



Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»

**И. С. Шепелева**

# **РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ  
по курсовой работе**

**для студентов специальности**

**1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2024

УДК 622.276+622.279(075.8)  
ББК 33.36я73  
Ш48

*Рекомендовано научно-методическим советом  
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 10 от 11.05.2023 г.)*

Рецензент: ведущий геолог по разработке нефтяных и газовых месторождений  
отдела проектирования и анализа разработки месторождений  
нефти и газа БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение  
«Белоруснефть» А. О. Цыганков

**Шепелева, И. С.**  
Ш48

Разработка нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие по курсовой работе для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / И. С. Шепелева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2024. – 42 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: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Подготовлено в соответствии с программой дисциплины «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». 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.

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

УДК 622.276+622.279(075.8)  
ББК 33.36я73

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2024

## 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 трудоемок.

Поэтому в настоящее время наиболее трудоемкая часть технико-экономических расчетов выполняется на ЭВМ.

Вместе с тем аналитический 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.

## **ЗАДАНИЕ**

Курсовая работа должна содержать:

1. Содержание
2. Введение
3. Разработку теоретического вопроса (список вопросов по вариантам)
4. Расчетное задание
5. Заключение
6. Список литературы
7. Приложение

### **ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

**(хаотично распределяет преподаватель)**

1. Объект и система разработки. Классификация и характеристика систем разработки
2. Стадии разработки месторождения
3. Показатели разработки (добыча жидкости и нефти, нефтеотдача, давления, 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; внутривластовое горение)
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. Виды проектных документов, их назначение.
24. Рациональное размещение скважин. Резервные скважины.
25. Размещение нагнетательных скважин и расчеты процессов нагнетания.
26. Размещение скважин при разработке газоконденсатных залежей
27. Системы размещения эксплуатационных скважин при разработке нефтяных залежей
28. Гравитационная теория распределения пластовых флюидов в залежах. Границы залежи (кровля, подошва, поверхности межфлюидных контактов); внешний и внутренний контуры нефтегазоносности. Типы залежей по геологическому строению, по фазово-му состоянию и составу УВ.
29. Пластовые воды залежей УВ; расположение пластовых вод относительно нефтегазоносной части залежи.
30. Гидродинамические расчеты при площадном заводнении.
31. Распределение давления в залежи до начала разработки. Приведенные пластовые давления. Карты изобар и их использование в разработке.
32. Особенности притока газа к забою скважины. Причины нарушения линейного закона фильтрации Дарси. Двучленное уравнение притока газа к забою.
33. Физические параметры пластовых нефтей: плотность,

динамическая вязкость, газосодержание, давление насыщения нефти газом, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости и их зависимость от давления.

34. Физические параметры пластовых вод: плотность, динамическая вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости и их зависимость от давления. Минерализация пластовых вод.
35. Состав природных газов. Классификация природных газов. Классификация газовых залежей и месторождений
36. Системы размещения скважин при разработке газовых залежей в условиях различных режимов

## **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-го по 20-й год) используя кривую выработки извлекаемых запасов залежи-аналога.

### **Порядок выполнения работы**

#### **1 этап**

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 ( $K_{выт}$ ) и коэффициент охвата залежи заводнением ( $K_{охв}$ ).
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.

## 2 этап

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 заданном 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).

## 3 этап

• В таблице 3 и на рисунке 1 представлены характеристики полной выработки извлекаемых запасов залежей А и В, которые по своим геолого-физическим параметрам, режиму работы пласта и соотношением вязкости нефти и воды ( $\mu_0 = \mu_{н}/\mu_{в}$ ) близки нашей залежи.

• Можно предположить, что и выработка извлекаемых запасов нашей залежи будет проходить аналогично выработке запасов залежей А и В, 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 А и В.

2. В результате проведенного сравнения сделать выбор залежи-аналога, то есть выбрать соответствующую расчетную кривую на рисунке 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.

## МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ РАБОТЫ

В качестве примера рассмотрим задание с исходными данными варианта 0 (см. таблица 1А и 1Б)

### 1 этап

1. Определение начальных геологических запасов нефти  $G$  объемным методом.

Геологические запасы нефти в пластовых условиях

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

где:  $F$  – площадь залежи внутри контура нефтеносности,  $м^2$

$h$  – нефтенасыщенная толщина пласта, м

$m$  – открытая пористость пласта-коллектора, доли единиц

$K_{неф}$  – коэффициент нефтенасыщенности коллектора, показывающий какую долю порового объема пласта занимает нефть, доли единицы

$$K_{неф} = 1 - S_{связ.вод}$$

где:  $S_{связ.вод}$  – 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:**  $K_{неф} = 1 - 0,2 = 0,8$

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

2. Определение конечного коэффициента нефтеизвлечения КНИ:

$$КНИ = K_{охв} \times K_{выт}$$

где:  $K_{охв}$  – 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  $K_{охв}$  меньше.

$K_{выт}$  – коэффициент вытеснения нефти водой. Определяется при многократной промывке керна водой в лабораторных условиях. характеризует процесс вытеснения нефти из пор коллектора.

**Вариант 0:**  $КНИ = 0,556 \times 0,9 = 0,5$

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

$$НИЗ_{пл} = G \times КНИ \quad (м^3)$$

**Вариант 0:**  $НИЗ_{пл} = 8160000 \times 0,5 = 4080000 \quad (м^3)$

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:

$$Вн = \frac{V_{пл}}{V_{пов}} > 1$$

$$\text{Отсюда: } G_{пов}^1 = \frac{G_{пл}}{Вн} = \frac{G_{пл} \times 1}{Вн}$$

$$НИЗ_{пов}^1 = \frac{НИЗ_{пл}}{Вн} = \frac{НИЗ_{пл} \times 1}{Вн}$$

Величина, обратная объемному коэффициенту  $Вн$ , используется в подсчете запасов нефти и называется пересчетным коэффициентом  $Кпер$ .

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

$$НИЗ_{нов}^1 = \frac{4080000}{1,5} = 2720000 \quad (\text{м}^3)$$

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:

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

$$НИЗ_{нов} = НИЗ_{нов}^1 \times \rho_{неф.нов}$$

**Вариант 0:**  $G_{нов} = 5440000 \times 800 = 4352 \text{ тыс.тонн}$

$$НИЗ_{нов} = 2720000 \times 800 = 2176 \text{ тыс.тонн}$$

## 2 этап

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

Годовая добыча жидкости:

$$Q_{жид_n} = \frac{НИЗ_{нов}}{100} \times ZЖ_n$$

где:  $n$  – год разработки

**Вариант 0:**  $Q_{жид_1} = \frac{2176}{100} \times 0,5 = 10,9 \text{ тыс.т}$

.....

$$Q_{жид_4} = \frac{2176}{100} \times 4,53 = 98,6 \text{ тыс.т}$$

.....

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

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

Годовая добыча воды:

$$Q_{вод_n} = \frac{Q_{жид_n}}{100} \times \%Воды_n$$

где:  $n$  – год разработки

**Вариант 0:**  $Q_{вод_1} = \frac{10,9}{100} \times 0,0 = 0,0$  ТЫС.Т

.....  
 $Q_{вод_4} = \frac{98,6}{100} \times 0,5 = 0,5$  ТЫС.Т

.....  
 $Q_{вод_{10}} = \frac{156,7}{100} \times 15,3 = 24,0$  ТЫС.Т

3. Определение фактической годовой добычи нефти  $Q_{неф}$ .  
 Годовая добыча нефти:

$$Q_{неф_n} = Q_{жид_n} - Q_{вод_n}$$

где:  $n$  – года разработки.

