

Министерство образования Республики Беларусь

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

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

С. В. Козырева

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
по выполнению курсовой работы
для слушателей специальности переподготовки
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Гомель 2019

УДК 622.276.34+622.279.5.7(075.8)
ББК 33.3я73
К59

*Рекомендовано кафедрой «Разработка, эксплуатация
нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 9 от 22.03.2019 г.)*

Рецензент: инженер второй категории отдела моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа БелНИПИнефть *А. В. Минаков*

Козырева, С. В.

К59 Разработка нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие по выполнению курсовой работы для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / С. В. Козырева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 43 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://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Подготовлено в соответствии с программой дисциплины «Разработка нефтяных и газовых месторождений». Предлагаемая курсовая работа предназначена помочь слушателю при решении комплексной задачи по разработке нефтяного месторождения, правильно и последовательно подойти к количественной оценке некоторых основных показателей разработки нефтяного месторождения.

УДК 622.276.34+622.279.5.7(075.8)
ББК 33.3я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2019

ВВЕДЕНИЕ

Разработкой нефтяной (газовой) залежи или эксплуатационного объекта называют совокупность технологических мероприятий, обеспечивающих извлечение из продуктивных пластов нефти и газа путем управления процессом движения флюидов по пласту-коллектору к забоям добывающих скважин при использовании естественной энергии залежи или искусственном воздействии на нее.

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 как обязательный элемент методики обучения является эффективным средством изучения любой дисциплины. Он позволяет слушателю 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 слушателю при решении комплексной задачи по разработке нефтяного месторождения, правильно и последовательно подойти к количественной оценке некоторых основных показателей разработки нефтяного месторождения.

Важнейшей задачей является выработка навыков в решении практических задач по разработке нефтяных и газовых месторождений.

В процессе выполнения курсовой работы слушатель должен:

знать:

- источники пластовой энергии нефтегазового пласта;
- основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений;
- определение показателей разработки нефтегазовых месторождений.

уметь:

- распознавать характеристики энергетики нефтегазовых залежей;
- составлять план разработки нефтегазового месторождения;
- определять и анализировать основные показатели разработки;
- моделировать процессы вытеснения нефти и газа из пористой среды.

владеть:

- методиками определения технологических показателей разработки, принципами проектирования и моделирования систем разработки.

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

1. ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ СТРУКТУРНЫХ ЧАСТЕЙ РАБОТЫ

Курсовая работа должна содержать:

1. Титульный лист
2. Задание на курсовую работу
3. Введение
4. Разработку теоретического вопроса (список вопросов по вариантам согласно учебного журнала)
5. Расчетное задание
6. Заключение
7. Список литературы

Курсовая работа выполняется на листах белой бумаги формата А4 (210x297мм) на одной стороне листа с применением печатающих и графических устройств вывода ЭВМ (ГОСТ 2.004).

Текст проекта должен быть оформлен в пределах следующих размеров полей: левое – не менее 30 мм, правое – не менее 10 мм, верхнее – не менее 20 мм, нижнее – не менее 20 мм.

Рекомендуется оформлять проект в редакторе Word с использованием шрифта Times New Roman, размером шрифта 12–14, черного цвета через 1–1,5 межстрочных интервала. Количество строк на листе должно находиться в пределах 37–41. Абзацный отступ – 1,25. Нумерация страниц текста работы должна быть сквозной; проставляется в правом нижнем углу листа без точки, начиная с введения. Отсчет листов – с титульного листа.

Допускается вписывать отдельные слова, формулы, условные знаки (рукописным способом), а также выполнять иллюстрации черными чернилами или тушью.

Опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные в процессе выполнения работы, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием белой краской и нанесением на том же месте исправленного текста (графики) машинописным способом или черными чернилами, пастой или тушью рукописным способом. Повреждения листов, помарки и следы не полностью удаленного прежнего текста (графики) не допускаются.

Титульный лист

Титульный лист содержит следующие реквизиты: название ВУЗа, название кафедры, тема курсовой работы, фамилия и инициалы слушателя, номер группы, фамилия, инициалы руководителя с

указанием ученой степени и звания, город и год выполнения курсовой работы (см. приложение П.1).

Задание на курсовую работу

Задание на курсовую работу содержит следующую информацию: (см. приложение П.2)

Содержание

В содержании представляется перечень всех структурных частей работы и номера страниц, с которых они начинаются.

Введение

Во введении слушатель освещается следующий спектр вопросов: актуальность изучаемой темы, изученность темы в литературных источниках, формулировка цели работы, а также ее основные задачи. Объем введения – 2-3 страницы. Не следует перегружать введение излишней информацией и теоретическим материалом (формулами, определениями и т.д.). Стиль излагаемого во введении материала должен быть научный.

Основная часть

Основная часть курсовой работы состоит из теоретического и практического разделов. Теоретический раздел должен четко, полно и последовательно освещать изучаемую проблему на основе современных научных методов, различных теоретических направлений. Каждый последующий вопрос должен логически вытекать из предыдущего. При этом начинать раскрывать тему необходимо с рассмотрения основополагающих понятий. Представленный теоретический материал должен сопровождаться графическими и цифровыми материалами, схемами, рисунками, поясняющими и подтверждающими излагаемый материал.

Теоретический раздел может быть представлен в 1-3 подразделах.

Каждый подраздел должен состоять не менее, чем из 2-х пунктов, названия которых должны отражать суть излагаемого вопроса. Не следует перегружать работу чрезмерным количеством разделов, подразделов и ненужной информацией. При этом каждый раздел должен четко и полно освещать вопрос и содержать не менее

5-6 страниц, в противном случае, вопрос не нужно выделять отдельным пунктом.

В практическом разделе, на базе теоретических изысканий, в рамках задания курсовой работы должны быть:

Заключение

Заключение является логическим завершением всей проделанной работы и отражает основные выводы, сделанные студентом в процессе изучения темы. Стиль оформления заключения можно определить как резюме, то есть оно состоит из перечня всех основных выводов работы. Объем заключения – 2-4 страницы.

Список литературы

Список должен включать сведения об источниках, использованных при написании работы.

Приложения

В приложения рекомендуется включать материалы, связанные с выполненной работой, это могут быть: графический материал, таблицы большого формата, расчеты.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ (по вариантам согласно журналу)

1. Основные понятия о месторождениях и залежах нефти и газа. Границы залежи (кровля, подошва, поверхности межфлюидных контактов); внешний и внутренний контуры нефтегазоносности. Типы залежей по геологическому строению, по фазовому состоянию и составу УВ.

2. Основные свойства пород и пластовых флюидов нефтяных и газовых месторождений

3. Физико-химические свойства углеводородов и их изменение в процессе разработки

4. Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений (физические свойства, химическая характеристика, промышленная классификация пластовых вод)

5. Запасы и ресурсы нефти и природного газа. Категории запасов и ресурсов нефти и газа

6. Методы подсчета запасов нефти и газа

7. Пластовые давления и температуры в залежах УВ

8. Стадии разработки нефтяной залежи; характеристика отдельных стадий. Основной период разработки залежи

9. Режимы работы пластов как проявление определенного вида пластовой энергии. Классификация режимов

10. Основы проектирования разработки месторождений нефти. Цели и задачи проектирования разработки. Многостадийность проектирования разработки месторождений нефти. Виды проектных документов, их назначение

11. Объект и система разработки. Выбор объектов по разрезу и площади месторождения. Объединение нескольких продуктивных пластов в один объект разработки; обоснование целесообразности объединения

12. Понятие о системе разработки нефтяных месторождений. Системы разработки по методу разбуривания месторождения в целом

13. Системы разработки нефтяных залежей

14. Законтурное заводнение. Виды заводнения залежей.

