МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

РД 39-0147035-209-87

Москва — 1987

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Главного
технического управления
Р И Григоращенко
" " марта 1987 г

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

РД 39-0147035-209-87

Настоящий документ разработан:

Головной организацией МНТК "Нефтеотдача"

Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ)

Сибирским научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности (СибНИИНП)

/Генеральный директор МНТК "Нефтеотдача", директор ВНИИ М Л Сургучев

Директор СибНИИНП Ю В Маслянцев

Ответственные исполнители:

Зав лабораторией ВНИИ Б Т Баишев

Зам.директора СибНИИНП Ю Е Батурин

СОГЛАСОВАНО:

/Начальник Главного Управления по геологии и разработке нефтяных месторождений Н.Н Лисовский

Москва, 1987 г

Составители руководства:

от ВНИИ

Баишев Б.Т., Кац Р.М., Подлапкин В И., Цыкова О.Б.

от СибНИИНП

Маслянцев Ю.В., Батурин Ю.Е., Евченко В.С., Янин А.Н.

Принимали участие:

от ВНИИ

Давыдов А.В., Кундин В.С., Рагимова М.Ю., Левитан Е.И. - - в подготовке "Приложений"; Васильева Л.П., Гуреева Г.Г., Манаева Л.Б., Машутина В.Д., Породерий В.В., Требина О.В. - в оформлении.

от СибНИИНП

Гусев С.В., Вашуркин А.И.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

РД 39-0147035-209-87

Вводится первые

Срок введения установлен с I мая 1987 г.
Срок действия до I мая 1990 г.

I. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДИЧЕСКОГО РУКОВОДСТВА

I.I. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи представляют собой прогрессивные технологии гидродинамического воздействия на продуктивные пласты с целью обеспечения высокой эффективности разработки месторождений и наиболее полного извлечения нефти из недр при режиме вытеснения нефти водой.

I.2. Настоящее методическое руководство упорядочивает способы определения фактической технологической эффективности мероприятий по гидродинамическому воздействию на продуктивные пласты на всех месторождениях отрасли, разрабатываемых как при поддержании пластового давления путем нагнетания воды, так и на естественных режимах.

I.3. Мероприятия по гидродинамическому воздействию на пласты (на производстве обычно называемые геолого-техническими и организационно-техническими мероприятиями) преследуют цель повышения интенсивности воздействия на слабодренируемые запасы

нефти и вовлечения в разработку выявленных в процессе разбуривания и эксплуатации недренируемых балансовых запасов нефти в объекте разработки.

I.4. Задания для отрасли по добыче нефти за счет усовершенствования технологии разработки и применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи с разбивкой по месторождениям и производственным объединениям устанавливаются Миннефтепромом.

I.5. Количественные показатели технологической эффективности гидродинамического воздействия на продуктивные пласты являются основой для определения экономического эффекта, величина которого подлежит отражению в отчетах о внедрении новой техники производственных предприятий по формам 2-нт и IO-нт.

I.6. Экономическая эффективность гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов не может быть использована для определения размеров фондов поощрения работников научно-исследовательских организаций и производственных подразделений, разрабатывающих и внедряющих эти методы.

Материальное стимулирование непосредственных исполнителей работ по созданию новых и совершенствованию применяющихся гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов осуществляется в соответствии с указанием Министерства от 20.06.86 г. №113.

I.7. Методическое руководство составлено с использованием результатов исследований ВНИИ и отраслевых НИИН и опыта применения в отрасли руководящих документов по определению эффективности методов совершенствования разработки нефтяных месторождений, оценки количеств нефти, добываемых за счет мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов [I].

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (ГМПН)

2.1. В данном методическом руководстве принята классификация гидродинамических методов повышения нефтеотдачи по различию в технологии осуществления и степени воздействия их на продуктивные пласты.

К первой группе отнесены методы, которые чаще применяются на промыслах ввиду своей простоты в технологии реализации, но по степени воздействия на пласты они слабее, чем методы второй группы.

Ко второй группе отнесены методы воздействия, основанные на изменениях первоначально принятых систем размещения скважин и воздействия.

2.2. К первой группе относятся те методы гидродинамического воздействия, которые осуществляются только через изменения режимов работы скважин и направлены на вовлечение в активную разработку слабодренируемых запасов.

Эти методы объединяются названием "нестационарное заводнение" и включают в себя:

в нагнетательных скважинах

- повышение давления нагнетания;
- циклическое заводнение, т.е. импульсное снижение (прекращение) закачки воды;
- перераспределение расходов по группам нагнетательных скважин (перемена направлений фильтрационных потоков);
- одновременно-раздельная закачка воды в разные пласты через одну скважину;
- избирательная закачка воды в низкопроницаемые пропласт-

ки и пласты;

- методы обработки призабойной зоны, которые изменяют режим работы и восстанавливают потенциал скважин (гидроимпульсное, волновое воздействие и др.);

- другие методы изменения режимов работы нагнетательных скважин (гидроразрыв пласта, поинтервальные обработки и др.);

в добывающих скважинах

- изменение отборов жидкости в целом по объекту разработки, по отдельному пласту, блоку, зоне, участку или группе добывающих скважин;

- форсированный отбор жидкости из групп скважин или из отдельных скважин данного участка, зоны, блока;

- периодические временные остановки и пуски групп скважин или отдельных скважин;

- одновременно-раздельная эксплуатация скважин в многопластовых объектах;

- оптимизация перепадов давления между пластовым и забойным давлениями;

- многообъемное внутрипластовое воздействие по ограничению водопритоков (изоляционные работы);

- системные обработки призабойной зоны, гидроразрыв пласта, поинтервальное повышение продуктивности скважин (дострелы, перестрелы и др.);

2.3. Ко второй группе относятся методы, направленные на вовлечение в разработку ранее недренированных или слабодренируемых запасов (участков, зон и пропластков) неоднородного прерывистого пласта. Эти методы (мероприятия) отличаются большим разнообразием по технологии воздействия на пласты, степень

влияния их на технико-экономические показатели разработки весьма высоки и поэтому они обосновываются в проектных документах (технологических схемах, проектах разработки и доразработки), анализах разработки и авторских надзорах.

К ним относятся:

- перенос фронта нагнетания воды в имеющиеся скважины;

- организация дополнительных рядов нагнетательных скважин в блоковых системах разработки путем перевода добывающих скважин в нагнетательные;

- организация очагов закачки воды в отдельные добывающие скважины;

- вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти в линзах, тупиковых и застойных зонах, низкопроницаемых прослоях путем бурения дополнительных добывающих или нагнетательных скважин, перевода скважин с других объектов или пластов, укрупнения объектов, организации зон и полей самостоятельной разработки;

- организация барьерной, площадной и других модификаций внутриконтурного воздействия путем закачки воды с целью выработки запасов нефти в обширных подгазовых зонах газонефтяных месторождений;

- другие новые технологии заводнения для сложнопостроенных залежей и трудноизвлекаемых запасов нефти.

2.4. Методы гидродинамического воздействия на продуктивные пласты применяются обычно в различных сочетаниях друг с другом одновременно, а эффективность какого-либо одного метода взаимосвязана с объемом применения других.

3. ПРИНЦИПЫ И ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (ГМПН) ПЛАСТОВ

3.1. Объектом гидродинамического воздействия следует считать объем пласта, отделенный от других его частей естественными границами: литологическими, тектоническими нарушениями, сбросами и т.д., а также искусственно созданными линиями нагнетательных скважин.

К объектам гидродинамического воздействия относятся:

- блоки рядных и элементы площадной, избирательной и других систем размещения добывающих и нагнетательных скважин;

- зоны распространения различных типов коллекторов в объеме продуктивного горизонта;

- самостоятельные участки, блоки, поля разработки (ВНЗ, ГНЗ, низкопроницаемых зон и др.), отделенные от других частей залежи естественными или искусственно созданными границами;

- водонефтяные зоны, отделенные от чистонефтяных рядами нагнетательных скважин;

- подгазовые зоны, отделенные от нефтяных и газовых зон барьерами нагнетательных скважин (барьерное заводнение и его модификации);

- другие участки, пропластки, линзы, тупиковые зоны, выделяемые в самостоятельные элементы разработки;

3.2. Количественное определение эффективности ГМПН пластов, т.е. добыча нефти за счет применения гидродинамического воздействия, производится путем сравнения с показателями базового варианта.

3.3. Базовый вариант - это вариант разработки, который был бы реализован на данном объекте гидродинамического воздей-

ствия, если бы на нем не применялся рассматриваемый ГМПН пластов.

3.4. Эффект от гидродинамического воздействия за данный интервал времени определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту.

Прогноз показателей разработки базового варианта (добыча нефти, жидкости, обводненность, количество скважин, перепадов давлений и др.) должен производиться на срок от одного до шести лет, в зависимости от применяемой технологии воздействия.

3.5. Добыча нефти (технологическая эффективность) за счет ГМПН пластов должна определяться ежеквартально.

3.6. В случаях, когда прирост добычи нефти за квартал окажется незначительным по сравнению с общей добычей нефти с объекта воздействия, квартальная эффективность оценивается как четвертая часть годового эффекта.

3.7. Эффективность ГМПН пластов должна определяться в целом по объекту воздействия. В случаях, когда эффект определяется по отдельным скважинам ("скважинным" характеристикам), должен быть учтен эффект взаимовлияния скважин.

3.8. Выделение расчетных объектов гидродинамического воздействия для определения эффективности ГМПН должно основываться на результатах детального геолого-промыслового анализа разработки продуктивных пластов. Если такие участки ранее не были выделены, их границы устанавливаются на основании геолого-промысловых материалов, подсчитываются балансовые запасы на этих участках, определяется степень и характер выработки запасов нефти на них.