**Вариант 0:**  $Q_{неф_1} = 10,9 - 0 = 10,9$  ТЫС.Т

.....  
 $Q_{неф_4} = 98,6 - 0,5 = 98,1$  ТЫС.Т

.....  
 $Q_{неф_{10}} = 156,7 - 24,0 = 132,7$  ТЫС.Т

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

Накопленная добыча нефти:

$$\Sigma Q_{неф_1} = Q_{неф_1}$$

$$\Sigma Q_{неф_n} = \Sigma Q_{неф_{n-1}} + Q_{неф_n}$$

где:  $n$  – год разработки

**Вариант 0:**  $\Sigma Q_{неф_1} = Q_{неф_1} = 10,9$  ТЫС.Т

.....  
 $\Sigma Q_{неф_4} = \Sigma Q_{неф_3} + Q_{неф_4} = 119,7 + 98,1 = 217,8$  ТЫС.Т

.....  
 $\Sigma Q_{неф_{10}} = \Sigma Q_{неф_9} + Q_{неф_{10}} = 926,9 + 132,7 = 1059,6$  ТЫС.Т

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

$$\%НИЗ_n = \frac{\Sigma Q_{неф_n}}{НИЗ_{нов}} \times 100 \quad (\%)$$

где:  $n$  – год разработки

**Вариант 0:**  $\%НИЗ_1 = \frac{10,9}{2176} \times 100 = 0,5 \%$

.....

$$\%НИЗ_4 = \frac{217,8}{2176} \times 100 = 10,0 \%$$

.....

$$\%НИЗ_{10} = \frac{1059,6}{2176} \times 100 = 48,7 \%$$

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

$$Z_n\%НИЗ_n = \frac{Q_{неф_n}}{НИЗ_{нов}} \times 100 \quad (\%)$$

где:  $n$  – год разработки

**Вариант 0:**  $Z_n\%НИЗ_1 = \frac{10,9}{2176} \times 100 = 0,5 \%$

.....

$$Z_n\%НИЗ_4 = \frac{98,1}{2176} \times 100 = 4,51 \%$$

.....

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

Таблица 4

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

ГОД	НИЗ	$Z_{ж}$	$Q_{жид}$	$Q_{вод}$	$Q_{неф}$	$\Sigma Q_{неф}$	$\%НИЗ$	$\%Воды$	$Z_n$
	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

### 3 этап

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 одинаковым термодинамическими характеристиками залежи.

В нашей работе всем эти перечисленным выше условиям соответствуют залежи А и В. 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 А и В.

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 таблице 4. Фактические показатели выработки извлекаемых запасов залежей А и В за весь срок разработки представлены на рис.1, а также в таблице 3.

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

3) Следовательно, мы можем использовать кривую «А» на рисунке 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 таблицу 5.

Расчеты будем проводить исходя из условия сохранения в течение прогнозного периода достигнутых максимальных годовых отборов жидкости:  $Q_{жид11} = Q_{жид12} = \dots = Q_{жид20} = Q_{маж.жид}$

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

$$Q_{жид_{маж}} = \frac{НИЗ_{нов}}{100} \times 7,2$$

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

$$Q_{жид11} = Q_{жид12} = \dots = Q_{жид20} = Q_{маж.жид} = 156,7 \text{ тыс.т}$$

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

#### 1 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году добыча нефти по сравнению с 10-ым годом не изменится, то есть  $Q_{неф11}^1 = Q_{неф10}$  и

$$Q_{вод11}^1 = Q_{вод10}$$

$$\text{Для варианта 0: } Q_{неф11}^1 = Q_{неф10} = 132,7 \text{ тыс.т}$$

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

$$\Sigma Q_{неф11}^1 = \Sigma Q_{неф10} + Q_{неф11}^1$$

$$\text{Для варианта 0: } \Sigma Q_{неф11}^1 = 1059,6 + 132,7 = 1192,3 \text{ тыс.т}$$

с) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ_{11}^1 = \frac{\Sigma Q_{неф11}^1}{НИЗ_{нов}} \times 100$$

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.3), среднегодовая обводненность должна составить  $\%Воды^1_{11} = 25,7\%$ .

### 2 шаг

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

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

$$Q^2_{вод11} = \frac{Q_{жид11}}{100} \times \%Воды^1_{11}$$

Для варианта 0:

$$Q^2_{вод11} = \frac{156,7}{100} \times 25,7 = 40,3 \text{ тыс.т}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти

$$Q^2_{неф11} = Q_{жид11} - Q^2_{вод11}$$

Для варианта 0:  $Q^2_{неф11} = 156,7 - 40,3 = 116,4 \text{ тыс.т}$

с) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

$$\Sigma Q^2_{неф11} = \Sigma Q_{неф10} + Q^2_{неф11}$$

Для варианта 0:  $\Sigma Q^2_{неф11} = 1059,6 + 116,4 = 1176,0 \text{ тыс.т}$

д)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» (см. рис. 3), среднегодовая обводненность должна составить  $\% Воды^2_{11} = 24,0\%$ .

### 3 шаг

а) примем условно, что в 11-ом 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:  $Q^3_{неф11} = 156,7 - 37,6 = 119,1 \text{ тыс.т}$

с) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

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

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

д) 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» (см.рис.3), среднегодовая обводненность должна составить  $\%Воды^3_{11} = 24,4\%$ .

#### 4 шаг

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

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

$$Q^4_{вод11} = \frac{Q_{жид11}}{100} \times \%Воды^3_{11}$$

Для варианта 0:

$$Q^4_{вод11} = \frac{156,7}{100} \times 24,4 = 38,2 \text{ тыс.т}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти

$$Q^4_{неф11} = Q_{жид11} - Q^4_{вод11}$$

Для варианта 0:  $Q_{неф11}^4 = 156,7 - 38,2 = 118,5$  тыс.т

с) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

$$\Sigma Q_{неф11}^4 = \Sigma Q_{неф10} + Q_{неф11}^4$$

Для варианта 0:  $\Sigma Q_{неф11}^4 = 1059,6 + 118,5 = 1178,1$  тыс.т

д) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ_{11}^4 = \frac{\Sigma Q_{неф11}^4}{НИЗ_{пов}} \times 100$$

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

При этом, согласно кривой «А» (см. рис. 3), среднегодовая обводненность должна составить  $\%Воды_{11}^3 = 24,3\%$ .

#### 5 шаг

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

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

$$Q_{вод11}^5 = \frac{Q_{жид11}}{100} \times \%Воды_{11}^4$$

Для варианта 0:

$$Q_{вод11}^5 = \frac{156,7}{100} \times 24,3 = 38,1 \text{ тыс.т}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти

$$Q_{неф11}^5 = Q_{жид11} - Q_{вод11}^5$$

Для варианта 0:  $Q_{неф11}^5 = 156,7 - 38,1 = 118,6$  тыс.т

с) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

$$\Sigma Q_{неф11}^5 = \Sigma Q_{неф10} + Q_{неф11}^5$$

Для варианта 0:  $\Sigma Q_{неф11}^5 = 1059,6 + 118,6 = 1178,2$  тыс.т

д) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ_{11}^5 = \frac{\Sigma Q_{неф11}^5}{НИЗ_{нов}} \times 100$$

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

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

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

$$Q_{жид11} = 156,7 \text{ тыс.т}$$

$$Q_{вод11} = 38,1 \text{ тыс.т}$$

$$Q_{неф11} = 118,6 \text{ тыс.т}$$

$$\%Воды_{11} = 24,3\%$$

$$\%НИЗ_{11} = 54,1\%$$

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

### 1 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году добыча нефти по сравнению с 11-ым годом не изменится, то есть  $Q_{неф12}^1 = Q_{неф11}$  и

$$Q_{вод12}^1 = Q_{вод11}$$

Для варианта 0:  $Q_{неф12}^1 = Q_{неф11} = 118,6 \text{ тыс.т}$

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

$$\Sigma Q_{неф12}^1 = \Sigma Q_{неф11} + Q_{неф12}^1$$

Для варианта 0:  $\Sigma Q_{неф12}^1 = 1178,2 + 118,6 = 1296,8 \text{ тыс.т}$

с) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ_{12}^1 = \frac{\Sigma Q_{неф12}^1}{НИЗ_{нов}} \times 100$$

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

При этом, согласно кривой «А» (см. рис. 3), среднегодовая обводненность должна составить % Воды<sup>1</sup><sub>12</sub> = 35,0%.

### 2 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году среднегодовая обводненность равна % Воды<sup>1</sup><sub>12</sub> = 35,0% (из 1-го шага).

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

$$Q^2_{вод12} = \frac{Q_{жид12}}{100} \times \%Воды^1_{12}$$

Для варианта 0:

$$Q^2_{вод11} = \frac{156,7}{100} \times 35,0 = 54,8 \text{ тыс.т}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти

$$Q^2_{неф12} = Q_{жид12} - Q^2_{вод12}$$

Для варианта 0:  $Q^2_{неф12} = 156,7 - 54,8 = 101,9$  тыс.т

с) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

$$\Sigma Q^2_{неф12} = \Sigma Q_{неф11} + Q^2_{неф12}$$

Для варианта 0:  $\Sigma Q^2_{неф12} = 1178,2 + 101,9 = 1280,1$  тыс.т

д)определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ^2_{12} = \frac{\Sigma Q^2_{неф12}}{НИЗ_{пов}} \times 100$$

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.3), среднегодовая обводненность должна составить %Воды<sup>2</sup><sub>12</sub> = 33,2%.