15. Системы размещения эксплуатационных скважин при разработке нефтяных залежей

16. Влияние плотности размещения скважин и темпа разбуривания залежи на коэффициенты охвата и вытеснения

17. Характеристика технологических и экономических показателей разработки
18. Гидродинамические расчеты при режиме растворенного газа
19. Гидродинамические расчеты при упругом режиме
20. Расчет показателей разработки с использованием метода фильтрационных сопротивлений
21. Расчет процессов нагнетания
22. Системы разработки нефтегазовых залежей
23. Разработка нефтяных оторочек
24. Разработка залежей, приуроченных к трещиноватым коллекторам.
25. Основы анализа разработки. Применение статистических методов и упрощенных методик для анализа и прогноза разработки, оценки эффективности проводимых на залежи геолого-технических мероприятий
26. Контроль и регулирование разработки нефтяных залежей
27. Методы повышения нефтеотдачи. Цели методов воздействия на залежь. Классификация и условия применения методов нефтеотдачи
28. Состав природных газов. Классификация природных газов. Классификация газовых залежей и месторождений.
29. Технологический режим работы газовой скважины. Свободный и абсолютно свободный дебит.
30. Особенности притока газа к забою скважины
31. Газовая залежь как единое целое. Удельные объемы дренирования. Режимы работы газовых пластов
32. Характерные периоды разработки газовых месторождений
33. Системы размещения скважин при разработке газовых залежей в условиях различных режимов
34. Явления обратной конденсации. Размещение скважин при разработке газоконденсатных залежей

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-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 ($K_{\text{выт}}$) 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.

2 этап

1. Определить фактические годовые отборы жидкости ($Q_{\text{ж}}$) из залежи по заданным фактическим темпам отбора жидкости ($Z_{\text{ж}}\% \text{НИЗ}$) от начальных извлекаемых запасов в период с 1 по 10 год фактической разработки.

2. Определить фактические годовые отборы воды ($Q_{\text{в}}$) по заданном среднегодовой весовой обводненности ($\% \text{Воды}$) добываемой жидкости в период с 1 по 10 год фактической разработки.

3. Определить фактические годовые отборы нефти ($Q_{\text{н}}$) 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 (ΣQ_n).

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 П.3.1 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 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.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ КУРСОВОЙ 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

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

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 керн и геологически исследованиями скважины.

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

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

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:

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

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

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:

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

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

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

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

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

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

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:

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

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

Вариант 0: $G_{\text{пов}} = 5440000 \times 800 = 4352$ тыс.тонн
 $\text{НИЗ}_{\text{пов}} = 2720000 \times 800 = 2176$ тыс.тонн

2 этап

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:

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

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

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

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

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: $Z_1\% \text{ НИЗ}_1 = \frac{10,9}{2176} \times 100 = 0,5 \%$

$$Z_4\% \text{ НИЗ}_4 = \frac{98,1}{2176} \times 100 = 4,51 \%$$

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

Таблица 4

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

год	НИЗ тыс.т	Zж %	Q _{жид} тыс.т	Q _{вод} тыс.т	Q _{неф} тыс.т	ΣQ _{неф} тыс.т	%НИЗ %	%Воды %	Zн %
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.П.3.1, 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: $Q_{жид11} = Q_{жид12} = \dots = Q_{жид20} = Q_{max.жид}$

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

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

Для варианта 0: $Q_{\text{жид max}} = \frac{2176}{100} \times 7,2 = 156,7$ 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 $Q_{\text{неф}11}^1 = Q_{\text{неф}10}$ 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 это 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

с) 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» (см.рис.П.3.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{Воды}_{11}^1 = 25,7\%$.

2 шаг

а) примем условно, что в 11-ом 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:

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

Для варианта 0:

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

b) определяем соответствующую годовую добычу нефти

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

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

c) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

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

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

d) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}^2_{11} = \frac{\Sigma Q^2_{\text{неф}11}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100$$

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.П.3.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{Воды}^2_{11} = 24,0\%$.

3 шаг

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

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

$$Q^3_{\text{вод}11} = \frac{Q_{\text{жид}11}}{100} \times \% \text{Воды}^2_{11}$$

Для варианта 0:

$$Q^3_{\text{вод}11} = \frac{156,7}{100} \times 24,0 = 37,6 \text{ тыс.т}$$

b) определяем соответствующую годовую добычу нефти

$$Q_{\text{неф}}^3_{11} = Q_{\text{жид}}^3_{11} - Q_{\text{вод}}^3_{11}$$

Для **варианта 0**: $Q_{\text{неф}}^3_{11} = 156,7 - 37,6 = 119,1$ тыс.т

с) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

$$\Sigma Q_{\text{неф}}^3_{11} = \Sigma Q_{\text{неф}}^3_{10} + Q_{\text{неф}}^3_{11}$$

Для **варианта 0**: $\Sigma Q_{\text{неф}}^3_{11} = 1059,6 + 119,1 = 1178,6$ тыс.т

d) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}^3_{11} = \frac{\Sigma Q_{\text{неф}}^3_{11}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100$$

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.П.3.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{Воды}^3_{11} = 24,4\%$.

4 шаг

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

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

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

Для **варианта 0**:

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

b) определяем соответствующую годовую добычу нефти

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

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

с) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

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

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

d) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{ НИЗ }^4_{11} = \frac{\Sigma Q^4_{\text{неф11}}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100$$

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.П.3.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{ Воды }^3_{11} = 24,3\%$.

5 шаг

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

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

$$Q^5_{\text{вод11}} = \frac{Q_{\text{жид11}}}{100} \times \% \text{ Воды }^4_{11}$$

Для варианта 0:

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

b) определяем соответствующую годовую добычу нефти

$$Q^5_{\text{неф11}} = Q_{\text{жид11}} - Q^5_{\text{вод11}}$$

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

c) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

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

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

d) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{ НИЗ }^5_{11} = \frac{\Sigma Q^5_{\text{неф11}}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100$$

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.П.3.3), 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:

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

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

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

$$\%Воды_{11} = 24,3\%$$

$$\%НИЗ_{11} = 54,1\%$$

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 $Q_{\text{неф}12}^1 = Q_{\text{неф}11}$ и $Q_{\text{вод}12}^1 = Q_{\text{вод}11}$

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

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

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

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

с) определим долю отобранных НИЗ:

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

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.П.3.3), среднегодовая обводненность должна составить $\%Воды_{12}^1 = 35,0\%$.

2 шаг

а) примем условно, что в 12-ом 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:

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

Для варианта 0:

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

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти

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

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

с) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

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

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

д) определим долю отобранных НИЗ:

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

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.П.3.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{Воды}_{12}^2 = 33,2\%$.

3 шаг

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

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

$$Q^3_{\text{вод}12} = \frac{Q_{\text{жид } 12}}{100} \times \% \text{Воды}_{12}^2$$

Для варианта 0:

$$Q^3_{\text{вод}12} = \frac{156,7}{100} \times 33,2 = 52,0 \text{ тыс.т}$$

b) определяем соответствующую годовую добычу нефти

$$Q^3_{\text{неф}12} = Q^3_{\text{жид}12} - Q^3_{\text{вод}12}$$

Для **варианта 0**: $Q^3_{\text{неф}12} = 156,7 - 52,0 = 104,7 \text{ тыс.т}$

c) определим, какая при это будет накопленная добыча нефти

$$\Sigma Q^3_{\text{неф}12} = \Sigma Q_{\text{неф}11} + Q^3_{\text{неф}12}$$

Для **варианта 0**: $\Sigma Q^3_{\text{неф}12} = 1178,2 + 104,7 = 1282,9 \text{ тыс.т}$

d) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{ НИЗ}^3_{12} = \frac{\Sigma Q^3_{\text{неф}12}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} \times 100$$

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

При этом, согласно кривой «А» (см.рис.П.3.3), среднегодовая обводненность должна составить $\% \text{Воды}^3_{12} = 33,5\%$.