3.9. На объектах гидродинамического воздействия обычно применяется несколько ГМПН одновременно или со смещением во времени. В этих случаях определяется общая технологическая эффективность

всех методов воздействия. Выделение эффекта от каждого вида гидродинамического воздействия может производиться условно с учетом степени воздействия и реализации.

3.10. Величина прироста конечной нефтеотдачи за счет методов гидродинамического воздействия определяется объемом дополнительно вовлекаемых в разработку балансовых запасов нефти.

Применение гидродинамических методов воздействия, относящихся к первой группе, приводит, в основном, к увеличению текущей нефтеотдачи пластов, но может в отдельных случаях повышать и конечный коэффициент извлечения нефти (если эти методы позволяют вовлечь в активную разработку слабодренируемые запасы нефти).

К увеличению конечной нефтеотдачи ведет, в частности, форсированный отбор жидкости вследствие повышения предела рентабельности эксплуатации скважин по обводненности продукции.

Методы второй группы направлены, в основном, на вовлечение в активную разработку недренируемых или слабодренируемых балансовых запасов нефти и ведут к увеличению степени извлечения нефти из недр.

3.11. При выборе и обосновании гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов должны учитываться технические возможности наземного и подземного оборудования (конструкция скважин, устьевое оборудование, поверхностное обустройство, способ эксплуатации скважин, производительность насосных установок и др.).

3.12. Виды, объемы внедрения и ожидаемая эффективность обосновываются в технологических схемах, проектах разработки и доразработки нефтяных месторождений, а также в работах по

текущему геолого-промысловому анализу и по результатам авторского надзора за реализацией проектных документов.

3.I3. Фактическая технологическая эффективность реализации мероприятий и видов работ по гидродинамическому воздействию на пласты в данном году, вследствие постоянно изменяющихся геологических, технических и организационных условий на промыслах, может отличаться от предусмотренных в начале пятилетки объемов добычи нефти по месторождениям. В этих случаях Главтюменнефтегазом и производственными объединениями ежегодно производится перераспределение объемов добычи нефти по месторождениям и по мероприятиям и видам работ, которое оформляется соответствующим протоколом. При этом суммарная добыча нефти за счет ГИПН в целом по объединению должна соответствовать запланированной добыче.

3.I4. Прогноз технологических показателей разработки базового варианта на I987 г. и последующие годы XII пятилетки по месторождениям, включенным в планы работ по внедрению усовершенствованных технологий с применением гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов, выполняется отраслевыми территориальными НИПИ и в случае необходимости оформляется протоколом, утверждаемым руководством производственного объединения. В случае, если разработка месторождения осуществляется несколькими НГДУ, прогноз технологических показателей по базовому варианту выполняется отраслевым территориальным институтом для каждого из них, а по ЦДНГ определяется НГДУ с учетом видов и объемов внедрения методов гидродинамического воздействия на соответствующей площади (участке).

4. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ БАЗОВОГО ВАРИАНТА

4.I. Методы расчета технологических показателей по базовому варианту подразделяются на две основные группы:

К первой группе относятся экстраполяционные методы, включающие характеристики вытеснения и имитационные модели, построенные по результатам многофакторного анализа.

Ко второй группе отнесены методы, основанные на применении физически содержательных математических моделей процесса извлечения нефти из неоднородных пластов.

4.2. Характеристикой вытеснения называют эмпирическую зависимость типа накопленная добыча нефти - накопленный отбор жидкости. Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой.

Характеристики вытеснения позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Сопоставление характеристик вытеснения различных объектов разработки в безразмерном виде позволяет сравнивать эти объекты, выявлять причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти.

В практике разработки нефтяных месторождений, наряду с другими методами, характеристики вытеснения используются для оценки эффективности мероприятий по совершенствованию систем разработки. Внесение изменений в систему разработки, связанных с вовлечением в активную разработку нефтенасыщенных участков и зон продуктивных пластов, отражается на форме характеристик вытеснения, поскольку меняется характер динамики обводненности продукции.

Эта особенность характеристик вытеснения используется в практике разработки нефтяных месторождений для количественной оценки мероприятий по повышению ее эффективности.

Используемые в практике характеристики вытеснения можно разделить на два вида - интегральные и дифференциальные.

Интегральные характеристики вытеснения, как правило, устойчивы, слабо "реагируют" на случайные кратковременные изменения процесса разработки месторождения, и меняют свою форму лишь при существенных изменениях процессов извлечения нефти в значительном объеме разрабатываемого пласта.

Дифференциальные характеристики вытеснения, включающие в себя такие величины, как текущая добыча нефти, нефтесодержание в отбираемой продукции или водонефтяной фактор, значительно менее устойчивы, требуют более тщательной обработки данных, "отсеивания" случайных факторов при их построении и использовании для определения эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.

Надежность количественных оценок эффективности ГИПН пластов по характеристикам вытеснения в значительной степени зависит от достоверности представления геологического строения объекта разработки или его участка, величины запасов нефти, степени и характера их выработки, стабильности системы разработки, порядка и темпа ввода в разработку месторождения или его участков, перемещения запасов нефти из одних частей залежи в другие, а также от характера и объемов проводившихся мероприятий в предшествующий период. Различное сочетание этих основных факторов может оказывать существенное влияние на поведение характеристик вытеснения в процессе извлечения запасов нефти. Основным признаком, определяющим возможность использования конкретной интегральной характеристики вытеснения для экстраполяции на прогнозный период, яв-

яется прямолинейный характер на конечном участке к моменту начала применения гидродинамического метода повышения нефтеотдачи на рассматриваемом объекте. Этим обстоятельством, по-существу, и объясняется многообразие видов интегральных характеристик вытеснения, предложенных различными исследователями, каждая из которых, в зависимости от конкретных условий и особенностей процесса выработки запасов нефти, может оказаться наиболее приемлемой.

Характеристики вытеснения могут применяться для оценки эффективности практически всех методов гидродинамического воздействия на продуктивные пласты, за исключением, возможно, подгазовых зон газонефтяных объектов разработки.

Следует иметь в виду, что изменение формы характеристики вытеснения может быть связано как с вовлечением в активную разработку недренируемых или слабодренируемых запасов нефти (в тупиковых зонах, отдельных прослоях, линзах и т.д.), так и с перераспределением отборов жидкости и закачки воды по скважинам, т.е. гидродинамическое воздействие может оказывать влияние как на конечную, так и на текущую нефтеотдачу. Поэтому при оценке технологической эффективности мероприятий следует использовать результаты текущего геолого-промыслового анализа с целью определения дополнительно вводимых в разработку запасов нефти в результате изменения системы воздействия, бурения самостоятельных скважин на отдельные прослои, линзы, тупиковые и слабодренируемые зоны.

Поскольку величины запасов нефти в этих зонах обычно невелики по сравнению с общими запасами нефти объекта разработки, влияние ввода их в активную разработку может оказаться слабо заметным на форме характеристики вытеснения. В этих случаях объемы

добычи нефти, полученные из дополнительно введенных в разработку балансовых запасов нефти, должны определяться отдельно и целиком относиться к методу гидродинамического воздействия.

Использование характеристик вытеснения по отдельным скважинам для оценки эффективности гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи является весьма условным из-за существенных изменений режима работы каждой из них в течение периода эксплуатации и взаимовлияния работы окружающих скважин. В связи с этим использование скважинных характеристик вытеснения для оценки технологической эффективности гидродинамического воздействия не рекомендуется.

Для методов гидродинамического воздействия, предусматривающих вовлечение в активную разработку недренируемых запасов нефти, в начальный период разработки объекта рекомендуется применение дифференциальных характеристик вытеснения ввиду низкой обводненности продукции.

Для определения количественной эффективности гидродинамических методов увеличения текущей и конечной нефтеотдачи могут использоваться характеристики вытеснения различного вида, основными из которых являются следующие:

1. $\frac{Q_ж}{Q_н} = A + BQ_ж$ (предложена Назаровым С.Н. и Сипачевым Н.В.)
2. $Q_н = A + \frac{B}{Q_ж}$ (предложена Камбаровым Г.С. и др.)
3. $Q_н = A + \frac{B}{\sqrt{Q_ж}}$ (предложена Пирвердяном А.М. и др.)
4. $Q_н = A + BQ_ж^c$ (предложена Казаковым А.А.)
5. $Q_н = A + B\frac{q_н}{q_ж}$ (предложена Черепахиным Н.А. и Мовшугой Г.Т.)
6. $Q_н = A + B\ln Q_ж$ (предложена Сазоновым Б.Ф.)

7. $Q_н = A + B \ln Q_в$ (предложена Максимовым М.И.)

8. $Q_н = A + B \ln \frac{q_в}{q_н}$ (предложена Гарбом Ф.А. и Циммерманом Э.Х.)

9. $\frac{Q_в}{Q_н} = A + Be^{cQ_н}$ (предложена Французским институтом)

10. $\lg n_н = A + B \lg Q_ж$

11. $q_н = q_0 e^{-\lambda t}$

12. $q_н = \frac{q_0}{1+\beta t}$

где: $Q_н, Q_в, Q_ж$ - накопленная с начала разработки добыча нефти, воды, жидкости соответственно;

$q_н, q_в, q_ж$ - добыча нефти, воды, жидкости по годам разработки соответственно;

A, B, C, λ, β - коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных;

$n_н$ - среднегодовая доля нефти в добываемой жидкости;

q_0 - годовая добыча нефти за первый год рассматриваемого периода;

t - время, годы.

Интегральные характеристики вытеснения видов (2), (3), (6) и дифференциальные характеристики вытеснения видов (10), (11) и (12) являются наиболее простыми и удобными при "ручной" обработке данных для определения эффективности гидродинамического воздействия. Остальные виды характеристик вытеснения при "ручной" обработке фактических данных для количественной оценки эффекта от ГПИН требуют гораздо больших объемов вычислений или использования методов подбора различных величин и коэффициентов.