### 3 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году среднегодовая обводненность равна %Воды<sup>2</sup><sub>12</sub> = 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:  $Q^3_{неф12} = 156,7 - 52,0 = 104,7$  тыс.т

с) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

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

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

д)определим долю отобранных НИЗ:

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

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.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-го и 12-го годов разработки, сведя их в таблицу 5. Для последующих лет привести только конечные результаты расчетов по годам разработки (таблица 6).



Таблица 5

Пошаговый расчет добычи нефти для 11 и 12 годов разработки

	Годы	По кривой А								
		НИЗ	Z <sub>ж</sub> %НИЗ	Q <sub>жид</sub>	Q <sub>вод</sub>	Q <sub>неф</sub>	ΣQ <sub>неф</sub>	% НИЗ	% Воды	% Воды*
		тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	%	
<b>факт</b>	<b>10</b>	<b>2176</b>	<b>7,2</b>	<b>156,7</b>	<b>24,0</b>	<b>132,7</b>	<b>1059,6</b>	<b>48,7</b>	<b>15,3</b>	
Расчет добычи в 11 году	1 шаг	2176	7,2	156,7		132,7	1192,3	54,8	25,7	
	2 шаг	2176	7,2	156,7	40,3	116,4	1176,0	54,0	24,0	25,7
	3 шаг	2176	7,2	156,7	37,6	119,1	1178,6	54,2	24,4	24,0
	4 шаг	2176	7,2	156,7	38,2	118,5	1178,1	54,1	24,3	24,4
	<b>11</b>	<b>2176</b>	<b>7,2</b>	<b>156,7</b>	<b>38,1</b>	<b>118,6</b>	<b>1178,2</b>	<b>54,1</b>	<b>24,3</b>	<b>24,3</b>
Расчет добычи в 12 году	1 шаг	2176	7,2	156,7		118,6	1296,8	59,6	35,0	
	2 шаг	2176	7,2	156,7	54,8	101,9	1280,1	58,8	33,2	35,0
	3 шаг	2176	7,2	156,7	52,0	104,7	1282,9	59,0	33,5	33,2
	4 шаг	2176	7,2	156,7	52,5	104,2	1282,4	58,9	33,4	33,5
	<b>12</b>	<b>2176</b>	<b>7,2</b>	<b>156,7</b>	<b>52,3</b>	<b>104,3</b>	<b>1282,5</b>	<b>58,9</b>	<b>33,4</b>	<b>33,4</b>

Таблица 6

Результаты расчетов прогнозных показателей разработки на период с 11 по 20 год

Годы	По кривой А								
	НИЗ	Z <sub>ж</sub> %НИЗ	Q <sub>жид</sub>	Q <sub>вод</sub>	Q <sub>неф</sub>	ΣQ <sub>неф</sub>	% НИЗ	% Воды	Z <sub>н</sub> %НИЗ
	тыс.т	%	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	%	
<b>10</b>	<b>2176</b>	<b>7,2</b>	<b>156,7</b>	<b>24,0</b>	<b>132,7</b>	<b>1059,6</b>	<b>48,7</b>	<b>15,3</b>	<b>6,1</b>
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

Таблица 1А

## Исходные данные для групп НР-41,

№вар.	$F$	$h$	$m$	$S_{\text{связ.вод}}$	$B_{\text{неф}}$	$\rho_{\text{неф. пов}}$	$K_{\text{выт}}$	$K_{\text{охв}}$
	га	м	доли ед	доли ед		кг/м <sup>3</sup>	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
26А	1400	28	0,064	0,16	1,504	818	0,52	0,84
27А	1200	24	0,075	0,14	1,482	814	0,48	0,82
29А	1400	24	0,074	0,16	1,484	814	0,52	0,84
30А	1600	24	0,073	0,18	1,486	814	0,56	0,86
31А	1800	24	0,072	0,2	1,488	814	0,6	0,88
32А	2000	24	0,071	0,22	1,49	814	0,64	0,9
33А	1200	26	0,07	0,13	1,492	816	0,48	0,9
34А	1400	26	0,069	0,15	1,494	816	0,52	0,88
35А	1600	26	0,068	0,17	1,496	816	0,56	0,86
36А	1800	26	0,067	0,19	1,498	816	0,6	0,84

Таблица 1Б

## Исходные данные для групп ЗНР-51

№вар.	$F$	$h$	$m$	$S_{\text{связ.вод}}$	$B_{\text{неф}}$	$\rho_{\text{неф. пов}}$	$K_{\text{выт}}$	$K_{\text{охв}}$
	га	м	доли ед	доли ед		кг/м <sup>3</sup>	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	0,062	0,12	1,452	815	0,64	0,82
11Б	1200	24	0,075	0,14	1,437	815	0,48	0,82
12Б	1400	24	0,074	0,16	1,468	815	0,52	0,84
13Б	1600	24	0,073	0,18	1,476	815	0,56	0,86
14Б	1800	24	0,072	0,2	1,401	815	0,6	0,88
15Б	2000	24	0,071	0,22	1,405	815	0,64	0,9
16Б	1200	26	0,07	0,13	1,497	813	0,48	0,9
17Б	1400	26	0,069	0,15	1,485	813	0,52	0,88
18Б	1600	26	0,068	0,17	1,403	813	0,56	0,86
19Б	1800	26	0,067	0,19	1,406	813	0,6	0,84
20Б	2000	26	0,066	0,21	1,452	813	0,64	0,82
21Б	1200	28	0,065	0,14	1,482	820	0,48	0,82
22Б	1400	28	0,064	0,16	1,404	820	0,52	0,84
23Б	1600	28	0,063	0,18	1,506	820	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
26 Б	2200	30	0,064	0,13	1,52	824	0,66	0,8
27Б	2200	30	0,065	0,18	1,526	824	0,56	0,9
28Б	2200	30	0,066	0,16	1,524	824	0,58	0,84
29Б	2200	30	0,068	0,2	1,518	824	0,6	0,88
30Б	2200	30	0,07	0,22	1,506	824	0,62	0,9
31Б	2400	32	0,072	0,26	1,486	822	0,64	0,9
32Б	1200	6	0,045	0,18	1,402	808	0,8	0,82
33Б	1400	8	0,074	0,16	1,564	810	0,52	0,84
34Б	1600	18	0,053	0,14	1,466	810	0,66	0,96
35Б	1800	26	0,092	0,32	1,468	810	0,6	0,88
36Б	2000	20	0,071	0,12	1,470	810	0,64	0,9

Таблица 2

## 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 3

## Характер выработки запасов нефти месторождений – аналогов

Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов	Среднегодовая весовая обводненность добываемой жидкости	
% НИЗ	% Воды	
в %	в %	
	кривая А	кривая 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
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 1**

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ  
ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ П. О. СУХОГО**

**Машиностроительный факультет  
Кафедра  
«Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»**

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К курсовой работе**

**По дисциплине: «Разработка нефтяных и газовых месторождений»**

**на тему «СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ  
ОБЪЕКТОВ (ЗАЛЕЖЕЙ)»**

Выполнил:

студент гр. ЗНР-51  
Иванов И.И.

Руководитель:

ст. преподаватель  
Шепелева И.С.

Дата защиты: \_\_\_\_\_

Оценка работы: \_\_\_\_\_

Подписи членов комиссии  
по защите курсовой работы: \_\_\_\_\_

Гомель 2023

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Учреждение образования  
«ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени П.О.Сухого»

Заочный факультет

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав.кафедрой \_\_\_\_\_  
(подпись)

«21» апреля 2023г.

ЗАДАНИЕ

по курсовой работе

Студенту Иванову Ивану Ивановичу

I. Тема проекта Оценка запасов и прогнозный расчет технологических  
показателей разработки (тема курсовой работы **общая** для всех)

II. Сроки сдачи слушателем законченного проекта 30.04.2024г

III. Исходные данные к проекту \_\_\_\_\_

№вар.	$F$ га	$h$ м	$m$ доли ед	$S_{\text{связ.вод}}$ доли ед	$V_{\text{неф}}$	$\rho_{\text{неф. пов}}$ кг/м <sup>3</sup>	$K_{\text{выг}}$ доли ед	$K_{\text{охв}}$ доли ед
27А	2400	20	0,106	0,23	1,48	810	0,58	0,92

IV. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов ) \_\_\_\_\_

1. Разработка теоретического вопроса: Система разработки эксплуатационных  
объектов (залежей) (это ваш вариант теоретической части и расчета у

каждого свой вариант, он берется из списка согласно порядковому  
номеру в журнале)

2. Определение запасов, коэффициента нефтеизвлечения, перевод, величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые. (здесь отражены все 4 пункта 1 Этапа **Общее для всех**)

3. Определение фактических годовых отборов жидкости (Ож) из залежи по заданным фактическим темпам отбора жидкости (Zж%НИЗ) от начальных извлекаемых запасов, фактических годовых отборов воды (Qв) по заданной среднегодовой весовой обводненности (%Воды) добываемой жидкости, фактических годовых отборов нефти (Qн) по рассчитанным годовым отборам жидкости и воды, накопленной (или суммарной) добычи нефти, доли отобранных начальных извлекаемых запасов (%НИЗ) на конец каждого года фактической разработки (в период с 1 по 10 год).