И так далее аналогично пройденным шагам для расчета 11-го года (пункт 3) до тех пор, пока расчетные значения $\% \text{Воды}$ и $\% \text{НИЗ}$ 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

								По кривой А	
	Годы	НИЗ тыс.т	Zж%НИЗ %	Q _{жид} тыс.т	Q _{вод} тыс.т	Q _{неф} тыс.т	ΣQ _{неф} тыс.т	%НИЗ %	%Воды %
факт	10	2176	7,2	156,7	24,0	132,7	1059,6	48,7	15,3
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
	3 шаг	2176	7,2	156,7	37,6	119,1	1178,6	54,2	24,4
	4 шаг	2176	7,2	156,7	38,2	118,5	1178,1	54,1	24,3
	11	2176	7,2	156,7	38,1	118,6	1178,2	54,1	24,3
Расчет	1 шаг	2176	7,2	156,7		118,6	1296,8	59,6	35,0

добычи в 12 году	2шаг	2176	7,2	156,7	54,8	101,9	1280,1	58,8	33,2
	3шаг	2176	7,2	156,7	52,0	104,7	1282,9	59,0	33,5
	4шаг	2176	7,2	156,7	52,5	104,2	1282,4	58,9	33,4
	12	2176	7,2	156,7	52,3	104,3	1282,5	58,9	33,4

Таблица 6

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

Годы	НИЗ тыс.т	Zж%НИЗ %	Q _{жид} тыс.т	Q _{вод} тыс.т	Q _{неф} тыс.т	ΣQ _{неф} тыс.т	По кривой А		Zн%НИЗ
							%НИЗ %	%Воды %	
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

Исходные данные для группы НЭ- 1 группа

№вар.	F га	h м	m доли ед	$S_{\text{связ.вод}}$ доли ед	$B_{\text{неф}}$	$\rho_{\text{неф. пов}}$ кг/м ³	$K_{\text{выт}}$ доли ед	$K_{\text{охв}}$ 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	2200	20	0,104	0,22	1,42	810	0,68	0,9
27А	2400	20	0,106	0,23	1,48	810	0,58	0,92
28А	2600	20	0,108	0,24	1,5	812	0,6	0,8
29А	2000	20	0,088	0,19	1,47	812	0,62	0,8
30А	1800	22	0,084	0,16	1,44	814	0,64	0,84
31А	1600	22	0,082	0,14	1,45	814	0,66	0,86
32А	1400	22	0,08	0,12	1,46	816	0,58	0,88
33А	1200	24	0,078	0,18	1,455	816	0,56	0,9
34А	1800	24	0,076	0,22	1,442	818	0,54	0,92

Исходные данные для групп НЭ-2 группа

№вар.	F га	h м	m доли ед	$S_{\text{связ.вод}}$ доли ед	$B_{\text{неф}}$	$\rho_{\text{неф. пов}}$ кг/м ³	$K_{\text{выт}}$ доли ед	$K_{\text{охв}}$ 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
26Б	2200	30	0,064	0,13	1,52	820	0,66	0,8
27Б	2200	30	0,065	0,18	1,526	820	0,56	0,9
28Б	2200	30	0,066	0,16	1,524	820	0,58	0,84
29Б	2200	30	0,068	0,2	1,518	820	0,6	0,88
30Б	2200	30	0,07	0,22	1,506	820	0,62	0,9
31Б	2400	32	0,072	0,24	1,486	822	0,64	0,9
32Б	2400	32	0,074	0,17	1,49	822	0,48	0,76
33Б	2800	34	0,076	0,21	1,486	824	0,5	0,8
34Б	3000	36	0,071	0,2	1,478	824	0,66	0,9

Таблица 2

Фактические показатели разработки залежи

Годы разработки	Годовые темпы отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов	Среднегодовая обводненность добываемой жидкости	
	ZЖ%НИЗ в %	%Воды 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 %НИЗ в %	Среднегодовая весовая обводненность добываемой жидкости	
	%Воды	
	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

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

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

1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

Институт повышения квалификации и переподготовки
Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных месторождений,
транспорт нефти»

**РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к курсовой работе**

по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений»

на тему: «Оценка запасов и прогнозный расчет технологических
показателей разработки»

Вариант

Исполнитель: слушатель гр НЭ__
Ф.И.О.

Руководитель: преподаватель
Ф.И.О.

Дата проверки: _____

Дата допуска к защите: _____

Дата защиты: _____

Оценка работы: _____

Подписи членов комиссии
по защите курсовой работы: _____

Гомель 20__

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

Институт повышения квалификации и переподготовки

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав.кафедрой _____

(подпись)

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

по курсовому проектированию

Слушателю _____

1. Тема проекта Оценка запасов и прогнозный расчет технологических показателей разработки

2. Сроки сдачи слушателем законченного проекта _____

3. Исходные данные к проекту

№вар.	F	h	m	$S_{\text{связ.вод}}$	$V_{\text{неф}}$	$\rho_{\text{неф. пов}}$	$K_{\text{быт}}$	$K_{\text{охв}}$
	га	м	доли ед	доли ед		кг/м ³	доли ед	доли ед

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1. Теоретическая часть

2. Определение запасов, коэффициента нефтеизвлечения, перевод, перевод величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые.

3. Определение фактических годовых отборов жидкости (Qж) 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).

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.

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) _____

7. Дата выдачи задания _____

8. Календарный график работы на проекте на весь период проектирования (с указанием сроков выполнения и трудоемкости отдельных этапов) _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(дата и подпись слушателя)