В этих случаях рекомендуется "машинная" обработка исходных данных с использованием ЭВМ. В частности, институтом "Гипровостокнефть" выполнена работа, содержащая программы для выбора наилучшего вида характеристики вытеснения из девяти (1-9) [2].

Дифференциальные характеристики вытеснения вида (II) и (I2) для построения базового варианта и определения эффективности гидродинамического воздействия рекомендуется применять в период безводной добычи нефти. Коэффициенты α и β для этих характеристик вытеснения целесообразно определять с учетом сложившегося коэффициента падения дебитов нефти по рассматриваемому объекту до начала гидродинамического воздействия. В некоторых случаях коэффициент α для характеристики вытеснения вида (II) определяется как отношение средней начальной годовой добычи нефти одной скважины к извлекаемым запасам нефти на одну скважину.

В Приложении I приведены примеры обработки промысловых данных, выбор наилучшего вида характеристик вытеснения и определения эффекта от внедрения мероприятий.

4.3. Физически содержательная математическая модель процесса разработки пласта представляет собой систему дифференциальных уравнений, отражающих фундаментальные законы сохранения массы, импульса, энергии, которые с наибольшей полнотой на сегодня описывают изучаемый процесс. Система уравнений дополняется начальными и граничными условиями, включающими управляющие воздействия на скважинах.

Особо следует отметить, что система уравнений с дополнительными условиями описывает фильтрационный процесс в области, которая, в свою очередь, является моделью реального геологического объекта, отличающегося, как правило, сложным строением. Эту модель часто называют геолого-математической моделью объекта разработки. Построение геолого-математической модели объекта разработки - самостоятельная проблема, решению которой в настоящее время уделяется все большее внимание.

Решение системы уравнений, описывающих фильтрационный про-

цесс, осуществляется с помощью численных алгоритмов (конечно-разностные и конечно-элементные методы) на быстродействующих ЭВМ.

Основные требования, предъявляемые к современной физически содержательной математической модели процесса разработки, таковы:

- модель должна быть проблемно-ориентированной, т.е. должна учитывать все основные технологические факторы реализуемого процесса разработки (динамику фонда скважин, широкий спектр управляющих воздействий на скважинах, коэффициенты эксплуатации, продуктивности скважин и т.п.);

- информационное обеспечение модели должно осуществляться в автоматизированном режиме;

- время расчетов на серийных ЕС ЭВМ должно быть практически приемлемым при проведении массовых расчетов;

- модель должна быть адаптирующейся по данным истории разработки.

В настоящее время отраслевые институты располагают моделями двух- и трехфазной двумерной фильтрации, удовлетворяющих большинству перечисленных требований. Описание моделей дано в [1], необходимая документация и программное обеспечение имеется в фонде программ ВНИИ и отраслевых институтов, где были созданы соответствующие модели.

Следует подчеркнуть, что современные численные модели фильтрации в совокупности учитывают неоднородность пластов по толщине и простиранию, порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию, неодномерность и многофазность фильтрационных потоков, капиллярные и гравитационные силы, нелинейность законов фильтрации и др., - т.е. все существен-

ные геолого-физические и технологические факторы процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Поэтому модели хорошо адаптируются по данным истории разработки. С помощью моделей фильтрации, в принципе, можно давать надежные прогнозы технологических показателей разработки с гидродинамическими воздействиями любого вида, а также надежно оценивать эффективность проведенных мероприятий.

Ниже поясняется процедура использования двумерной численной модели фильтрации для расчета эффективности комплекса ГИПН.

Допустим, что нам известна динамика годового отбора нефти (факт.) из пласта или его участка, где, начиная с момента времени $t = T \geq 0$ начал применяться тот или иной метод повышения нефтеотдачи (рис. I). Требуется определить эффективность метода в интервале времени $T < t < T^I$. Решение задачи осуществляется следующим образом:

I. Строится двумерная геолого-математическая модель объекта разработки, например, зонально-неоднородная с переменной толщиной. Считается, что начальные поля нефте-, водо- и газонасыщенности известны.

2. Область фильтрации покрывается разностной сеткой (либо множеством конечных элементов). Узлы сетки оцифровываются начальными значениями насыщенностей, давления, а также значениями геолого-физических параметров (пористость, проницаемость, толщина). Скважины сносятся в ближайшие узлы разностной сетки.

3. На скважинах задаются удельные коэффициенты продуктивности (приемистости) и коэффициенты эксплуатации.

4. В качестве управляющих воздействий на скважинах задается среднесуточный дебит всех флюидов (дебит смеси), определяемый по фактическим данным. На нагнетательных скважинах можно зада-

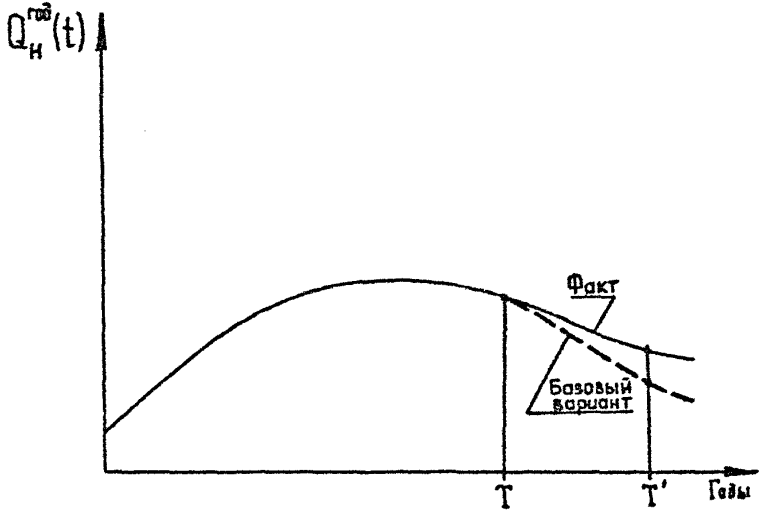

Рис. 1

вать забойное давление.

5. Производится серия прогонов математической модели на интервале времени $[0, T_1]$ до тех пор, пока не будет достигнуто удовлетворительное согласование расчетных и фактических кривых годового отбора нефти и воды, а в случае нефтегазовой залежи и газа. Это согласование может быть достигнуто за счет соответствующего подбора (идентификации) геолого-физических параметров и функций относительных фазовых проницаемостей модели. Данный этап расчетов называется адаптацией модели по истории разработки [1].

6. Адаптированная модель используется для прогноза базового варианта в интервале времени $T < t < T^I$. В качестве управляющих воздействий на скважинах, охваченных мероприятиями, на прогноз задаются воздействия, сложившиеся к моменту времени $t = T$, т.е. до применения оцениваемого метода. Эти управляющие воздействия сохраняются в интервале времени $T < t < T^I$. На остальных скважинах задаются фактические режимы. Другими словами, осуществляется прогноз процесса разработки без применения рассматриваемого метода повышения нефтеотдачи.

Адаптированная по истории разработки модель может быть использована и для прогноза технологической эффективности применяемого метода. Для этого на период прогноза надо задать на скважинах управляющие воздействия, присущие применяемому методу, например, повышенные давления нагнетания, уменьшенные отборы жидкости высокообводненных скважин и т.п.

7. Вычитанием базовой прогнозной годовой добычи нефти из фактической производится оценка технологической эффективности метода по годам в интервале времени $T < t < T^I$ (рис. I).

Следует отметить, что описанная процедура расчетов может

оказаться весьма трудоемкой, если отсутствуют соответствующие базы промысловых данных и геолого-физических параметров на машинных носителях, а также средства автоматизированной обработки данных.

Кроме того, значительная часть машинного времени расходуется на адаптацию модели по данным истории разработки, которая пока еще производится вручную путем простого перебора вариантов расчетов при различных значениях идентифицируемых параметров.

Таким образом, эффективность математического моделирования в данном случае решающим образом зависит от уровня автоматизации процедур информационного обеспечения модели и адаптации модели по истории разработки.

При моделировании процесса разработки пластов, вскрытых большим числом скважин (несколько сотен и более), возникает специфическая проблема. Вычислительные возможности серийных отечественных ЭВМ пока еще недостаточны для того, чтобы моделировать такие многоскважинные системы целиком. В этом случае объект разработки условно разбивают на несколько изолированных участков, каждый из которых моделируется самостоятельно. Известны и другие приближенные методы декомпозиции многоскважинных систем.

В приложении 2 приведен пример оценки эффективности двухстороннего барьерного заводнения участка подгазовой зоны пласта A_{2-3} Самотлорского месторождения.

П Р И Л О Ж Е Н И Е I

Пример I. Месторождение 2.

Месторождение разрабатывается на естественном водонапорном режиме. С целью повышения эффективности его разработки и увеличения текущей нефтеотдачи проводилось перераспределение отборов жидкости по площади залежи, а затем временное выключение из эксплуатации наиболее обводненных скважин. В результате существенно снизился темп нарастания обводненности продукции по месторождению.

Количественная оценка эффективности мероприятий выполнена по характеристикам вытеснения вида (2), (3) и (6) (см.раздел 4.2).

Фактические показатели разработки месторождения и результаты расчета эффективности мероприятия представлены в таблице I. Гидродинамическое воздействие начато с пятого года эксплуатации.

Характеристика вытеснения вида (2).

$$Q_н = A + B\frac{1}{Q_ж} \qquad (2)$$

В столбце 3 таблицы I приведена фактическая накопленная добыча нефти на конец каждого из семи лет рассматриваемого периода эксплуатации месторождения, а в столбце 4 - накопленный отбор жидкости на конец каждого года. В столбце 5 приведены вычисленные значения величины $\frac{1}{Q_ж}$.