(здесь отражены все 5 пунктов 2 Этапа. Общее для всех)

4. Методом последовательного приближения рассчитать годовую добычу нефти и воды на период с 11 по 20 год разработки, годовые темпы добычи нефти от начальных извлекаемых запасов НИЗ, используя расчетную кривую выработки извлекаемых запасов.(3 Этап **Общее для всех**)

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей и графиков) кривые выработки начальных извлекаемых запасов нефти

6. Консультанты по проекту (с указанием разделов проекта) Шепелева И.С.

7. Дата выдачи задания 21.12.2023г

8. Календарный график над курсовой работой на весь период (с указанием сроков выполнения и трудоемкости отдельных этапов):

1 этап - 21.12.2023г – 22.01.2024г

2 этап – 25.01.24 – 24.02.2024г

3 этап – 25.02.2024г -26.03.2024г

4 этап – 27.03.2024г – 22.04.2024г

С 23.04.2024г по 30.04.2024г оформление курсовой работы соответственно требованиям.

(Курсовая должна быть оформлена так: 1лист –титульник; 2лист – задание; 3 лист - содержание; 4 - лист далее введение; 1.(название вашего варианта теоретич.части) 2. раздел , 3 раздел 4 раздел см. по примеру. Далее **Обязательно заключение и список литературы**)

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
(дата и подпись студента)

**Пояснения: все, что жирным курсивом это объяснения для студента, и в бланк заносить **не нужно**;**

все, что **НЕ жирным курсивом** это пояснение к расчету курсовой которое просто переписывается студентом без изменений.

Изменены должны быть только вариант (выбранный из таблицы с вариантами в конце методички согласно группе НР или ЗНР) и даты получения, выполнения и сдачи курсовой.

Введение, заключение и первый раздел (согласно теме выданной преподавателем), можно выбирать из пособия, которое выдал преподаватель «Теоретическая часть для курсовых работ».

**Внимание!** Введение и Заключение должны отражать теоретический вопрос (который выдал преподаватель). И касаться именно темы студента.

Из методички введение и заключение не переписывать!

**Введение** необходимо начать с темы курсовой работы, указать цель курсовой работы, обозначить задачи для достижения цели, кратко пояснить суть теоретической части и обосновать необходимость расчета для раскрытия темы.

**Заключение** необходимо начать с темы курсовой работы, обозначить цель курсовой работы, и задачи необходимые для достижения цели. Далее раскрыть значение расчетов и актуальность темы. Кратко описать, проведенные расчеты, привести выводы, связав их с выработкой запасов.