Кривые выработки начальных извлекаемых запасов

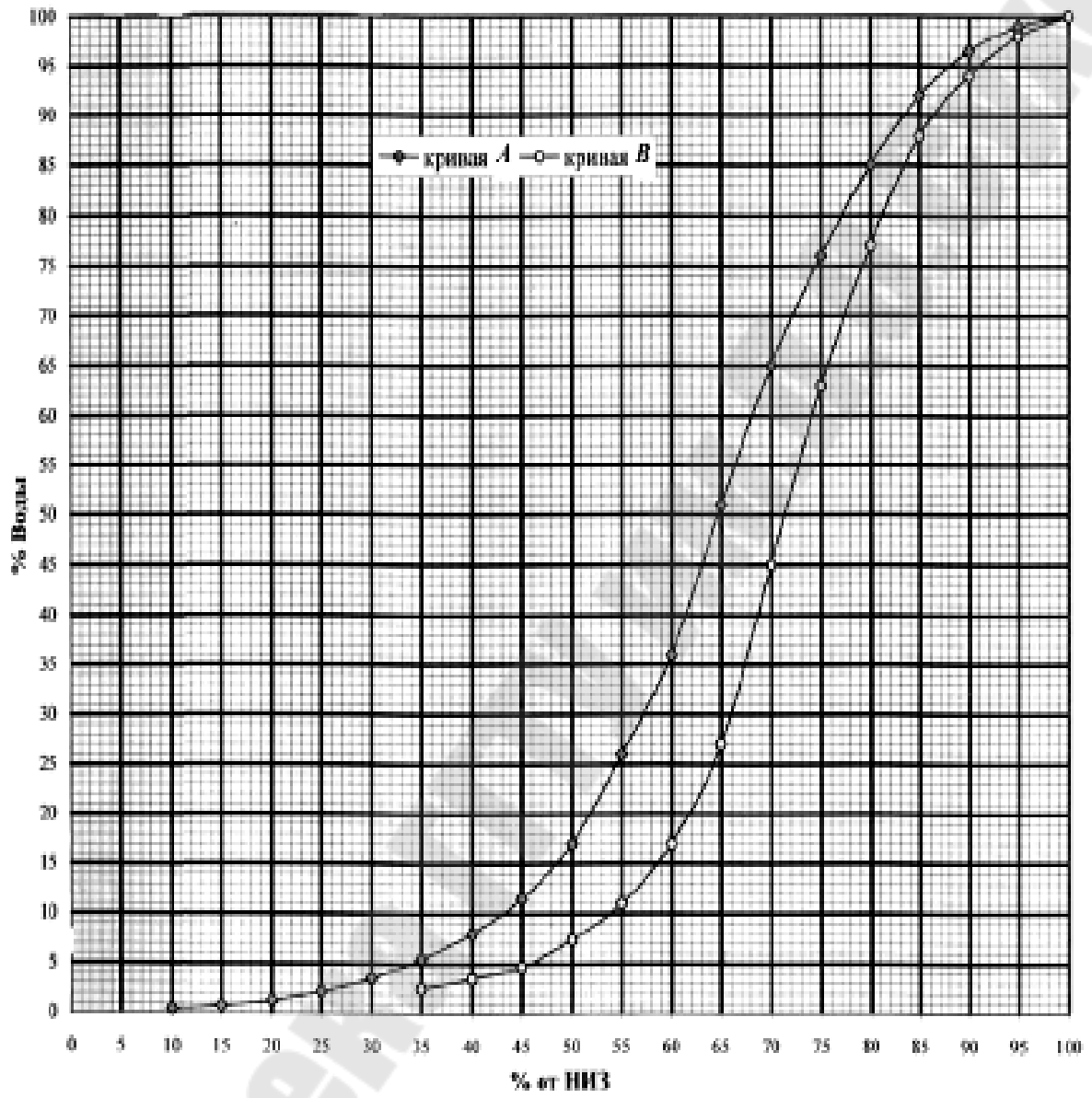


Рисунок П.3.1 Кривые выработки НИЗ

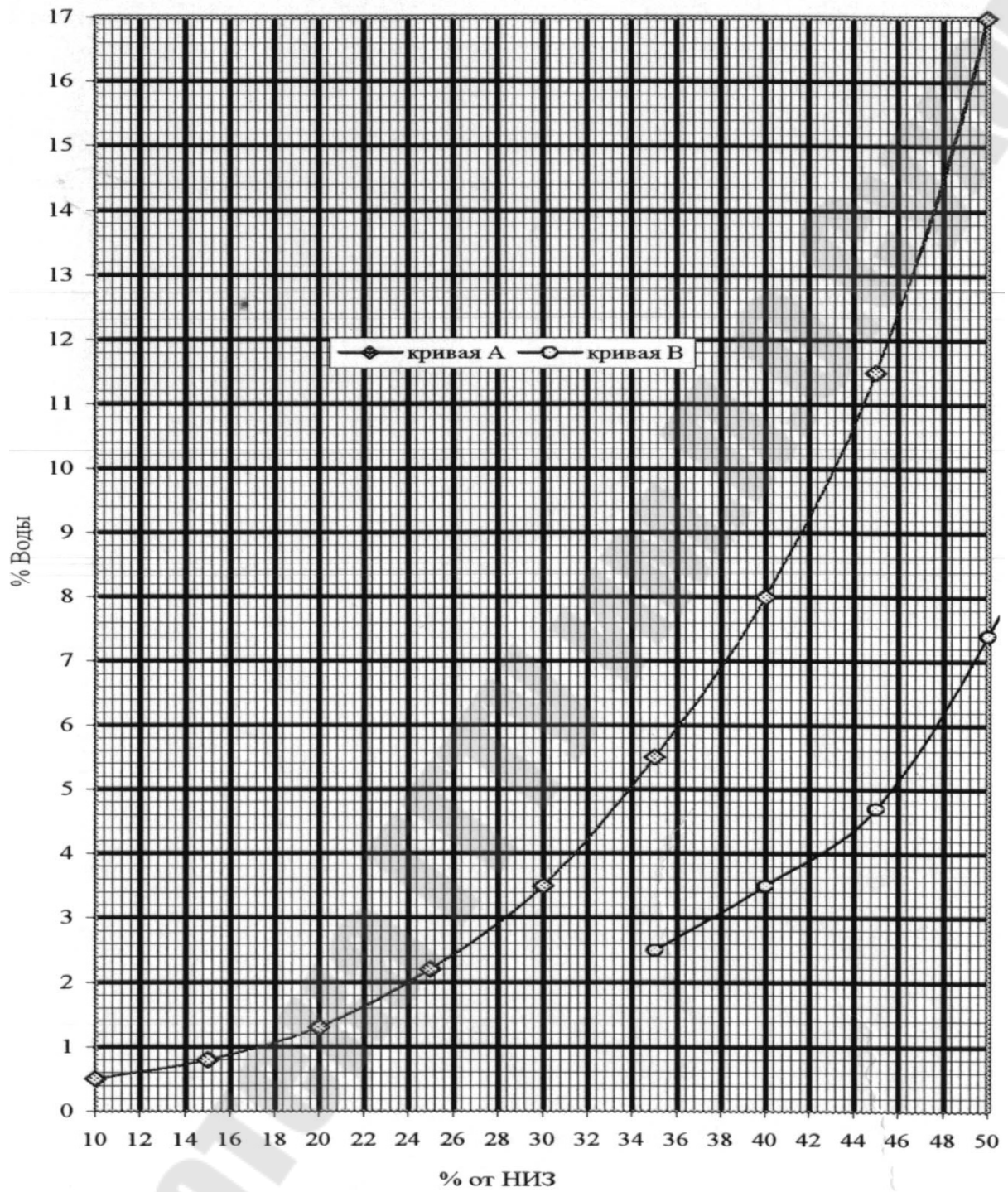


Рисунок П.3.2 Кривые выработки НИЗ

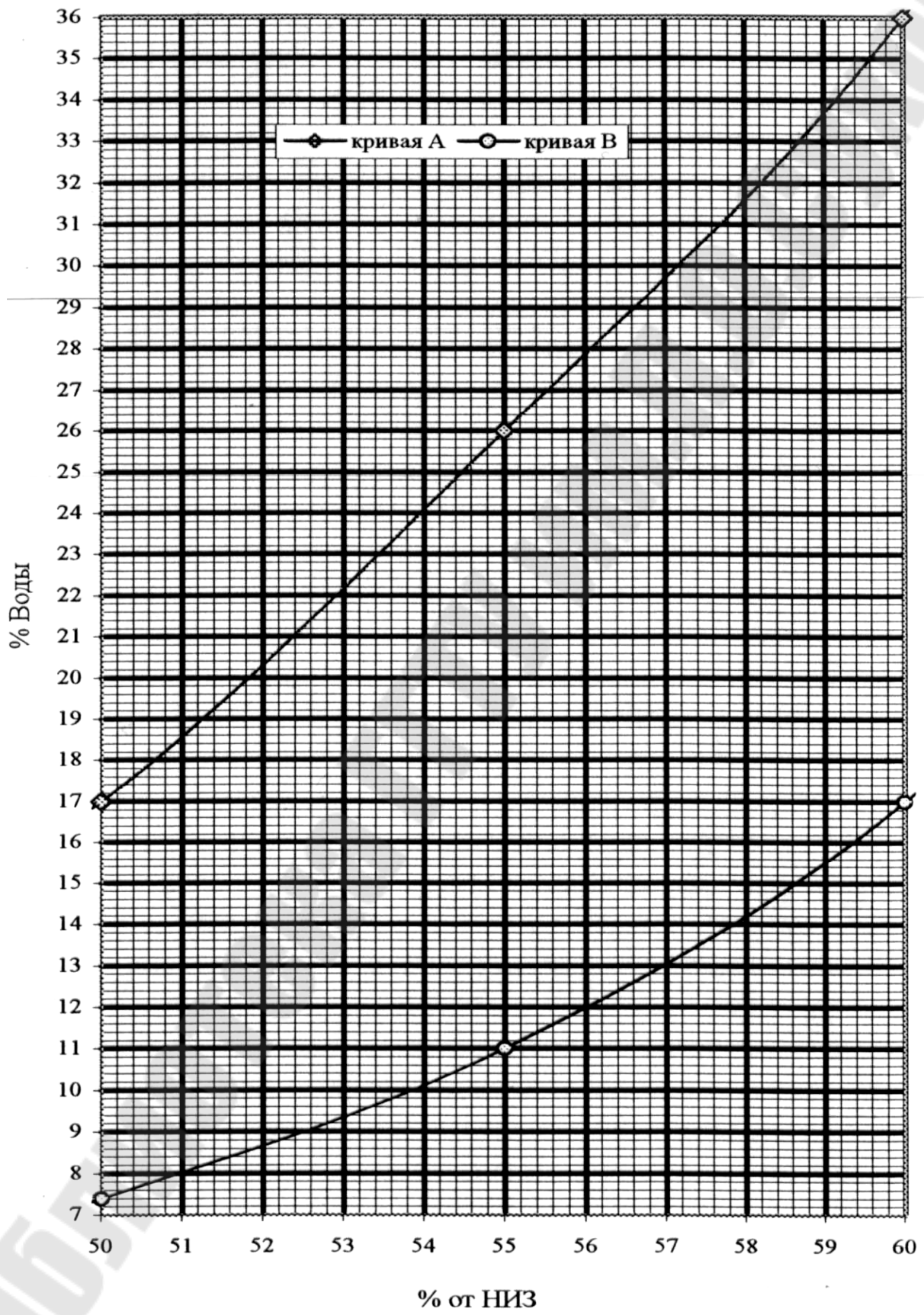


Рисунок П.3.3 Кривые выработки НИЗ

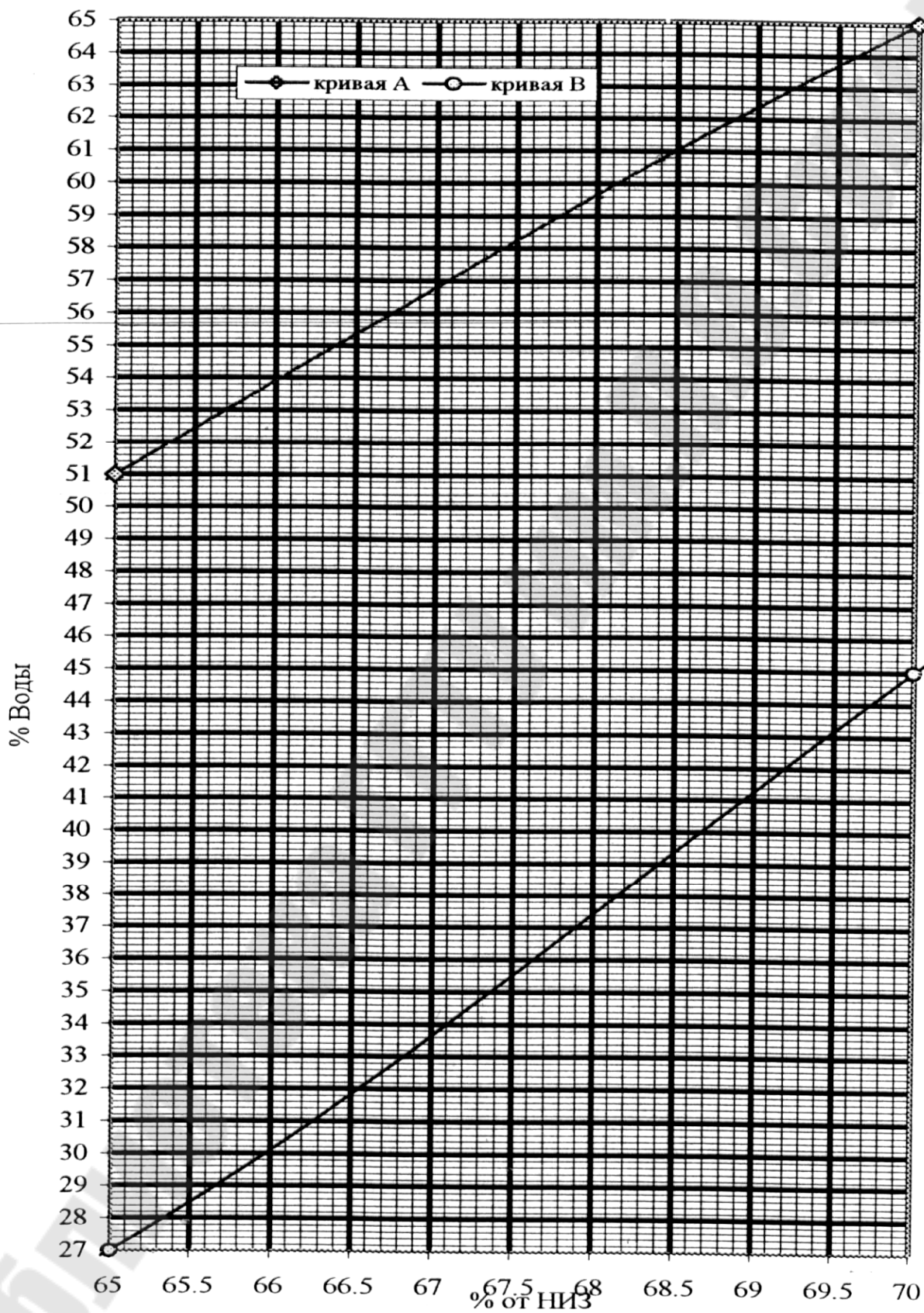


Рисунок П.3.4 Кривые выработки НИЗ

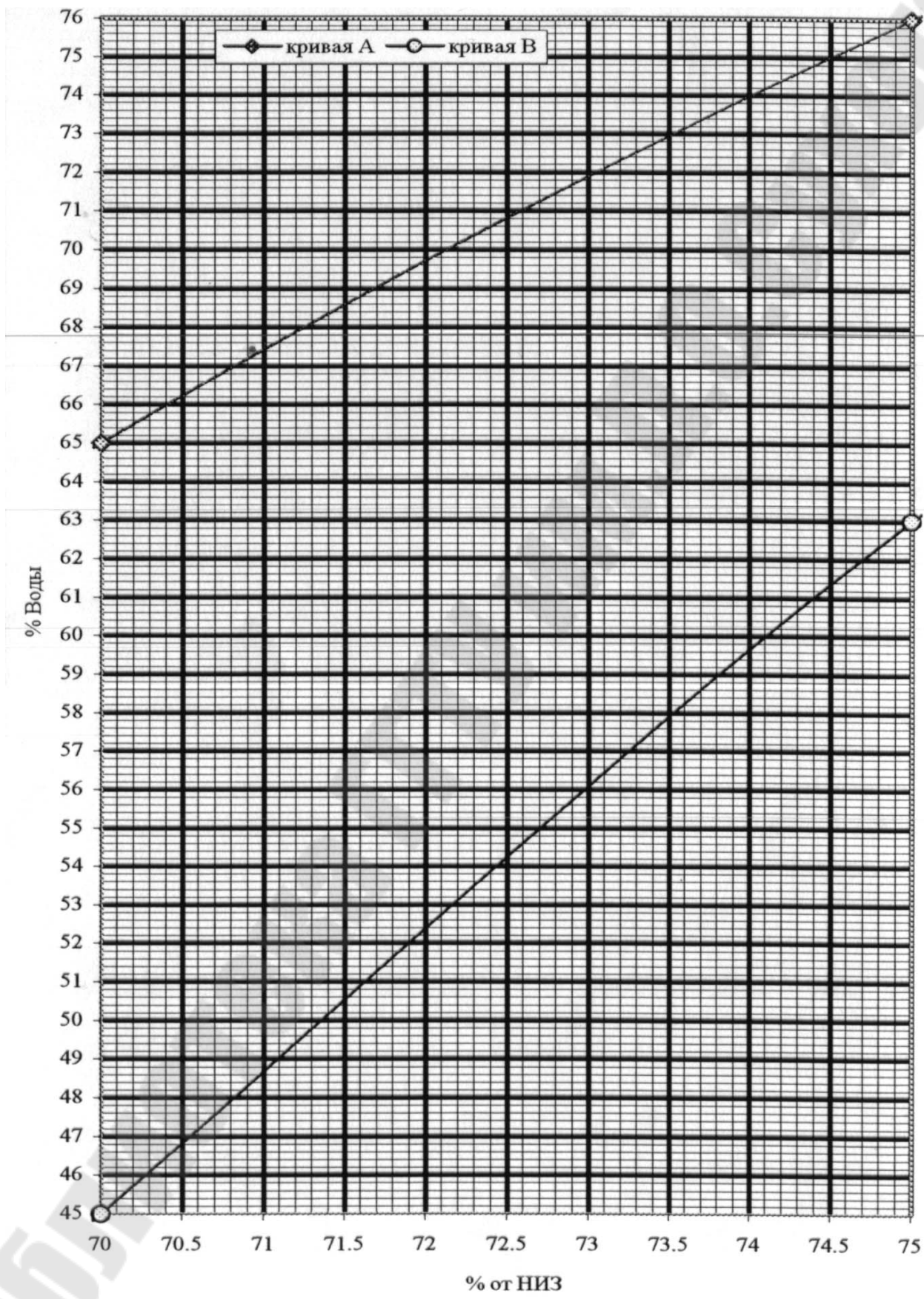


Рисунок П.3.5 Кривые выработки НИЗ

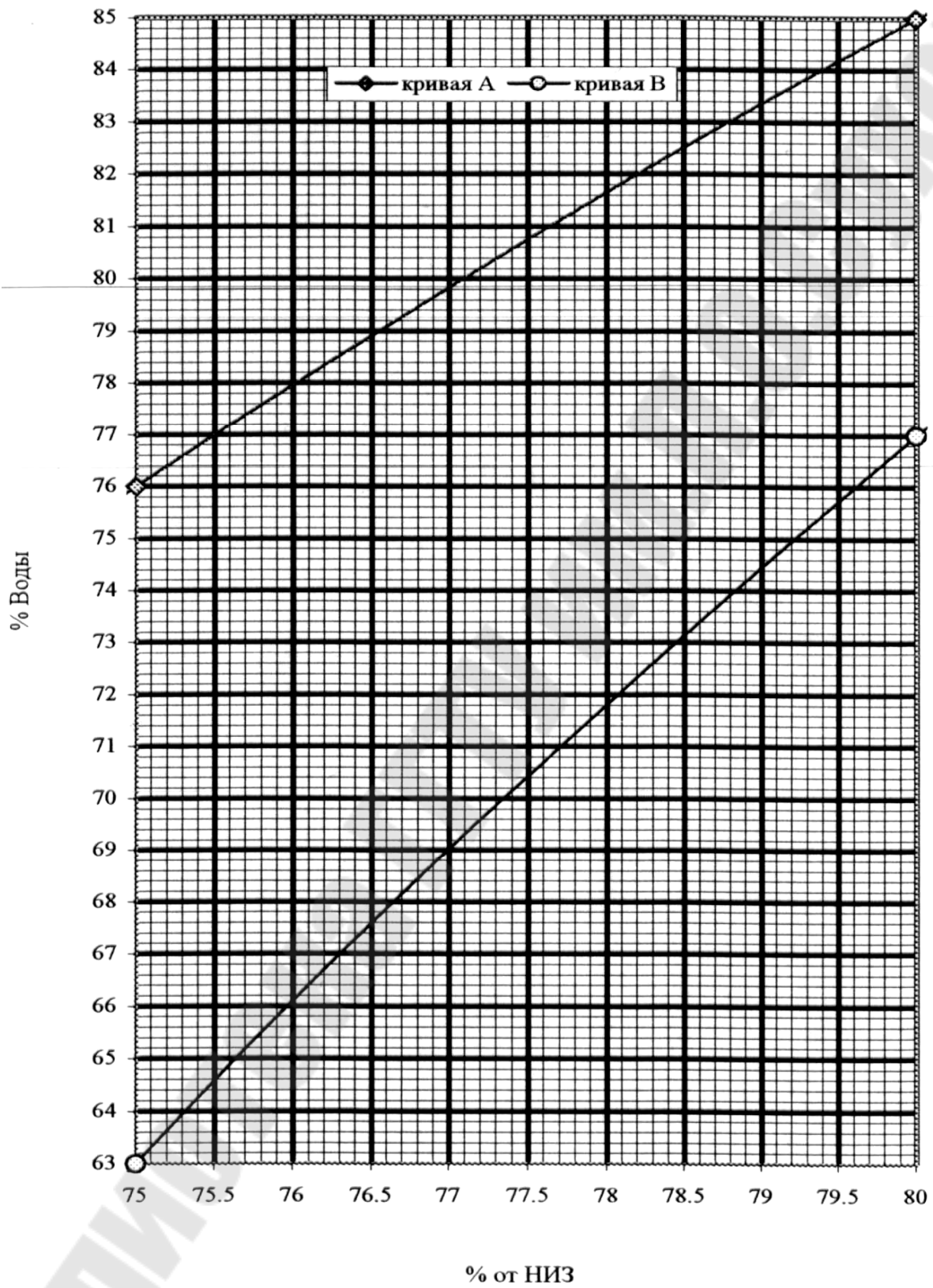


Рисунок П.3.6 Кривые выработки НИЗ

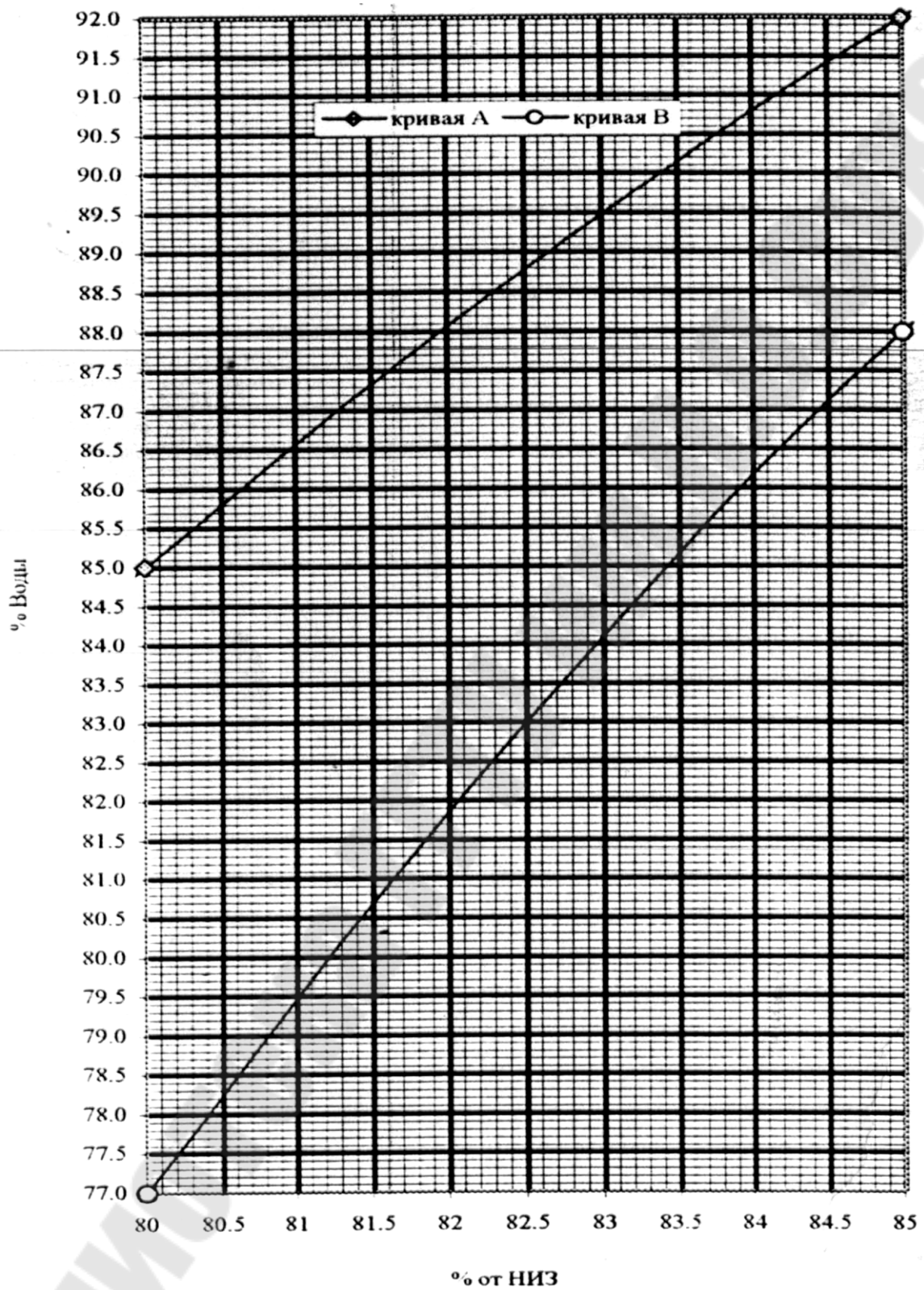