По этим данным строится график в координатах накопленная добыча нефти ($Q_н$) - обратная величина накопленного отбора жидкости ($\frac{1}{Q_ж}$) (рис. 2).

Точки I,2,3 и 4 на этом графике(соответствуют начальным годам рассматриваемого периода) располагаются на прямой с некоторым разбросом, которая проводится визуально наилучшим образом. Целесообразно провести прямую таким образом, чтобы последняя точка (в нашем случае точка 4) истории разработки располагалась на прямой, поскольку, она является точкой отсчета. Обработка

Результаты расчета добычи нефти за счет ГИПН
(месторождение 2 и месторождение 3)

Таблица I

Годы	Добыча нефти, тыс.т, факт.		Отбор жидкости, тыс.т, факт.	Характеристика вытесн., вид (2)				Характеристика вытесн., вид (3)			
	за год	накопл.		$\frac{I}{\sqrt{Q_ж}} \cdot 10^5$	Накопл. добыча нефти, тыс.т, базовая	Добыча нефти за счет метода, тыс.т		$\frac{I}{\sqrt{Q_ж}} \cdot 10^3$	Накопл. добыча нефти, тыс.т, базовая	Добыча нефти за счет метода, тыс.т	
						накопл.	за год			накопл.	за год
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	II	I2
				Месторождение 2							
I	22I	I649	I753	57,0				23,9			
2	I8I	I830	I963	50,8				23,0			
3	I85	20I5	2I88	46,0				2I,4			
4	I64	2I79	2479	40,3				20,I			
5	I03	2282	26I8	38,2	2247	35	35	I9,5	2253	29	29
6	80	2362	2753	36,2	2307	55	20	I9,0	23I5	47	I8
7	66	2428	2866	34,8	2354	74	I9	I8,7	236I	67	20
				Месторождение 3							
I	76	I490	5I7I	I9,3				I3,9			
2	72	I562	5809	I7,2				I3,I			
3	73	I635	6472	I5,5				I2,4			
4	7I	I706	72I2	I3,9				II,8			
5	68	I774	8004	I2,5				II,2			
6	64	I838	8748	II,4	I8I9	I9	I9	I0,6	I827	II	II
7	62	I900	9497	I0,5	I856	44	25	I0,3	I872	28	I7
8	54	I954	I0II2	9,9	I883	7I	27	9,9	I906	48	20

продолжение таблицы I

Годы	Характеристика вытеснения, вид (6)				Рекомендуемая накопленная добыча нефти по базовому варианту, тыс.т	Дополнительная добыча нефти за счет ГМПН, тыс.т	
	$\frac{Q}{Q_н}$	Накопленная добыча нефти, тыс.т, базовая	Добыча нефти за счет метода, тыс.т: накопленная	Добыча нефти за счет метода, тыс.т: за год		накопленная	годовая
	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9
			Месторождение 2				
I	4,644						
2	4,890						
3	5,I53						
4	5,248						
5	5,464	2259	23	23	2250	32	32
6	5,673	2333	29	6	23II	5I	I9
7	5,823	2394	34	5	2358	70	I9
			Месторождение 3				
I	8,55						
2	8,67						
3	8,78						
4	8,88						
5	8,99						
6	9,08	I828	I0	I0	I828	I0	I0
7	9,I6	I879	2I	II	I875	24	I4
8	9,22	I9I8	36	I5	I9I2	42	I8

Характеристика вытеснения вид (2)

$$Q_н = A + B\frac{1}{Q_ж}$$

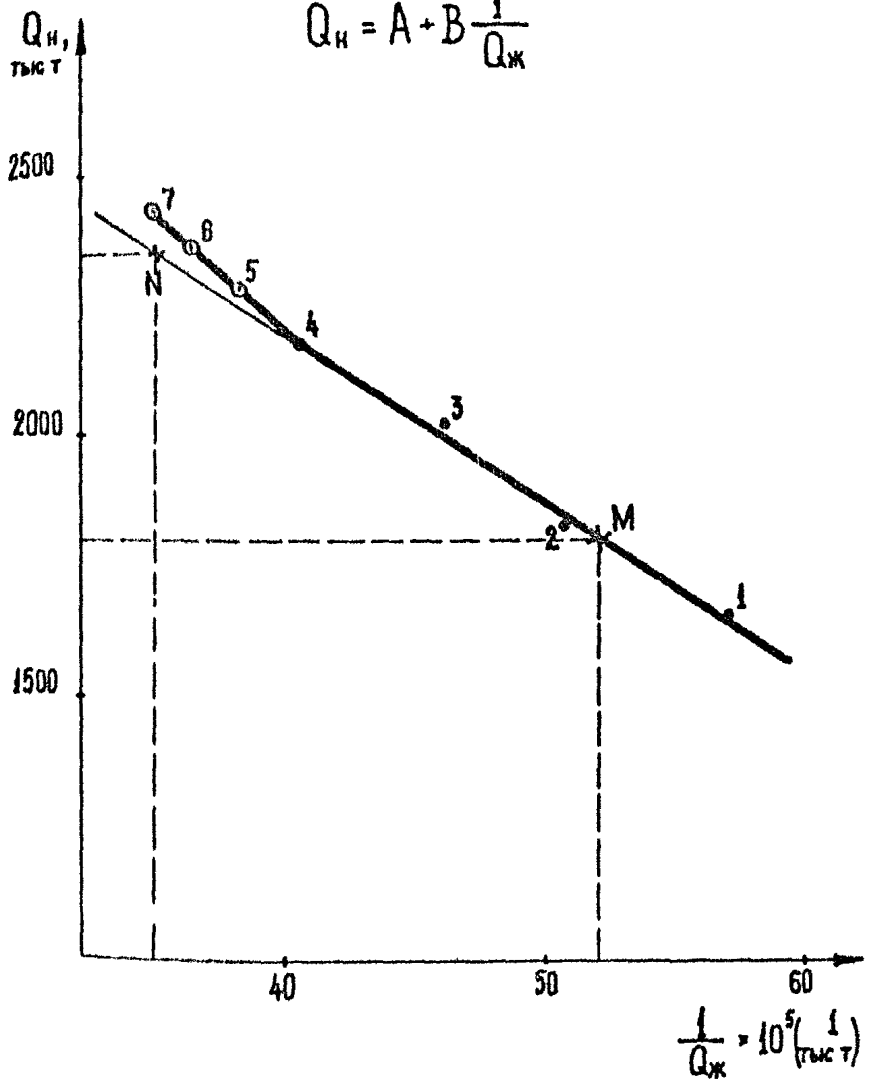

Рис. 2

фактических данных истории разработки (первые 4 года) может быть проведена также методом наименьших квадратов.

Проведенная прямая экстраполируется на прогнозный период и таким образом формируются показатели базового варианта. Отклонение фактических точек прогнозного периода (точки 5,6 и 7; рис. 2) от прямой линии используется для количественного определения эффекта ГИПН.

Для определения коэффициентов A и B уравнения на прямой произвольно выбираются две точки (например, точки M и N) на значительном расстоянии друг от друга (для повышения точности определения коэффициентов A и B уравнения).

В точке M: $Q_н = 1800$; $\frac{I}{Q_ж} = 52 \cdot 10^{-5} = 0{,}00052$

В точке N : $Q_н = 2350$; $\frac{I}{Q_ж} = 35 \cdot 10^{-5} = 0{,}00035$

Для этих точек выписываются два уравнения вида (2)

$$2350 = A + B \cdot 0{,}00035$$

$$1800 = A + B \cdot 0{,}00052$$

Из первого уравнения: A=2350-B·0,00035 и это выражение подставляем во второе уравнение 1800=2350-B·0,00035+B·0,00052

откуда $B = \frac{1800-2350}{0{,}00052-0{,}00035} = -3235000$

Подставляя значение коэффициента B в первое уравнение, получим:

$$A = 2350-3235000 \cdot 0{,}00035 = 3482$$

Таким образом, уравнение прямой базового варианта будет иметь вид

$$Q_н = 3482 - 3235000 \cdot \frac{I}{Q_ж}$$

Используя данные о величине накопленных отборов жидкости на конец каждого года прогнозного периода (столбец 4 таблицы I), т.е. фактический отбор жидкости, по полученному уравнению опреде-

ляется накопленная добыча нефти на конец каждого года прогнозного периода по базовому варианту, которая приведена в столбце 6 таблицы I. Разница между фактической накопленной добычей нефти и накопленной добычей нефти по базовому варианту представляет собой добычу нефти за счет гидродинамического воздействия на конец каждого года его реализации. В столбце 7 таблицы I приведена годовая добыча нефти за счет ГМПН.

Таким образом, при обработке по характеристике вида (2) добыча нефти за счет ГМПН к концу седьмого года составляет 74 тыс.т, а за пятый, шестой и седьмой год рассматриваемого периода - 35, 20 и I9 тыс.т. соответственно.

Характеристика вытеснения вида (3)

$$Q_н = A + B\frac{1}{\sqrt{Q_ж}} \qquad (3)$$

Для определения добычи нефти за счет ГМПН используются данные таблицы I (столбцы 3, 4, 9 и I0). Вычисляются значения $\frac{1}{\sqrt{Q_ж}}$ на конец каждого из семи лет рассматриваемого периода эксплуатации. По данным столбцов 3 и 9 строится график в координатах $Q_н - \frac{1}{\sqrt{Q_ж}}$ (рис. 3).

Через точки истории разработки до реализации гидродинамического воздействия (точки I, 2, 3 и 4) наилучшим образом проводится прямая линия, которая экстраполируется на последующий период. При этом может быть использован метод наименьших квадратов. Проведенная таким образом прямая является базовой для определения эффективности гидродинамического воздействия.