### ПРИЛОЖЕНИЕ 3

#### Кривые выработки начальных извлекаемых запасов нефти

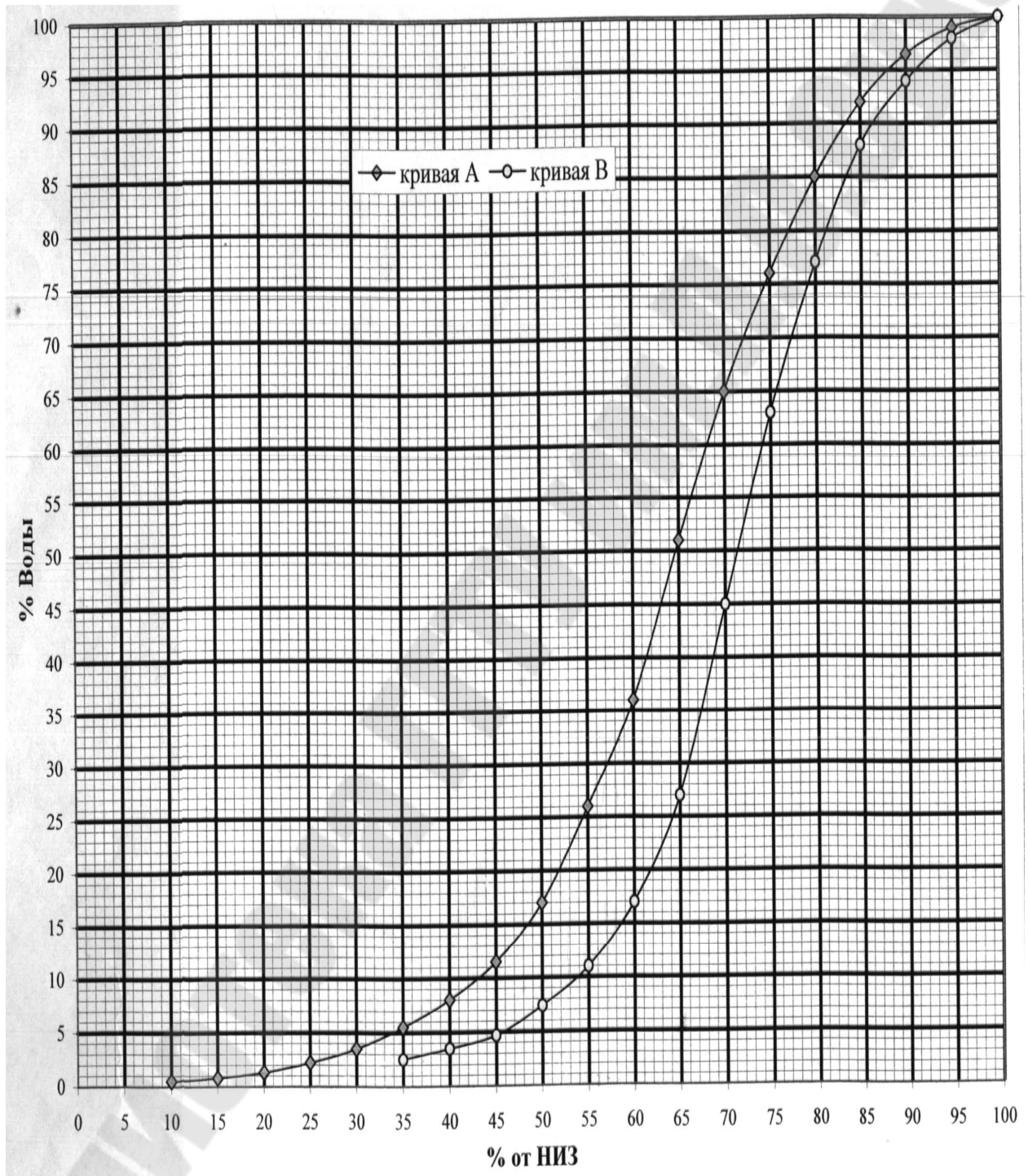


Рис.1

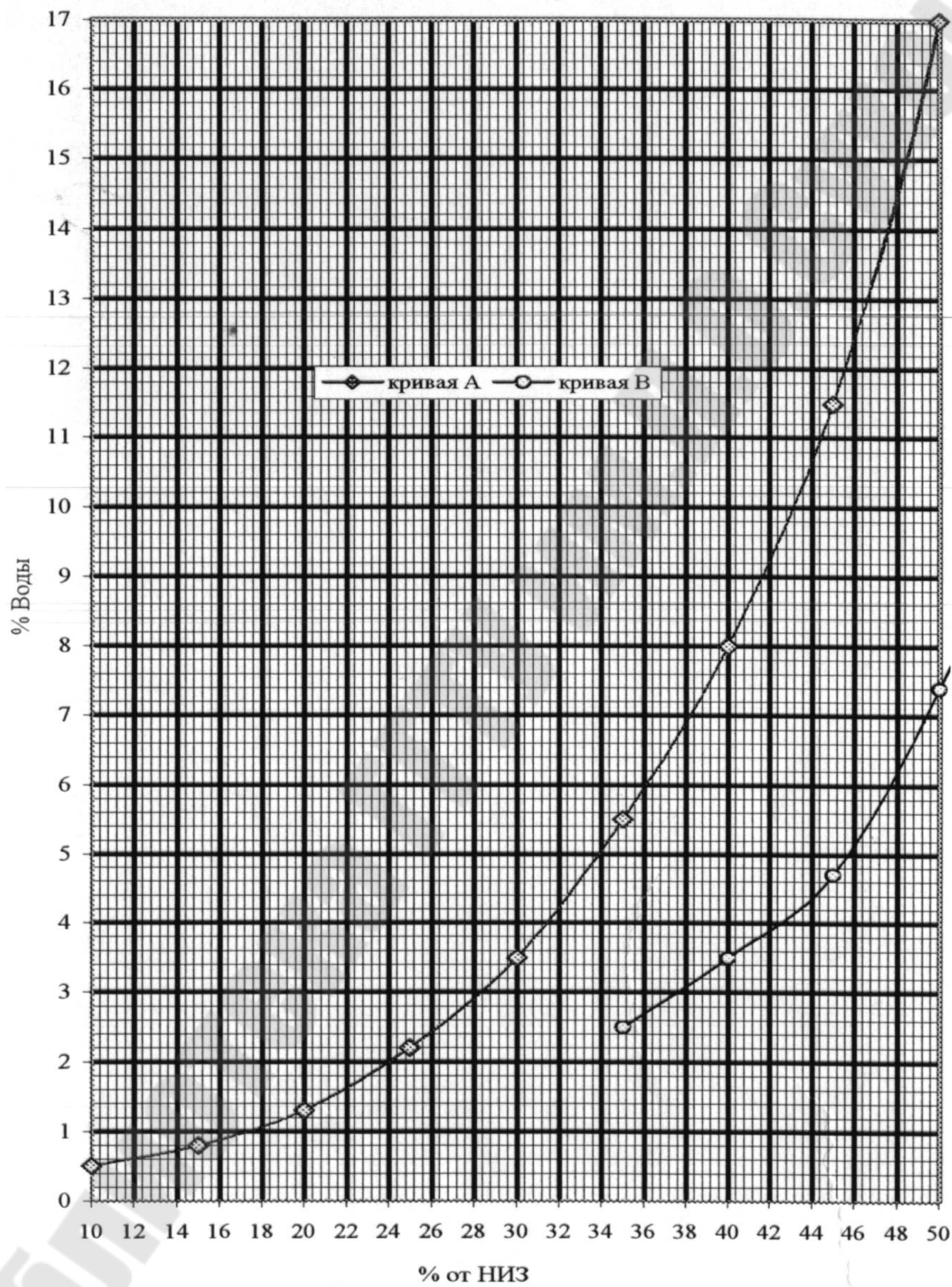
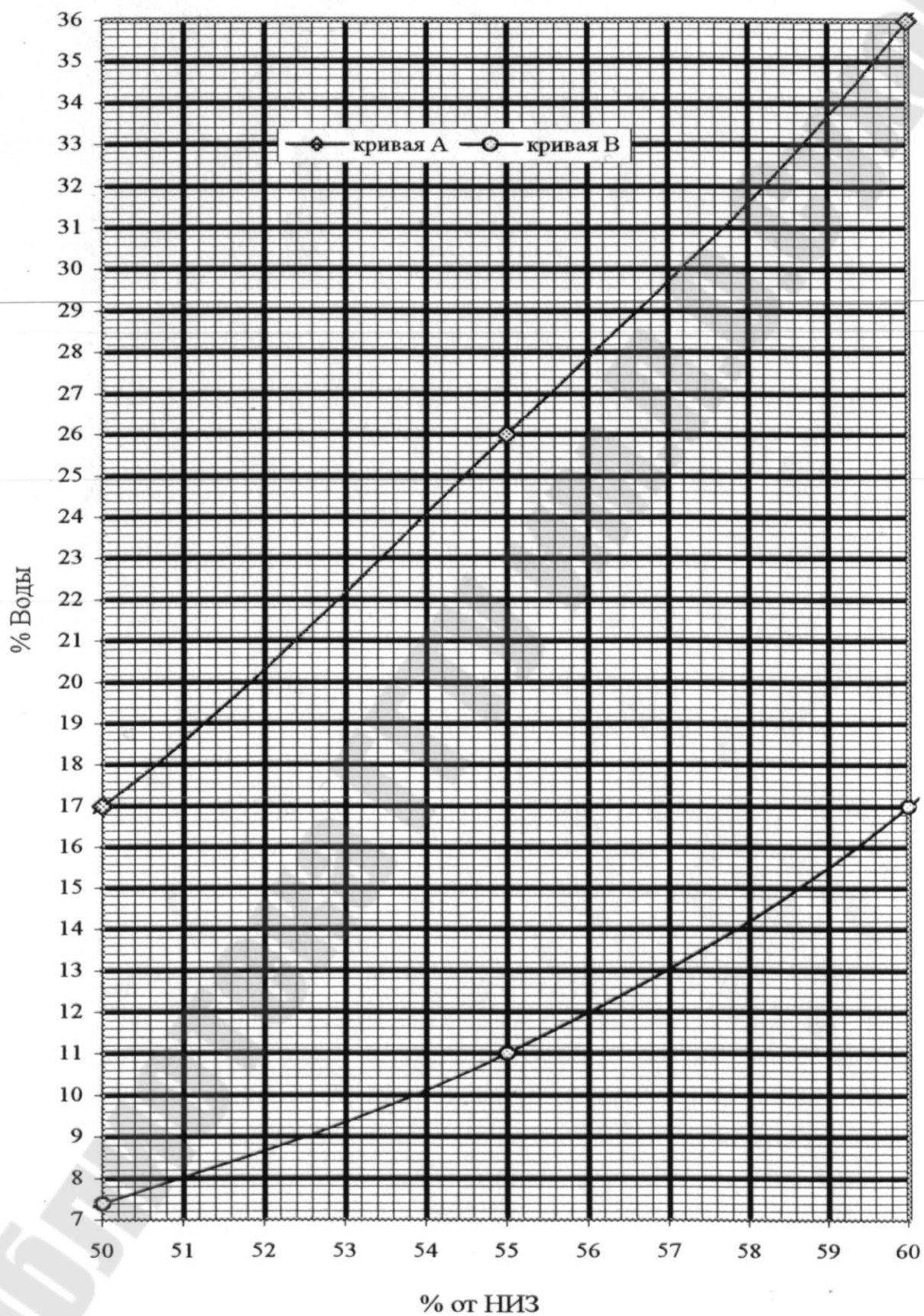