Рисунок П.3.7 Кривые выработки НИЗ

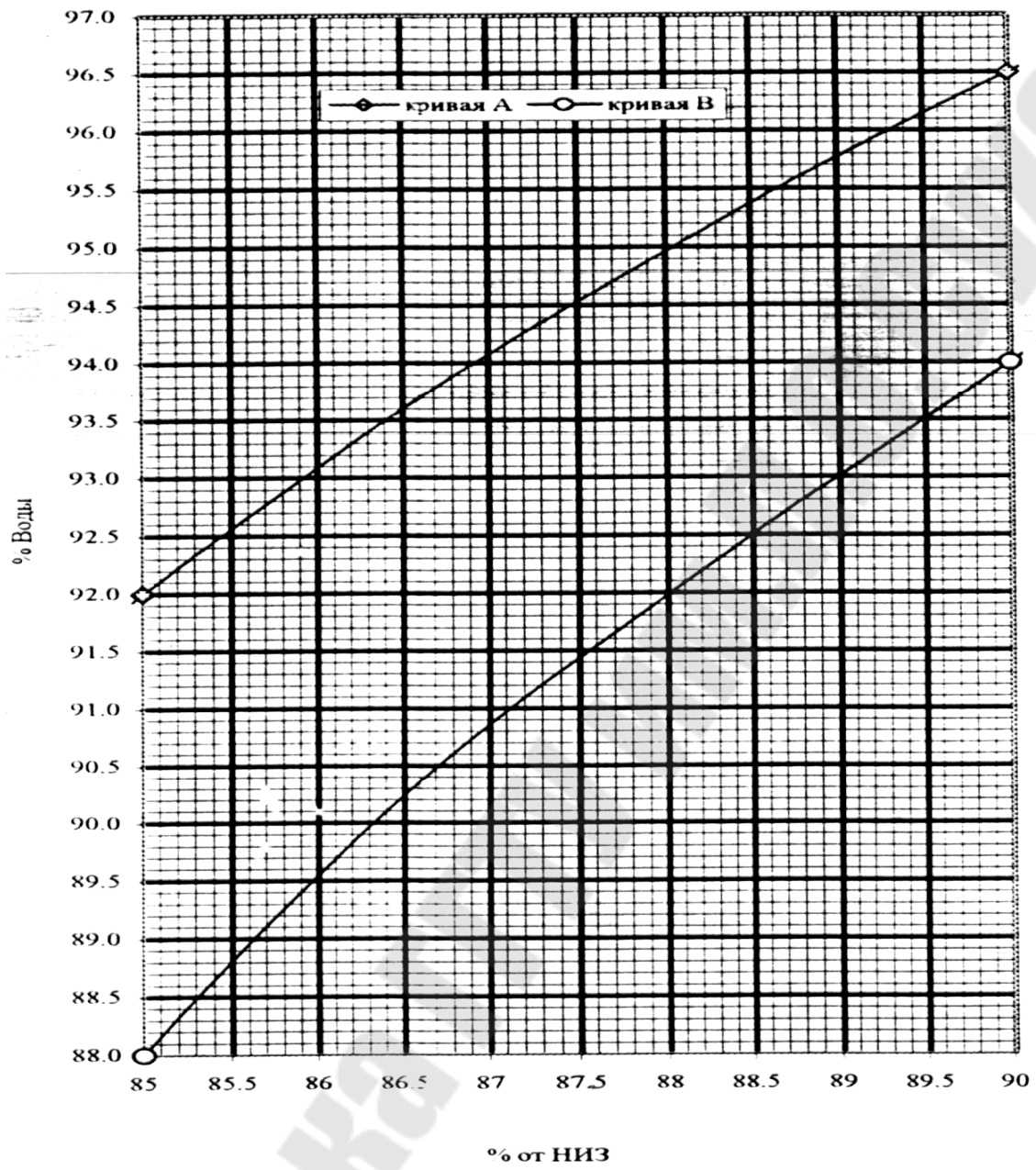


Рисунок П.3.8 Кривые выработки НИЗ

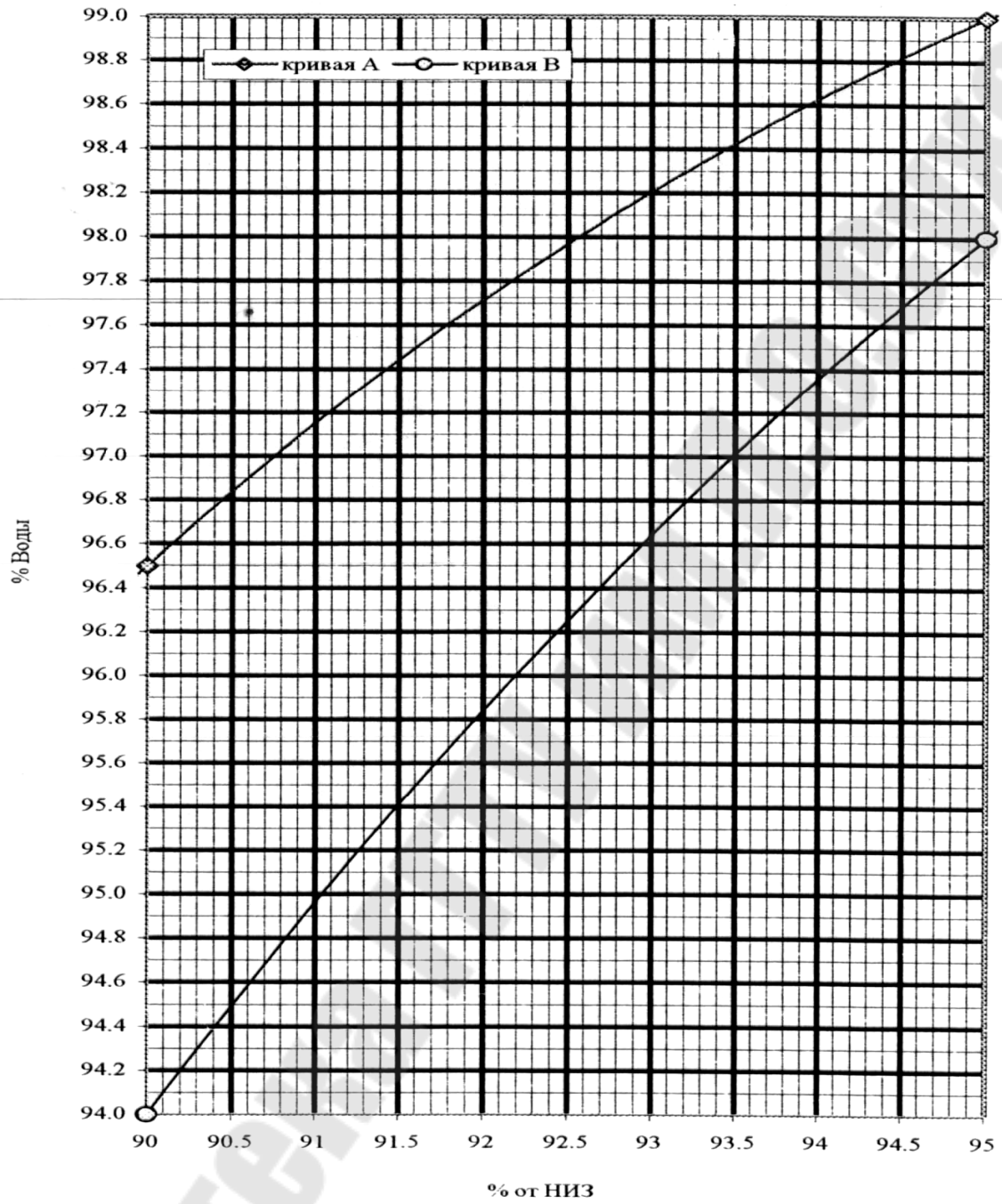


Рисунок П.3.9 Кривые выработки НИЗ

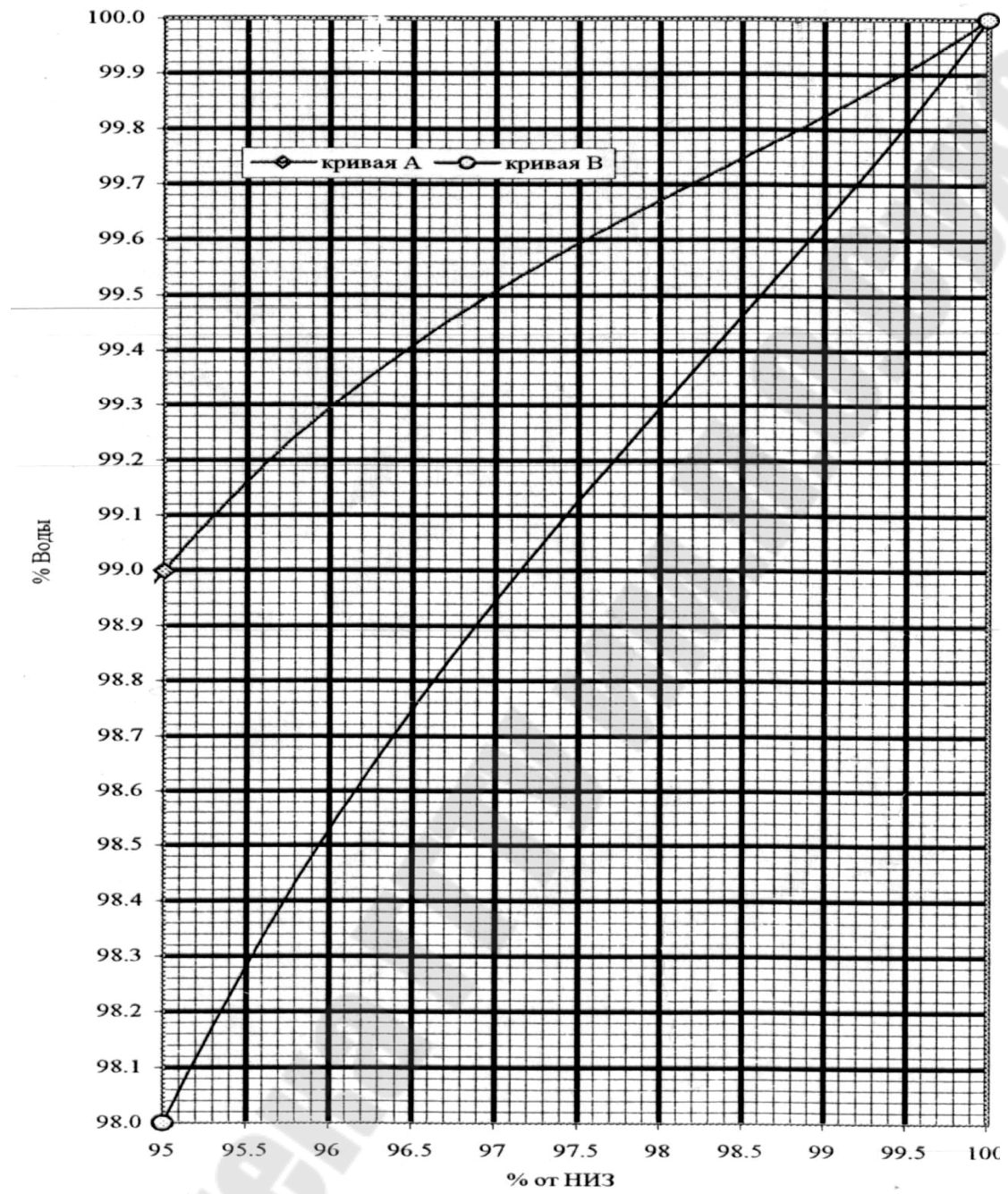


Рисунок П.3.10 Кривые выработки НИЗ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. / Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг [и др.]; под редакцией Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 463 с.
2. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов / Ю.П. Желтов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:Недра, 1998. – 365 с.
3. Палий, А.О. Разработка нефтяных месторождений: учебник / А.О. Палий. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 319 с.
4. Иванова, М.М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: учеб.для студентов высш. учеб. заведений / М.М. Иванова, Л.Ф. Дементьев, И.П. Чоловский. – Москва: Недра, 1985. – 422 с.
5. Закиров, А.Ф. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учеб.пособие / А.Ф. Закиров, Н.Н.Архипова, Л.И. Гарипова. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. – 176 с.
6. Ермилов, О.М. Эксплуатация газовых скважин / О.М. Ермилов, З.С. Алиев, В.В. Ремизов, Л.С. Чугунов. – М.: Наука, 1995. – 359 с.
7. Закиров, С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.:Струна, 1998. – 628 с.
8. Закиров, С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учеб.пособие для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – 334 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1.ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ СТРУКТУРНЫХ ЧАСТЕЙ РАБОТЫ	5
2. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ (по вариантам согласно журналу)	8
3. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	10
4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ	12
ПРИЛОЖЕНИЯ	29
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	42

Козырева Светлана Владимировна

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
по выполнению курсовой работы
для слушателей специальности переподготовки
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 14.06.19.

Рег. № 41Е.
<http://www.gstu.by>