По двум произвольно выбранным точкам (например M и N, рис. 3) на базовой прямой определяются коэффициенты A и B характеристики вытеснения

В точке M: $Q_н = I450$; $\frac{1}{\sqrt{Q_ж}} = 25{,}75 \cdot I0^{-3} = 0{,}02575$

В точке N: $Q_н = 2450$; $\frac{1}{\sqrt{Q_ж}} = I8 \cdot I0^{-3} = 0{,}0I8$

Характеристика вытеснения вид (3)

$$Q_н = A + B\frac{1}{\sqrt{Q_ж}}$$

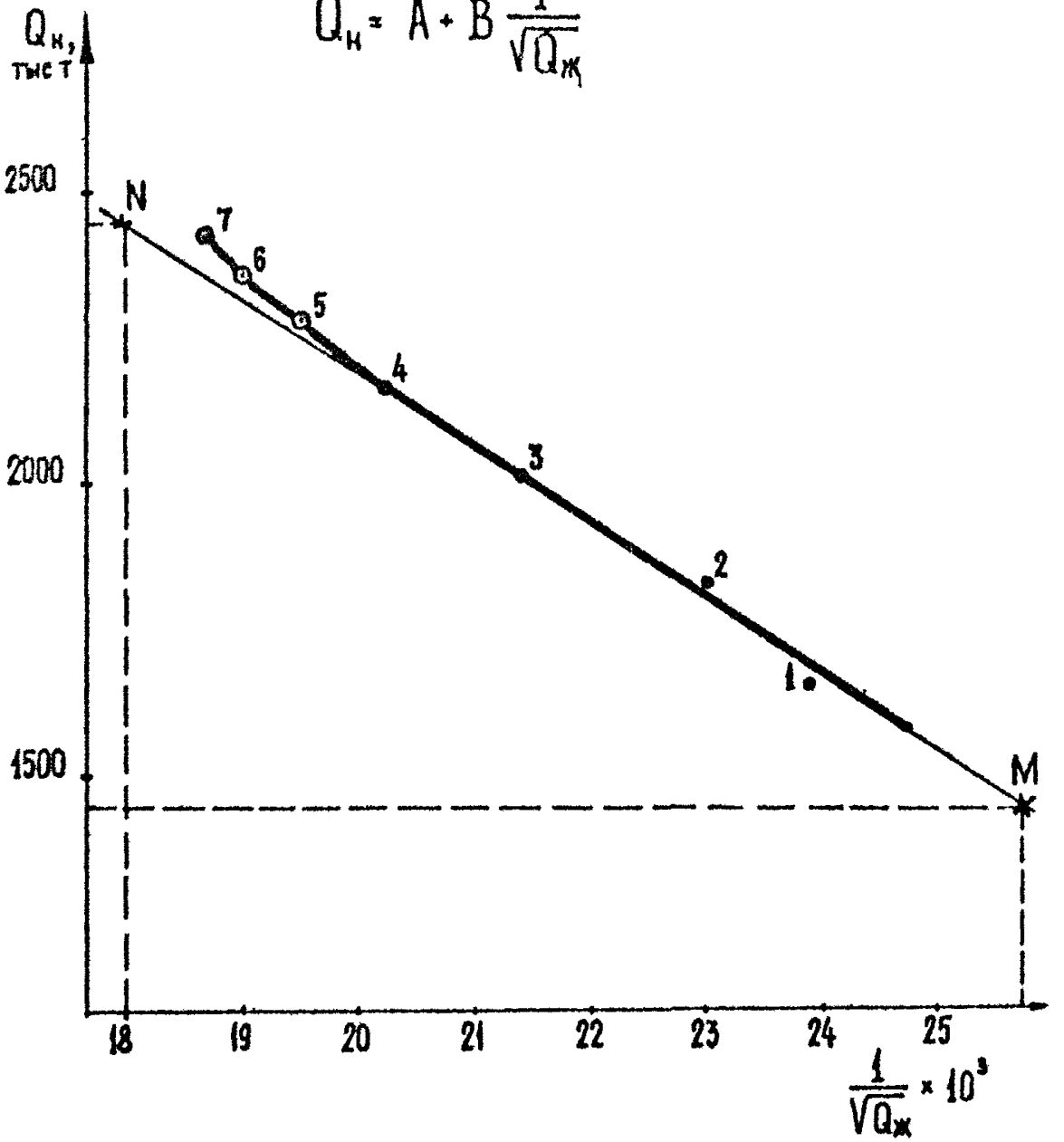

Рис. 3

Для этих точек выписываем два уравнения вида (3)

$$1450=A+B\cdot 0{,}02575$$

$$2450=A+B\cdot 0{,}018$$

Из второго уравнения: $A=2450 - B\cdot 0{,}018$.

Подставляем это выражение в первое уравнение

$$1450=2450 - B\cdot 0{,}018 + B\cdot 0{,}02575 - B\cdot 0{,}00775=1000,$$

откуда $$B= -\frac{1000}{0{,}00775} = -129000$$

Подставляя значение коэффициента B во второе уравнение, получим:

$2450 = A - 129000\cdot 0{,}018$, откуда $A=4773$

Уравнение характеристики вытеснения имеет вид:

$$Q_н = 4773 - 129000\cdot\frac{1}{\sqrt{Q_ж}}$$

Задаваясь фактическими накопленными отборами жидкости в период гидродинамического воздействия - пятый, шестой и седьмой годы рассматриваемого периода разработки -определяем накопленную добычу нефти на конец каждого года по базовому варианту, величины которой приведены в таблице 1, столбце 10.

Разница между фактической накопленной добычей нефти и по базовому варианту представляет собой эффект за счет гидродинамического воздействия и составляет к концу седьмого года рассматриваемого периода эксплуатации 67 тыс.т нефти, а за первый, второй и третий годы реализации мероприятия 29, 18 и 20 тыс.т соответственно (столбец 12 таблицы 1).

Характеристика вытеснения вида (6)

$$Q_н = A + B\ \ell n\, Q_ж \qquad (6)$$

Фактические показатели разработки и данные для определения добычи нефти за счет гидродинамического воздействия по этому методу приведены в таблице 1.(столбцы 2,3,4,13,14,15 и 16), а фактические точки зависимости $Q_н - \ell n\, Q_ж$ нанесены на график рис.4.

Характеристика вытеснения вид (6)

$Q_н = A + B \ln Q_ж$

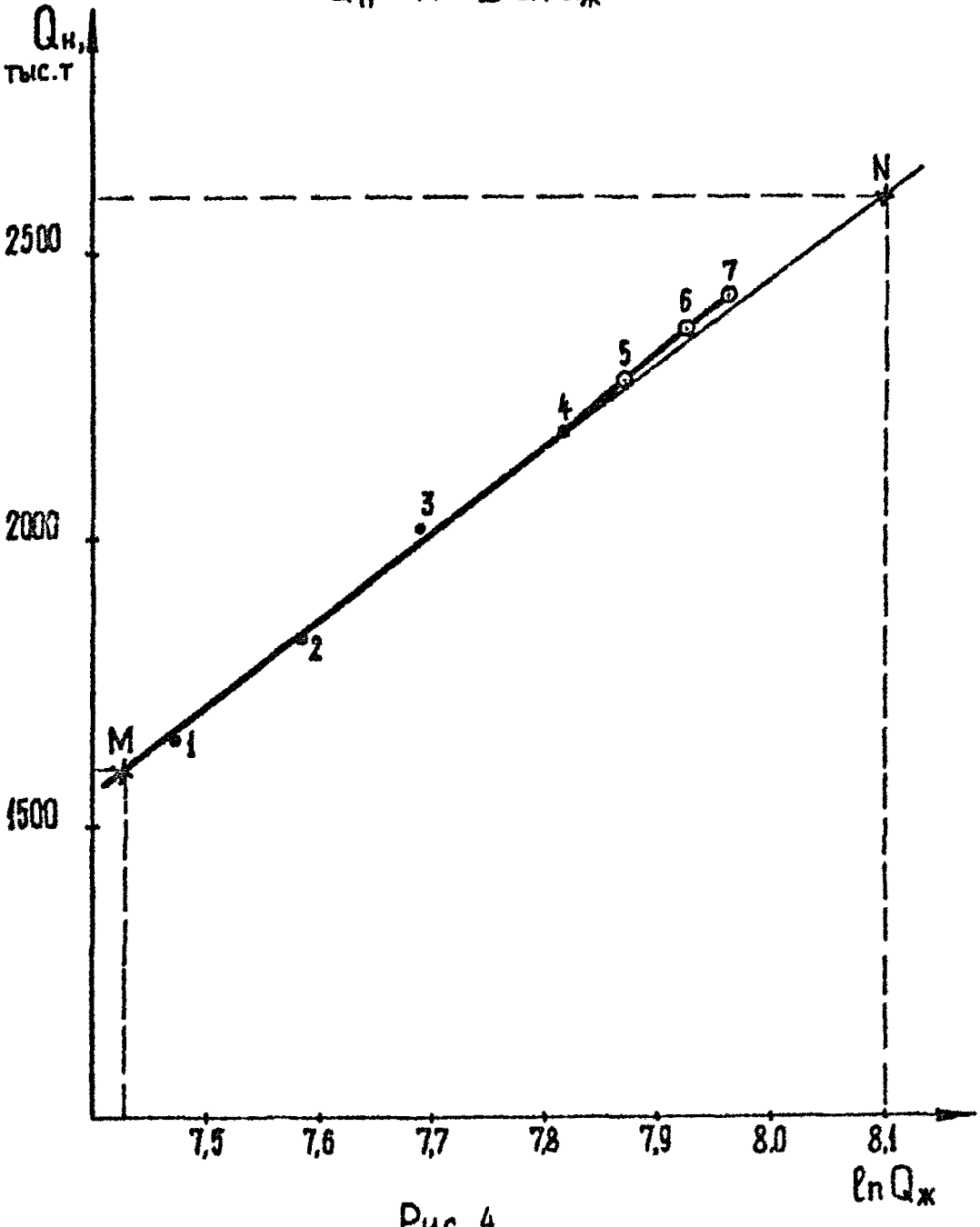

Рис. 4

По первым четырем точкам истории до начала реализации гидродинамического воздействия проводится прямая линия, представляющая собой базовый вариант разработки.