Рис. 2



% от НИЗ

Рис.3



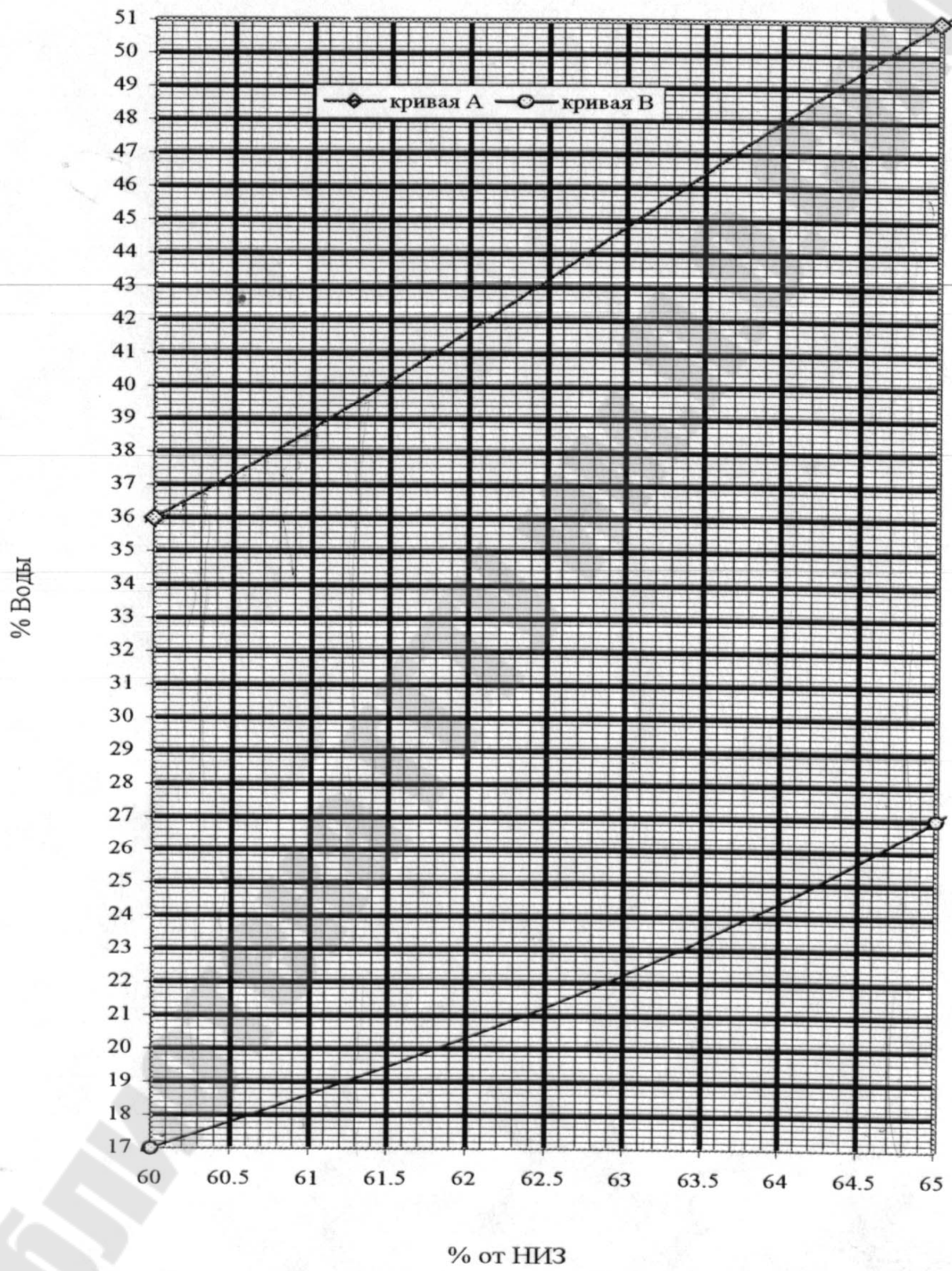


Рис. 4



*Рис. 5*

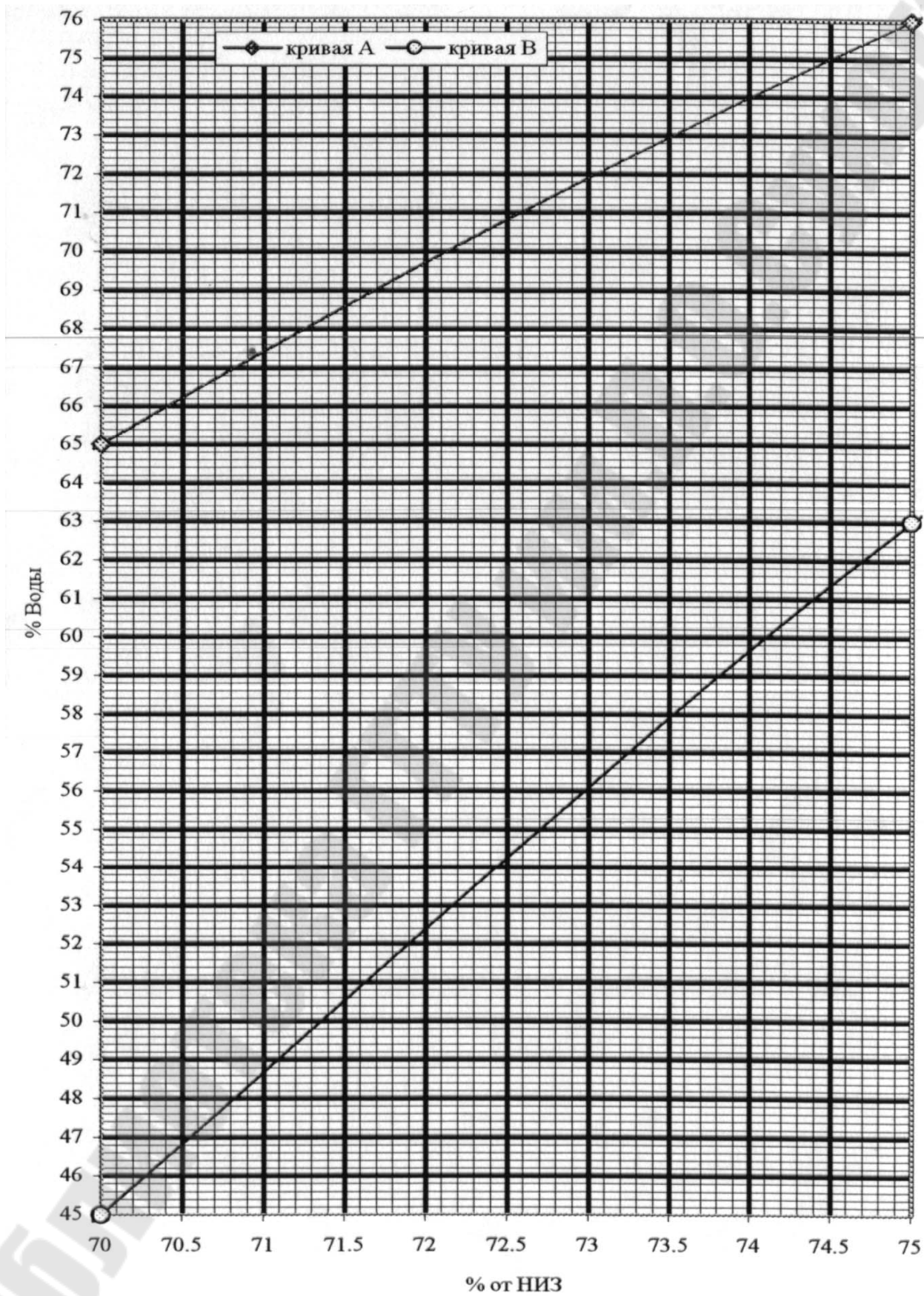


Рис. 6

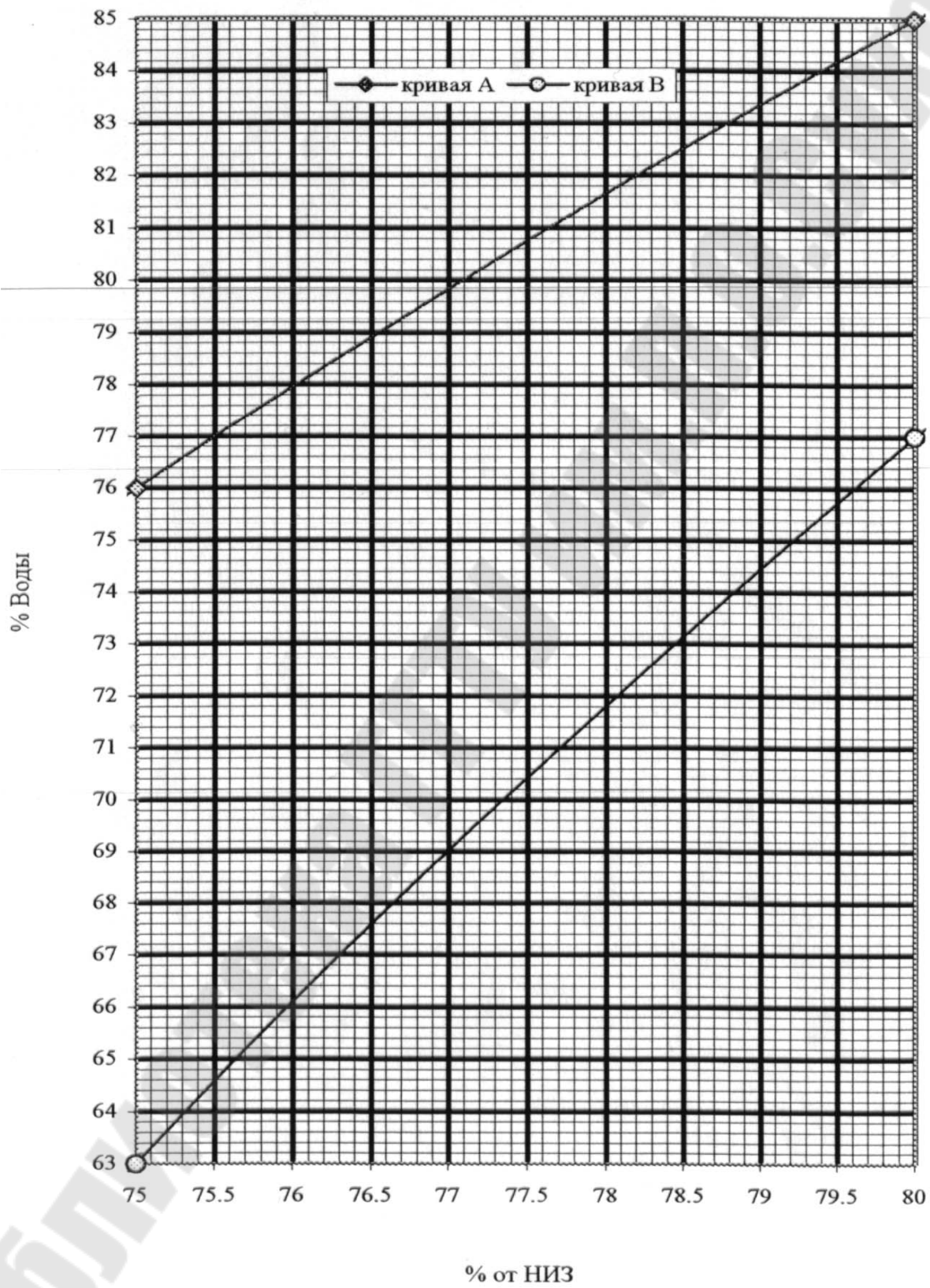


Рис. 7



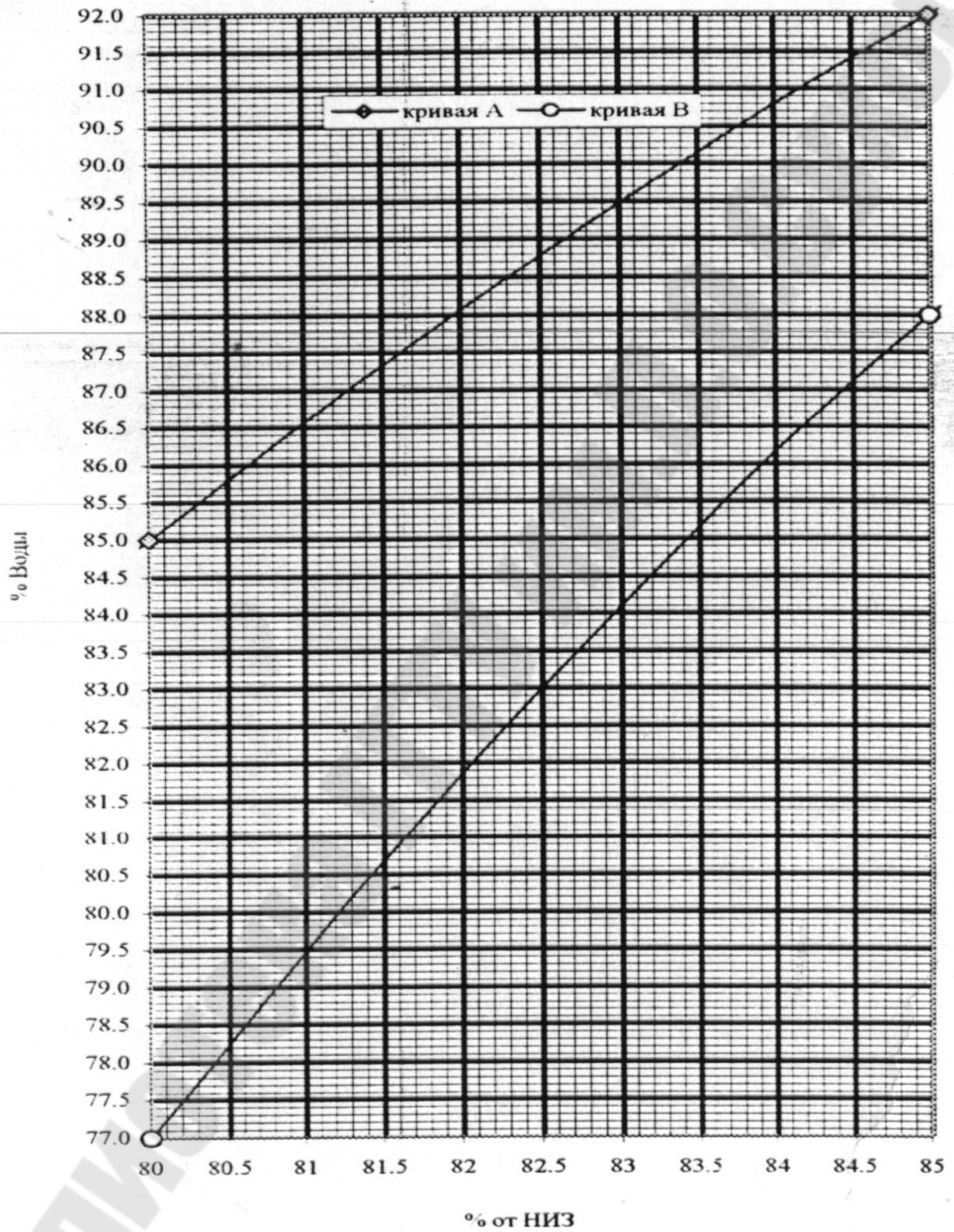


Рис.8



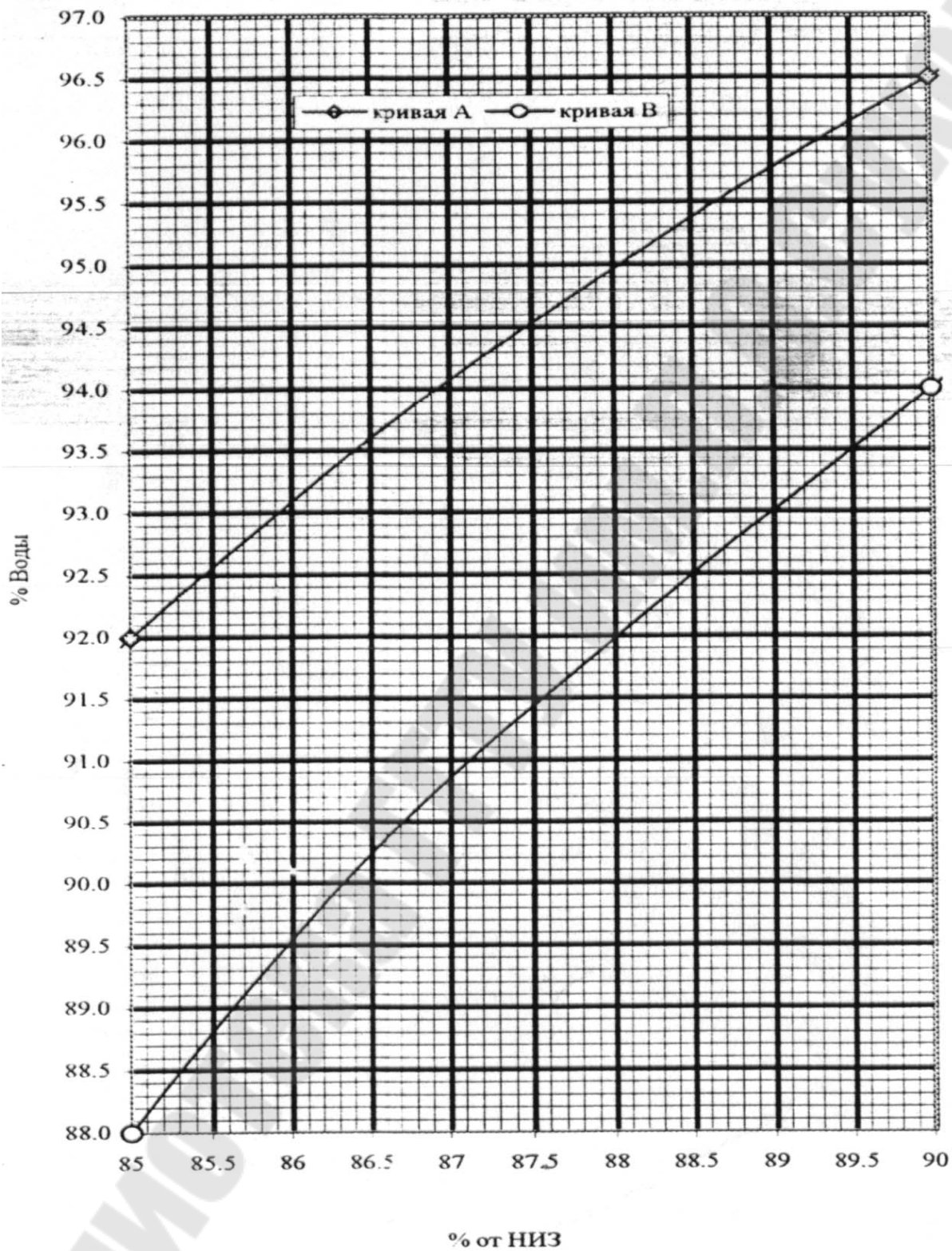


Рис.9

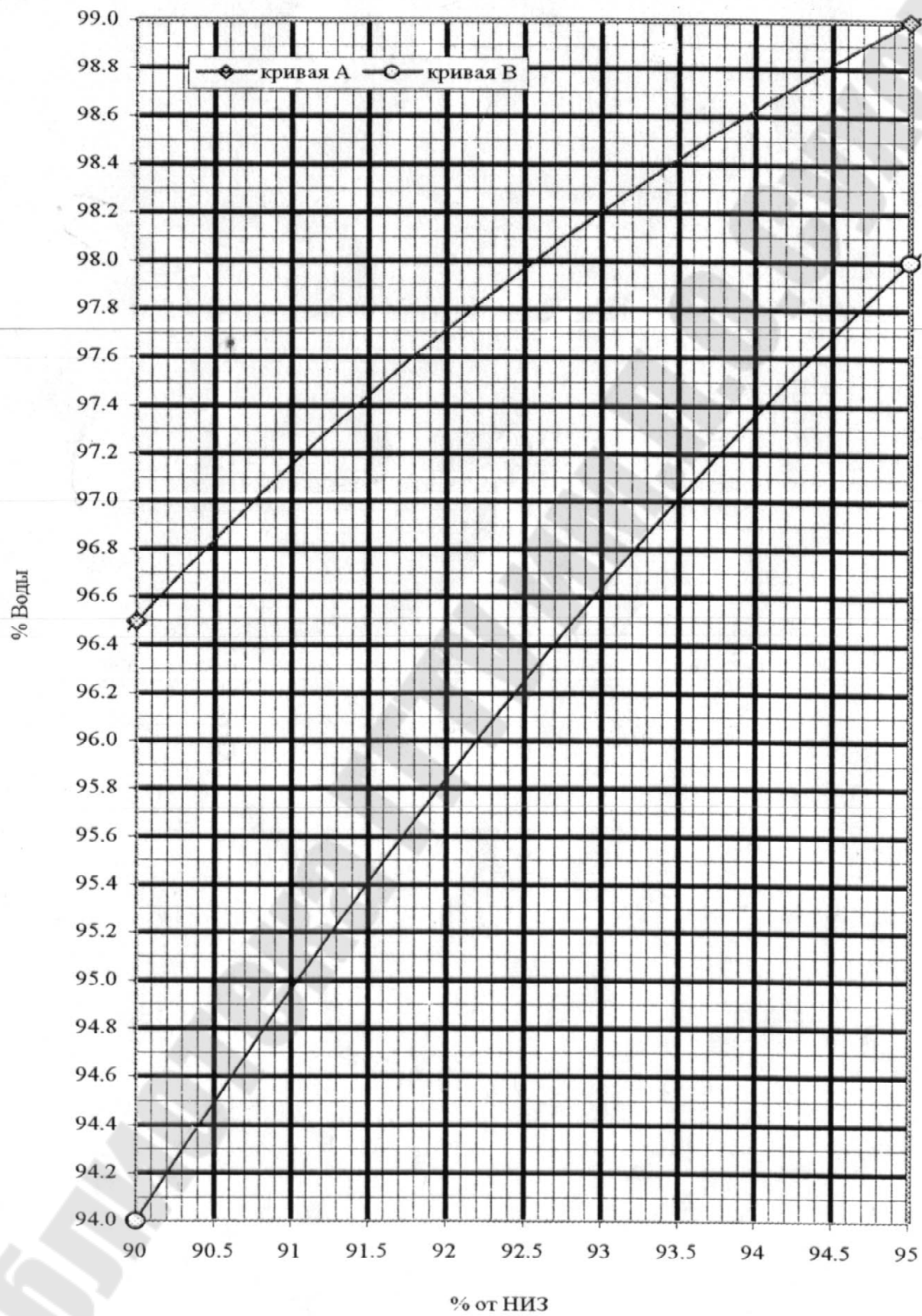


Рис.10

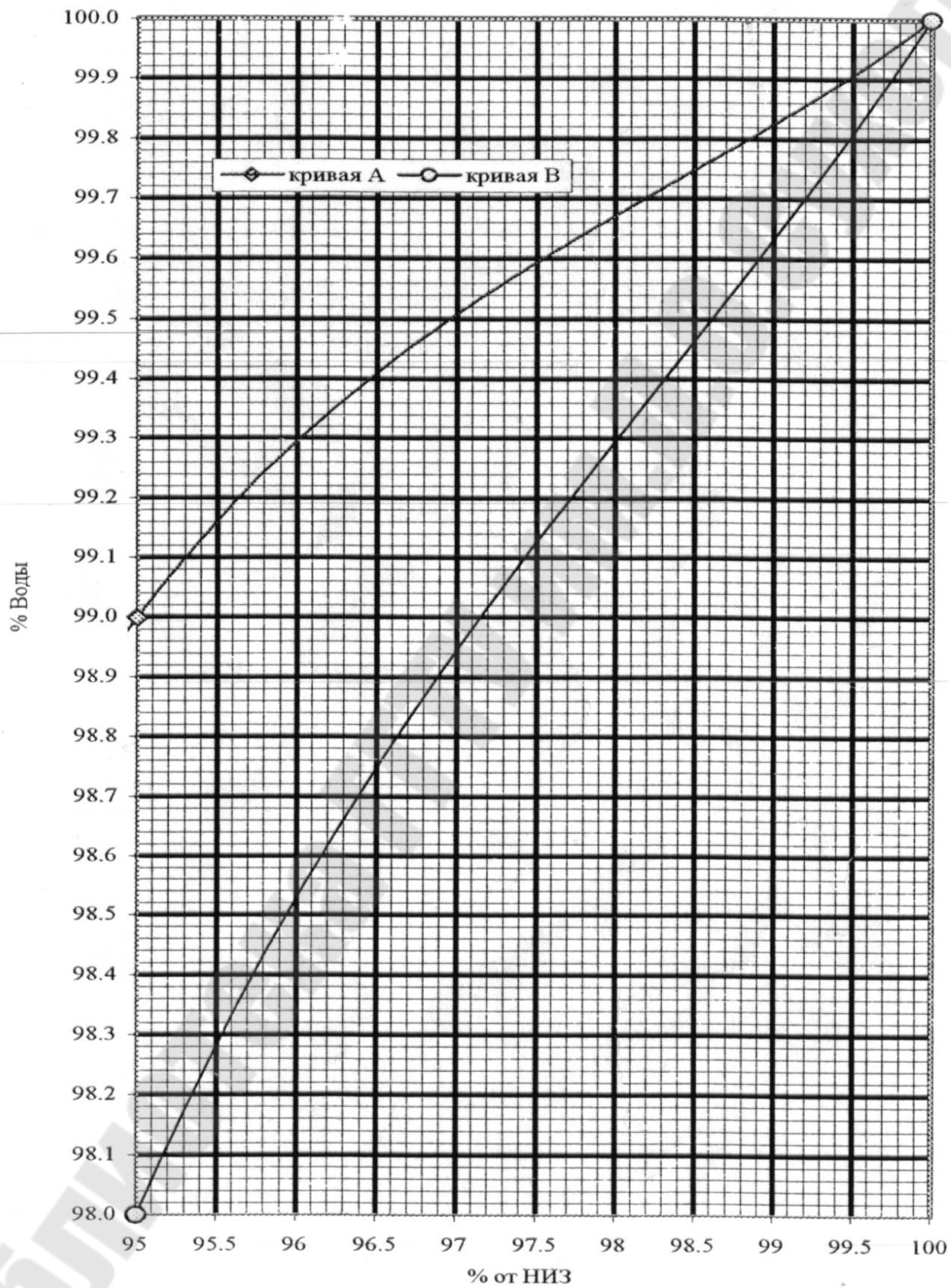


Рис.11

## ЛИТЕРАТУРА

1. Жданов М.А. Методы подсчета подземных запасов нефти и газа / М.А. Жданов. - М.: Госгеолиздат., 1952 – 254с.
2. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш.К. Гиматудинов. — М.: Недра, 1983. — 562 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко. - М.: Недра, 1990 – 484 с.
4. Базлов М.Н. Технология и техника добычи нефти и газа/ М.Н. Базлов. – М.: Недра, 1971 – 504 с.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986 – 315 с.
6. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений, М., Недра. 2000.

**Шепелева Ирина Сергеевна**

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Учебно-методическое пособие  
по курсовой работе  
для студентов специальности  
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку  
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного  
учебно-методического документа 24.01.24.

Per. № 139E.

<http://www.gstu.by>