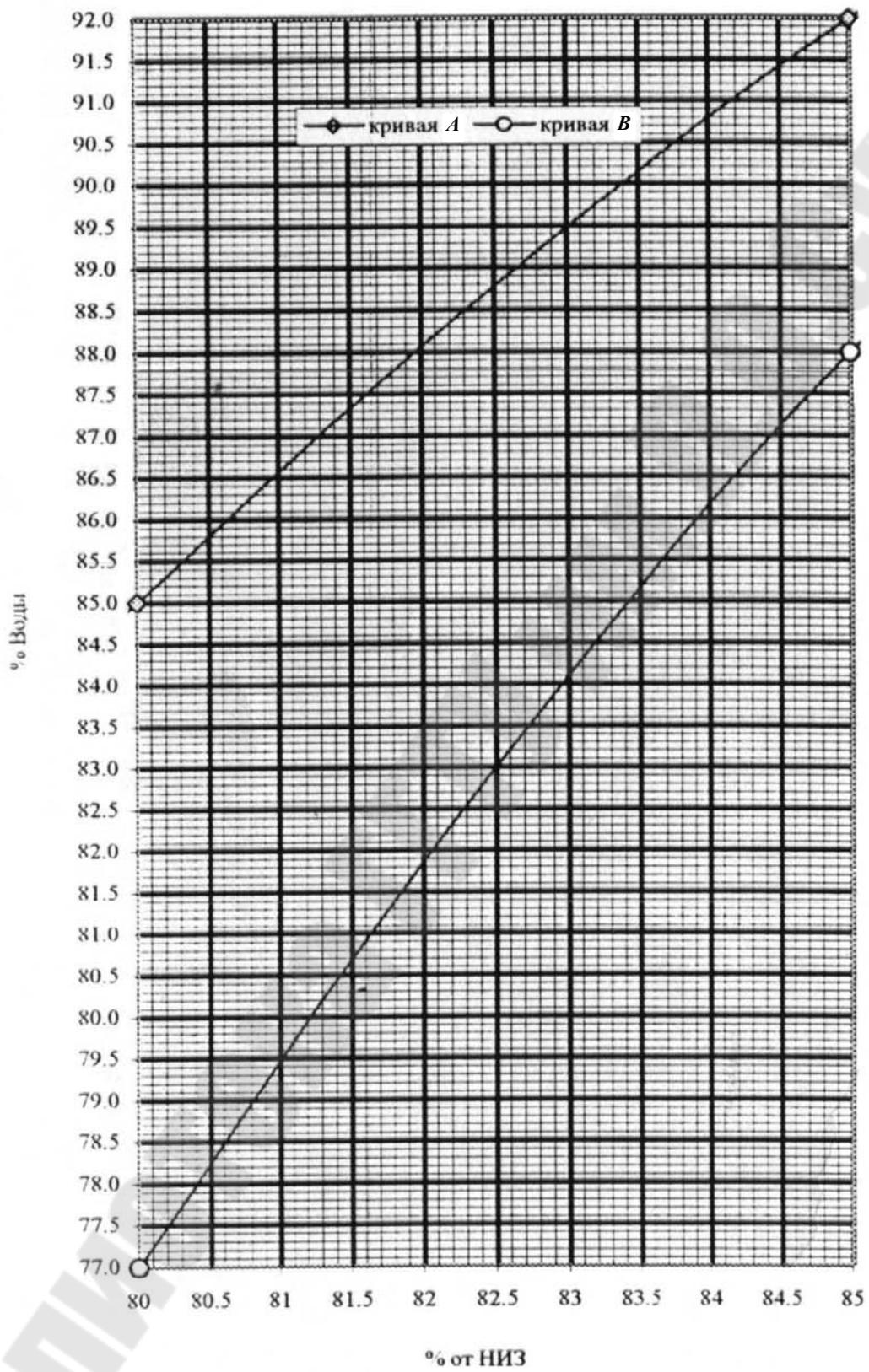


Рис. П.4.8

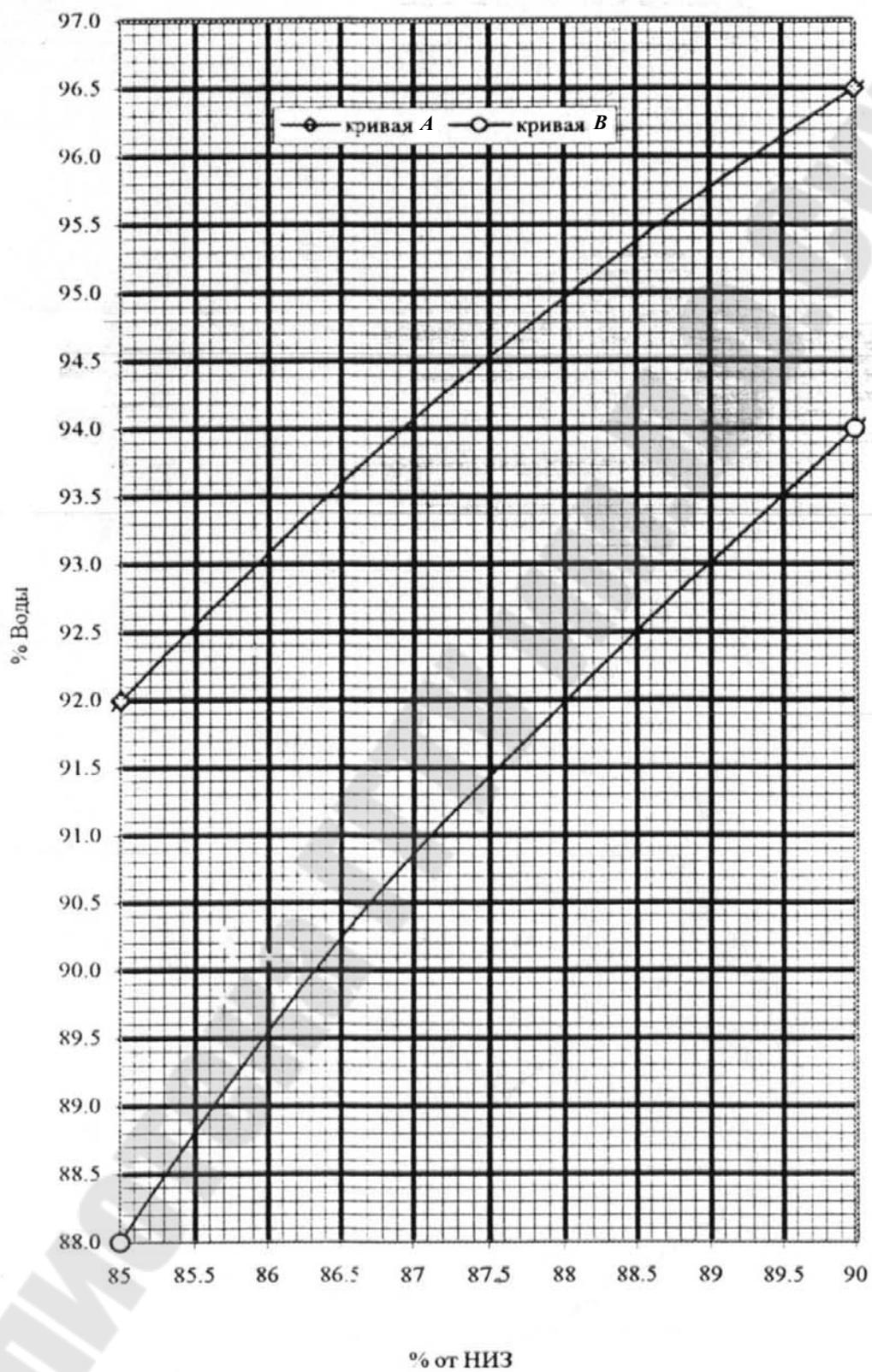


Рис. П.4.9

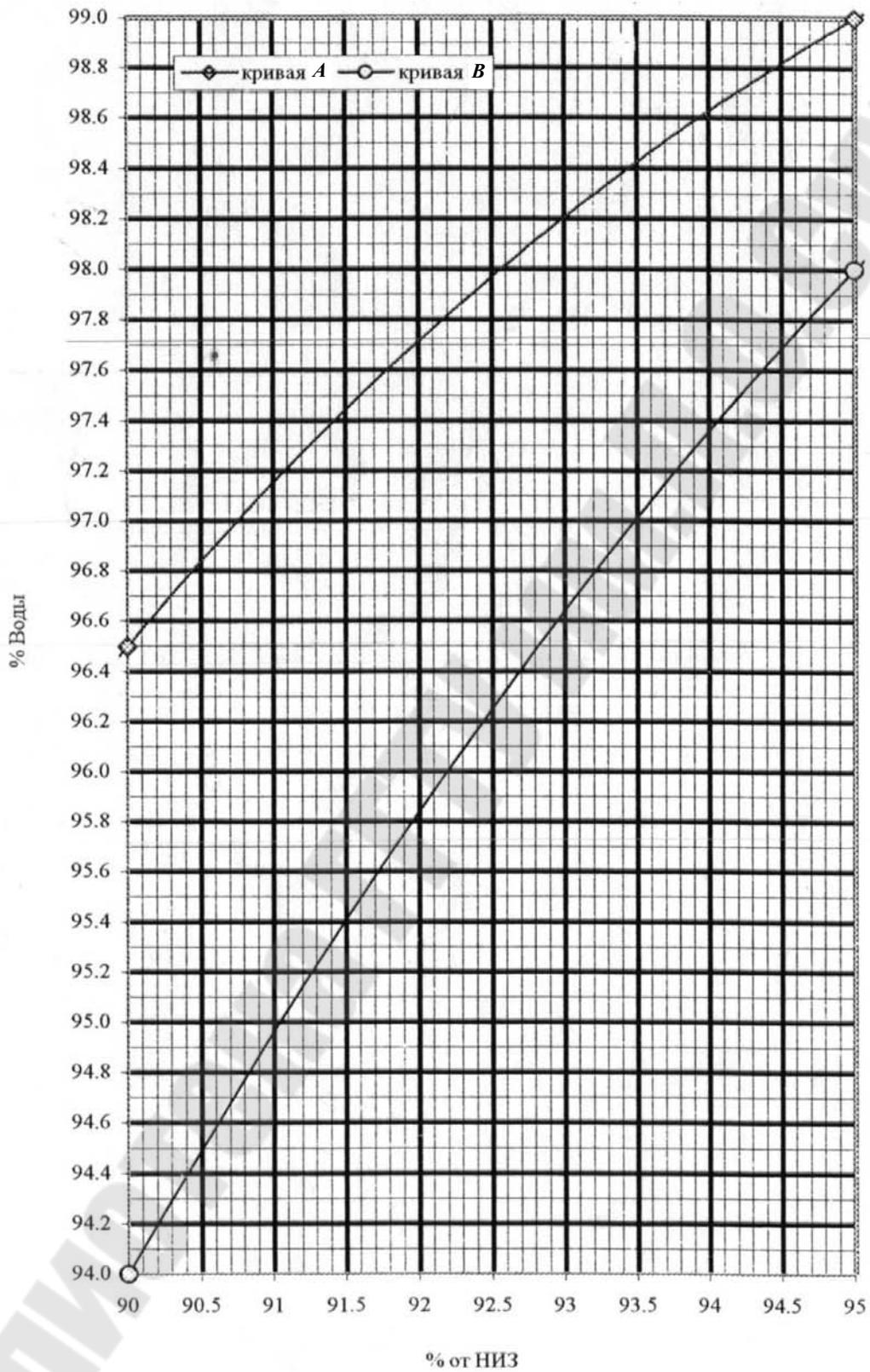


Рис. П.4.10

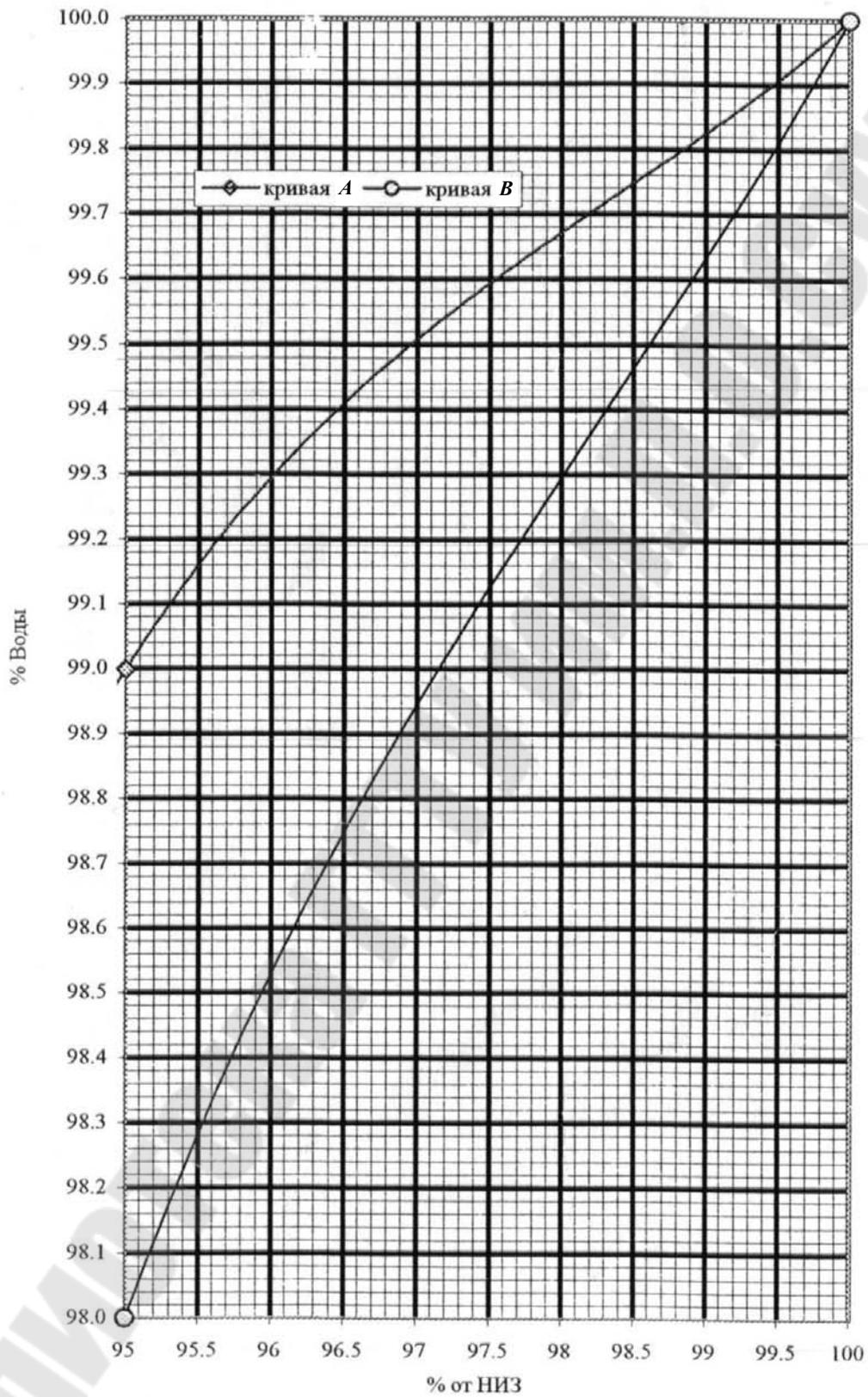


Рис. П.4.11

ЛИТЕРАТУРА

1. Жданов, М. А. Методы подсчета подземных запасов нефти и газа / М. А. Жданов. – Москва : Госгеолиздат, 1952. – 254 с.
2. Гиматудинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш. К. Гиматудинов. – Москва : Недра, 1983. – 562 с.
3. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В. С. Бойко. – Москва : Недра, 1990. – 484 с.
4. Базлов, М. Н. Технология и техника добычи нефти и газа / М. Н. Базлов. – Москва : Недра, 1971. – 504 с.
5. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений / Ю. П. Желтов. – Москва : Недра, 1986. – 315 с.

Содержание

Введение	3
1. Задание	4
2. Теоретическая часть (по вариантам согласно журналу)	4
3. Практическая часть	5
4. Методические указания к проведению работы	7
Приложения	19
Приложение 1	19
Приложение 2	21
Приложение 3	23
Приложение 4	25
Литература	36

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Методические указания
к курсовой работе по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Авторы-составители: **Писарик Людмила Михайловна**
Козырева Светлана Владимировна

Редактор *Л. Ф. Теплякова*
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 26.09.07.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Цифровая печать. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,21.

Изд. № 82.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.