Для двух точек M и N (рис. 4) этой прямой выписываются значения $Q_н$ и $\ell n\, Q_ж$.

В точке M : $Q_н$=I600; $\ell n\, Q_ж$=7,425

В точке N : $Q_н$=2600; $\ell n\, Q_ж$=8,I00

Подставляем эти значения в уравнение характеристики вытеснения и получим: I600=A + B·7,425

2600=A + B·8,I

Из второго выражения A = 2600 - B·8,I, которое подставляем в первое

I600 = 2600 - B·8,I + B·7,425, откуда

I000 = 0,675·B, или B=I482

Из второго выражения получим:

A = 2600 - I482·8,I; или A = -9400

Уравнение характеристики вытеснения будет иметь вид:

$$Q_н = -9400 + I482\, \ell n Q_ж$$

Подставляя последовательно значения $\ell n\, Q_ж$ (столбец I3 таблицы I), получим накопленную добычу нефти на конец пятого, шестого и седьмого года эксплуатации по базовому варианту. Добыча нефти за счет ГИПН определяется как разность накопленной добычи нефти фактической и по базовому варианту. Накопленная и годовая добыча нефти за счет гидродинамического воздействия приведена в столбцах I5 и I6 таблицы I.

Таким образом, при обработке одних и тех же фактических данных по месторождению 2 с применением трех различных видов характеристик вытеснения получились, как и следовало ожидать, различные показатели трех базовых вариантов и, следовательно,

разная эффективность внедренных методов повышения нефтеотдачи.

Процедура окончательного определения эффекта от применения ГМПН, как показывает накопленный опыт использования метода характеристик вытеснения, в таком случае выглядит следующим образом. Из трех видов обработки фактических данных наиболее близкие данные эффекта получены по характеристикам видов (2) и (3), тогда как по виду (6) эфф :т значительно отличается от них. Окончательно показатели базового варианта определяются как среднее значение показателей по (2) и (3) видам характеристик, а значения для характеристики вида (6) не учитываются.

Тогда накопленная добыча нефти за 5 лет составит:

$$\frac{2247 + 2253}{2} = 2250 \text{ тыс.т;}$$

за 6 лет:

$$\frac{2307 + 2315}{2} = 2311 \text{ тыс.т;}$$

за 7 лет:

$$\frac{2354 + 2361}{2} = 2358 \text{ тыс.т}$$

Накопленный эффект за первый год составит:

$$2282 - 2250 = 32 \text{ тыс.т}$$

За два года:

$$2362 - 2311 = 51 \text{ тыс.т}$$

За три года:

$$2428 - 2358 = 70 \text{ тыс.т}$$

Годовой эффект соответственно составит за первый год внедрения 32 тыс.т, за второй год - 51-32=19 тыс.т, за третий год - 70-51=19 тыс.т

Результаты расчетов приведены в табл. 1, столбцы 17,18,19.

Пример 2. Месторождение 3.

В процессе разработки месторождения выявилось слабое дренирование запасов нефти зон с ухудшенными фильтрационными свойствами. В этих зонах была начата организация очагового заводнения. Под нагнетание воды было переведено три добывающие скважины, а в начале восьмого года рассматриваемого периода еще одна. Своевременная организация очагового заводнения позволила вовлечь в активную разработку слабовыработанные запасы нефти менее продуктивных зон месторождения.

Оценка эффективности этого гидродинамического воздействия на залежь нефти проведена по характеристикам вытеснения вида (2), (3) и (6) (см. раздел 4.2).

Определение коэффициентов A и B для каждого вида характеристик вытеснения по базовому варианту проводится аналогично изложенному выше для месторождения 2. В табл. 2 приведены исходные данные и полученные коэффициенты характеристик вытеснения для месторождения 3.

Таблица 2

Годы (точки)	Накопленная добыча нефти	$\frac{1}{Q_ж}$	$10^2 \frac{1}{\sqrt{Q_ж}}$	10^3	$\ell_c Q_ж$	Коэффициенты A и B для характеристик вытеснения вида (2)	(3)	(6)
1	2	3	4		5	6	7	8
I	I490	I9,8	I3,9		8,55	A=2296	A=2952	A= -4029
5	I774	I2,5	II,2		8,99	B= -4I76000	B=I05200	B=645

Тогда уравнения прямой будут следующие:

- для характеристики вытеснения вида (2)

$$Q_н = 2296 - \frac{4I76000}{Q_ж}$$

- вида (3)

$$Q_н = 2952 - \frac{I05200}{\sqrt{Q_ж}}$$

- вида (6)

$Q_н = -4029 + 645\,\ell n\, Q_ж$, которые приведены на рис. 5, 6 и 7.

Результаты расчетов по добыче нефти за счет ГИПН для месторождения 9 приведены в табл. I в столбцах 6 и 7 - для характеристик вытеснения вида (.), в столбцах II, I2 - для характеристики вытеснения вида (8), в столбцах I5,I6 - для характеристики вытеснения вида (6).

Как следует из табл. I, наиболее близкие результаты по дополнительной добыче нефти за счет ГИПН получены по характеристикам вытеснения вида (8) и (6). Тогда показатели базового варианта и эффект от применения ГИПН определяются как среднее по (8) и (6) видам характеристик вытеснения, а значения для характеристики вида (2) не учитываются.

Результаты расчетов для месторождения 8 приведены в табл.I, столбцы I7,I8.I9.

Характеристика вытеснения вид (2)

$$Q_н = A + \frac{B}{Q_ж}$$

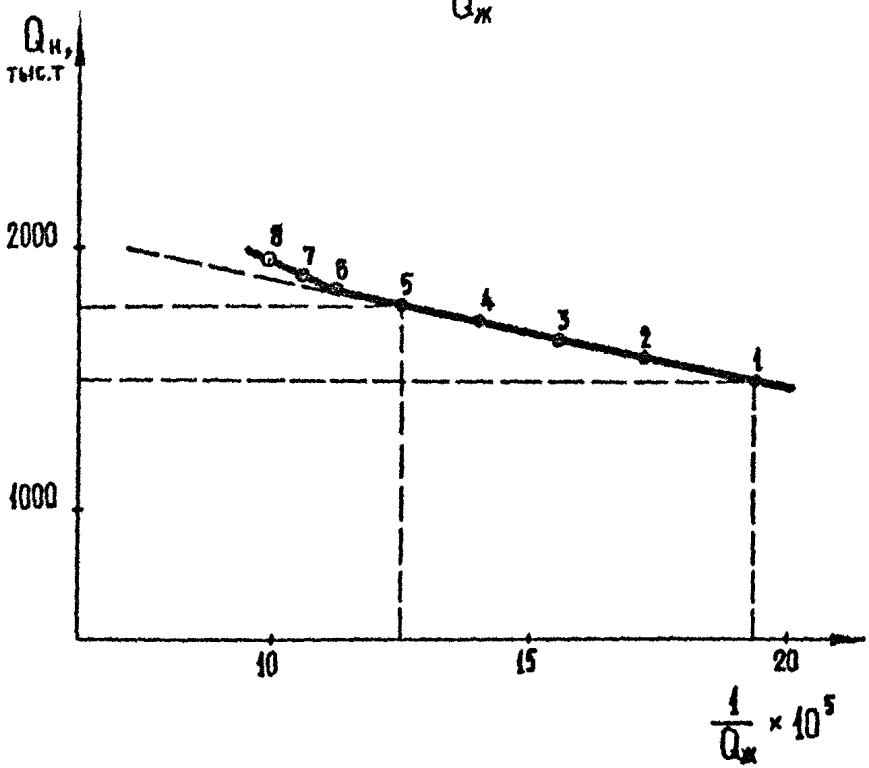

Рис. 5

Характеристика вытеснения вид (3)

$$Q_н = A + \frac{B}{\sqrt{Q_ж}}$$

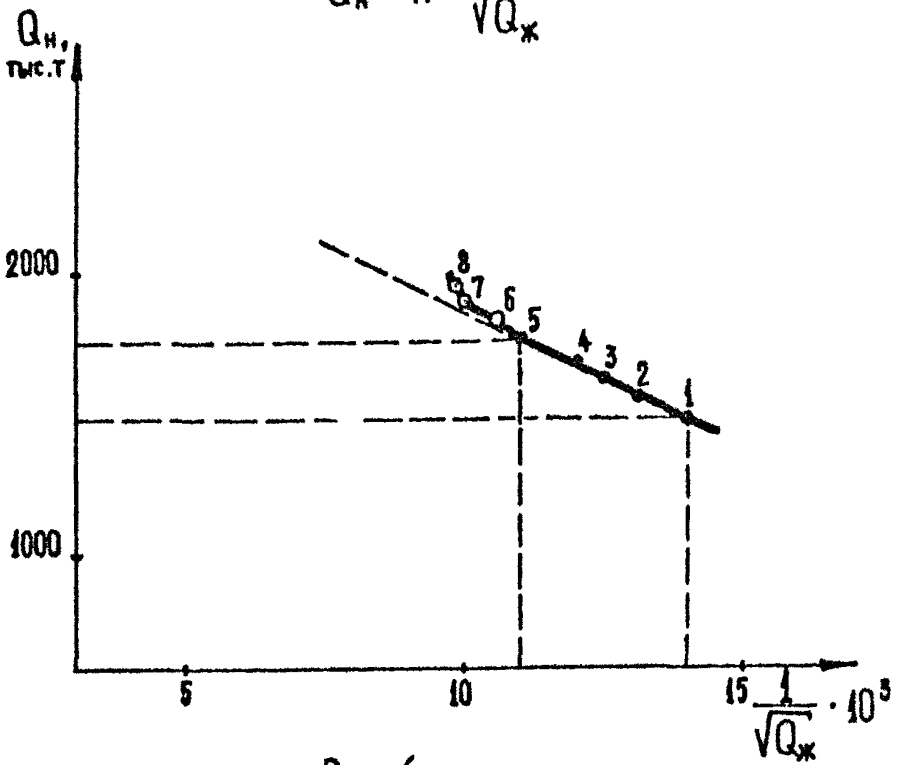

Рис. 6

Характеристика вытеснения вид (6)

$$Q_н = A + B \ln Q_ж$$

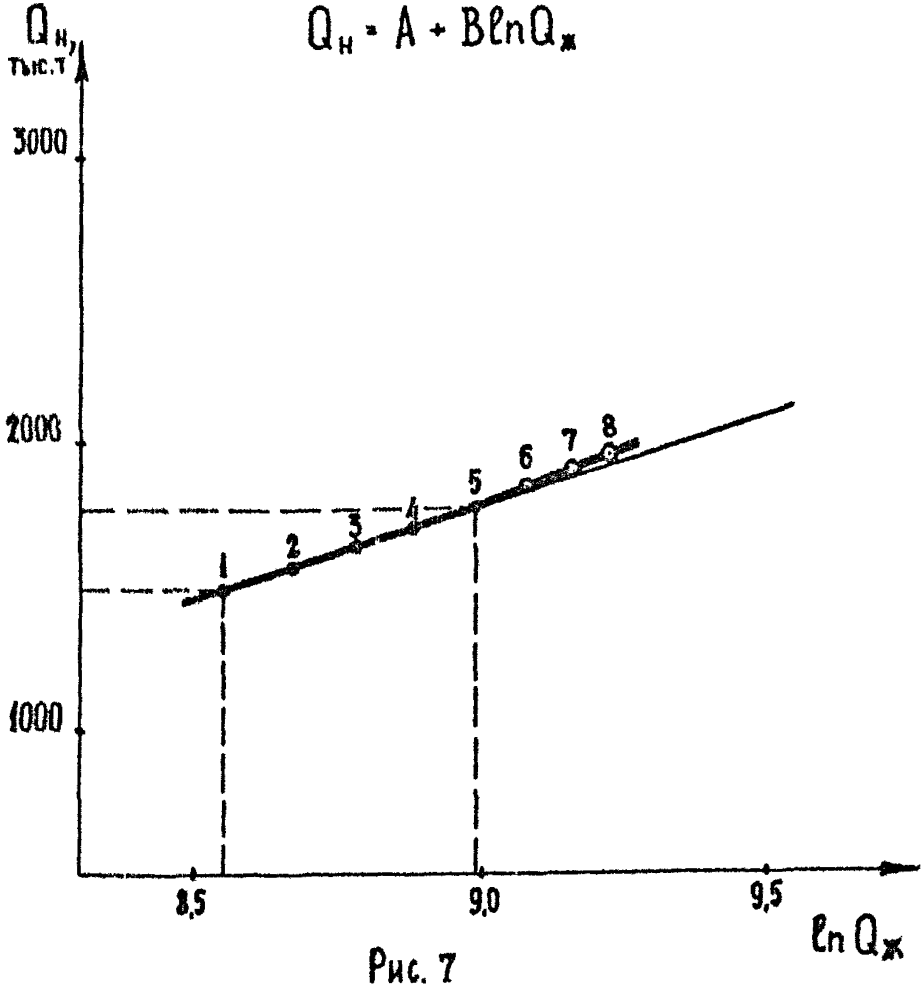

Рис. 7

Пример 3. Месторождение I.

На участке месторождения, ограниченном рядами нагнетательных скважин, по результатам геолого-промыслового анализа выявлены локальные зоны в объеме объекта разработки, содержащие слабодренируемые запасы. Эти запасы сосредоточены в прослоях с низкими фильтрационными свойствами, залегающих, в основном, в верхней части разреза. Нижняя часть разреза при существующей системе разработки охвачена воздействием, и запасы нефти вырабатываются удовлетворительно.

С целью вовлечения в активную разработку запасов нефти малопродуктивных зон было проведено укрупнение объекта разработки путем организации элементов площадной системы из числа скважин, возвращенных с других объектов и при уменьшенных расстояниях между скважинами. Количественная оценка эффективности проведена с момента начала реализации гидродинамического воздействия (шестой год рассматриваемого периода).

В связи с тем, что применяемые методы гидродинамического воздействия относятся ко второй группе методов (см. раздел 2.3) и за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых запасов произошло значительное замедление темпа обводненности продукции, для определения показателей базового варианта выбрана дифференциальная характеристика вида (IO) (см. раздел 4.2).

Обработка фактических данных показала, что зависимость содержания нефти от накопленного отбора жидкости в логарифмических координатах может быть аппроксимирована прямой:

$$\lg П_н = A_1 + A_2 \lg Q_ж \qquad (10)$$

где: $n_н$ - среднегодовой процент нефти в отборе жидкости;
$Q_ж$ - накопленный отбор жидкости (в тоннах).

В данном примере используется автоматизированная обработка банка промысловых данных. Программа по заданному списку скважин выбирает из банка промысловой информации данные о добыче нефти и жидкости. Затем полученная информация используется для построения в автоматизированном режиме зависимости (10).

В приводимом примере $A_1 = 5{,}798$
$A_2 = -0{,}98$

$$\lg n_н = 5{,}798 - 0{,}98 \lg Q_ж$$

После вычисления коэффициентов A_1 и A_2 проводится экстраполяция полученной зависимости $n_н(Q_ж)$, т.е. продление прямой (I) на период прогноза. Это позволяет дать краткосрочный прогноз технологических показателей разработки рассматриваемого объекта по базовому варианту.

Результаты расчета приведены в таблице I и на графике (рис. 8).

В примере эффект составляет 225 тыс.тонн за 2 года.

Таблица 2

Год	$Q_ж$ накопл. (тыс.т)	Q нефти за год (тыс.т)		Доля нефти в потоке (%)		ΔQ нефти за год (тыс.т)
		факт	баз.вар.	факт	баз.вар.	
I	I3300	I500	I500	76	76	-
2	I5400	I360	I360	66	66	-
3	I7600	970	970	43	43	-
4	I9900	880	880	39	39	-
5	22300	840	840	35	35	-
6	24800	860	760	34	30	I00
7	27300	800	675	32	27	I25

Характеристика вытеснения вид (10)

$$\lg n_и = A + B \lg Q_ж$$

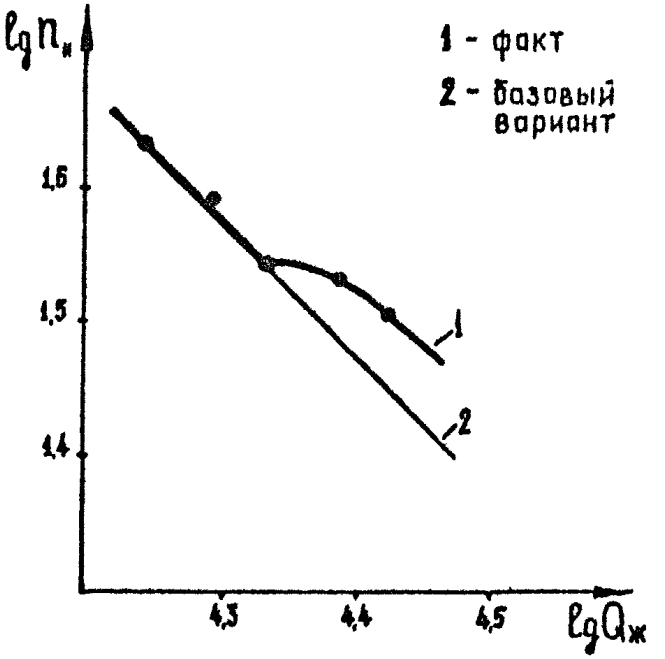

Рис. 8

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Пример.

Для оценки эффективности двухстороннего барьерного заводнения на нефтегазовой залежи горизонта $АВ_{2-3}$ Самотлорского месторождения была использована созданная во ВНИИ двухмерная математическая модель нефтегазовой залежи. Модель ориентирована на возможно более полный учет факторов геолого-промыслового характера, в частности: неоднородности пласта и характера распространения коллекторов различного типа по площади, динамики обводнения и загазования индивидуальной скважины, перевода добывающих скважин под нагнетание и т.д.

Адаптация модели участка производилась по промысловым данным истории разработки (1969-1983 гг.), а прогноз проведен на 1984 год.

В результате воспроизведения дебитов нефти, воды и газа большинства добывающих скважин были подобраны относительные фазовые проницаемости для нефти, воды и газа зон в пределах участков, отличающихся типом коллектора и характером нефте-, водо- и газонасыщенности. Кроме того, для некоторых скважин были подобраны индивидуальные относительные фазовые проницаемости, что обеспечило приемлемое согласование расчетных и фактических данных.

При воспроизведении истории разработки на нагнетательных скважинах задавалось забойное давление, на добывающих скважинах - суммарные дебиты нефти, воды и газа, взятые из базы данных Самотлорского месторождения.

Участок в плане схематизировался прямоугольником, три стороны которого считались непроницаемыми (отсутствуют пере-

токи через границу), а на четвертой было задано постоянное давление, равное первоначальному давлению в газовой шапке. Последнее условие соответствует фактическому положению - давление в газовой шапке (т.е. в чисто газовой области) в течение истории разработки практически не менялось.

Прогноз технологических показателей производился при заданных перепадах давления на добывающих скважинах, сложившихся на конец истории разработки, и заданных давлениях на нагнетательных скважинах.

Гидродинамические расчеты по определению технологических показателей разработки центральной части горизонта $АВ_{2-3}$ выполнены для двух вариантов:

- фактически реализуемое двухстороннее барьерное заводнение;

- базовый вариант, соответствующий обычному барьерному заводнению с одним внутренним рядом нагнетательных скважин, расположенных вблизи внутреннего ГНК.

Базовый вариант отличался от реализуемого тем, что скважины внешнего барьерного ряда не переводились под нагнетание, т.е. оставались добывающими.

Все геолого-физические характеристики пласта и общее количество скважин в обоих вариантах одинаковы.

Участок в расчетах схематизировался прямоугольником с размерами 8,4 х 5,6 км. Эффективные нефте- и газонасыщенные толщины разностных ячеек определялись по соответствующим картам горизонта $АВ_{2-3}$. В связи с наличием разных типов коллекторов (монолиты, тонкое чередование песчаников) в пределах участка было выделено 5 зон с различными геолого-физическими параметрами.

Перед тем как приступить к прогнозу технологических показателей р е а л и з у е м о г о в а р и а н т а, математическую модель "настраивали" по данным истории разработки за период 1974-1983 гг. Отметим, что двухстороннее барьерное заводнение на этом участке внедряется с 1981 г.

Исходя из опыта моделирования разработки участков подгазовой зоны, были использованы кривые фазовых проницаемостей нефти, воды и газа для 5 выделенных зон.

Кроме того, для целого ряда скважин были подобраны индивидуальные относительные фазовые проницаемости.

Первоначально принятые в расчетах значения коэффициентов продуктивности - средние для той или иной зоны и типа коллектора - - не всегда отражали реальные особенности работы каждой скважины, особенно наиболее продуктивных. Поэтому в некоторых скважинах были увеличены коэффициенты продуктивности.

В 20 скважинах, из них в 12 на протяжении двух и более лет, были изменены дебиты смеси, в большинстве случаев в сторону уменьшения. Необходимость уменьшения расчетных дебитов в процессе воспроизведения истории разработки вызвана наличием в продукции скважин горизонта $АВ_{2-3}$ свободного газа, перешедшего через зоны слияния из горизонта $АВ_{1}$.

После ряда прогонов математической модели удалось с достаточной точностью воспроизвести характер работы каждой скважины и соответственно всего участка в целом.

После адаптации математической модели были выполнены расчеты прогнозных технологических показателей реализуемого варианта. Расчеты проводились при заданных для каждой добывающей скважины

перепадах давлений, зафиксированных на I.OI.I984 г. На нагнетательных скважинах задавалось забойное давление.

Расчет б а з о в о г о в а р и а н т а за период I976--I983 гг. проводился при заданных дебитах смеси, тех же, что и в реализуемом варианте. На скважинах внешнего барьера - добывающих в базовом варианте - задавались постоянные перепады давлений. С I984 г. прогноз показателей разработки базового варианта проводился в режиме постоянных перепадов давлений.

Сопоставление динамики технологических показателей разработки по вариантам показывает, что применение одностороннего барьерного заводнения (базовый вариант) привело бы к более низким темпам добычи нефти из участка, начиная уже с I982 г., увеличению газовых факторов и срока разработки, неблагоприятно отразилось бы на разработке чистонефтяной зоны, прилегающей к подгазовой (рис. 9).

Таким образом, за счет внедрения двухстороннего барьерного заводнения значительно улучшилось состояние разработки участка: значительно увеличились темпы отбора нефти уже на первом году внедрения метода, резко уменьшился газовый фактор, прекратилось загазование большинства добывающих скважин, поднялось пластовое давление как внутри участка, так и в прилегающей чистонефтяной зоне, что улучшило условия работы скважин. Из рис. I0 видно, что дополнительная добыча нефти в I982 г. была на 386 тыс.тонн, а в I983 г. - на 533 тыс.тонн больше, чем в базовом варианте.

Предполагаемая (прогнозная) добыча с участка в I984 г. составила 909 тыс.т, а по базовому варианту только 5II тыс.т (см. табл. 4). Следовательно, за счет внедрения двухстороннего барьерного заводнения в I984 г. получено 909-5II=398 тыс.т нефти. Коэффициент нефтеизвлечения составил на конец года 0,I48 вместо

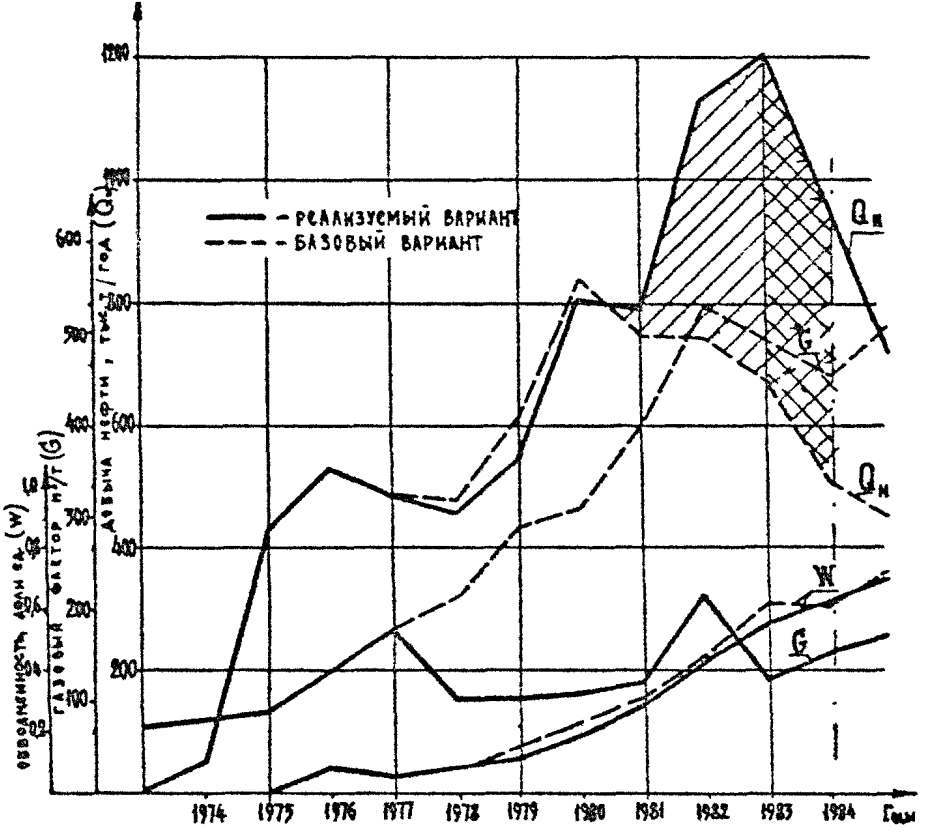
РЕАЛИЗУЕМЫЙ ВАРИАНТ
БАЗОВЫЙ ВАРИАНТ
ДОБЫЧА НЕФТИ, тыс.т/год (Q)
ГАЗОВЫЙ ФАКТОР м³/т (G)
ОБВОДНЕННОСТЬ, доли ед. (W)
$Q_н$
$Q_н$
W
G
1974
1975
1976
1977
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
Годы

Рис. .9

0,122 по базовому варианту, а накопленная добыча нефти 7,411 и 6,134 млн.т соответственно. Технологическая эффективность реализуемого варианта подтверждается не только более высокими темпами отбора нефти, но и существенно меньшим суммарным отбором природного газа: 290 млн.м^3 против 1225 млн.м^3 по базовому варианту (рис.9).

Сопоставление технологических показателей
по реализуемому и базовому вариантам
разработки на 1984 г.

Таблица 4

Показатели		Базовый вариант	Факт
I. Количество добывающих скважин		62	47
2. Количество нагнетательных скважин, всего		22	37
в т.ч.:	внутренний барьер	18	18
	внешний барьер	-	15
	скважины между барьерами	2	2
	скважины на границе участка	7	7
3. Объем закачки воды, тыс.м^3, всего		3956,8	4911,3
в т.ч.:	во внутренний барьер	2668,1	1601,0
	во внешний барьер	-	2044,2
	в скважины между барьерами	452,5	551,1
	в скважины на границе участка	835,7	715,0
4. Добыча нефти, тыс.т, всего		511,5	909,4
в т.ч. за счет применения способа		-	397,9
5. Отбор жидкости, тыс.т		1597,4	2697,2

Литература

I. Методическое руководство по расчету коэффициента извлечения нефти из недр. РД 39-0147035-214-86. Москва, 1986.

2. Программа "Выбор наилучшей эмпирической модели для прогнозирования технологических показателей разработки нефтяных месторождений". "Гипровостокнефть", Куйбышев, 1986.

О Г Л А В Л Е Н И Е

	отр.
I. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДИЧЕСКОГО РУКОВОДСТВА	4
2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (ГМПН)	6
3. ПРИНЦИПЫ И ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (ГМПН) ПЛАСТОВ .	9
4. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ БАЗОВОГО ВАРИАНТА.	13
ПРИЛОЖЕНИЕ I	24
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	44
ЛИТЕРАТУРА	51

Л-77321 Подп к печати 16 IV 1987 г. Ф П.Л. 3,25

Заказ 1184 Тираж 1500

Типография ХОЗУ Миннефтепрома

gost.e-ecolog.ru