

**МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР  
ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМИССИЯ ПО ЗАПАСАМ  
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПРИ СОВЕТЕ МИНИСТРОВ СССР**

**МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО  
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НАЧАЛЬНЫХ  
ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ЗАЛЕЖАХ,  
НАХОДЯЩИХСЯ В ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ  
(ПРИ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ)**

**РД 39-9-1069-84**

**Москва — 1988 г.**

"УТВЕРЖДАЮ"

"УТВЕРЖДАЮ"

"УТВЕРЖДАЮ"

"УТВЕРЖДАЮ"

Первый заместитель  
министра нефтяной  
промышленности

*В. И. Игровский*  
В. И. Игровский

Первый заместитель  
Генерального  
директора  
ВНИИ  
нефтегазовых  
запасов

*В. М. Тимоныч*  
В. М. Тимоныч

Заместитель  
министра  
Советского  
Союза

*С. П. Сидоров*  
С. П. Сидоров

Заместитель  
председателя  
ИКС СССР

*Н. Т. Забродоцкий*  
Н. Т. Забродоцкий

"10" 02 1984 г.

"27" 08 1983 г.

"09" 02 1984 г.

"21" 03 1984 г.

### МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО

по определению начальных извлекаемых запасов нефти  
в залежах, находящихся в поздней стадии разработки  
(при водонапорном режиме)

РД 39-9-1069-84

#### НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом

Директор ВНИИ

*Г. Г. Вахитов*  
27.8.84

Г. Г. Вахитов

Ответственный исполнитель

Руководитель лаборатории  
экспертизы нефтегазовых

*И. Д. Амелин*  
20.8.84

И. Д. Амелин

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель председателя  
Госгортехнадзора СССР

*письмо 113-214/872*  
от 04.10.83.

Ю. Г. Терентьев

Начальник Управления  
разработки нефтяных и  
газовых месторождений  
Миннефтепрома

*В. Е. Исаченко*  
10.11.83

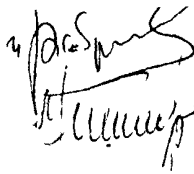
В. Е. Исаченко

Начальник Технического  
управления Миннефтепрома

*Ю. Н. Белоголов*  
16.12.83

Ю. Н. Белоголов

Начальник Геологического  
управления Мингазпрома



И. П. Лабрез

Начальник Управления  
Мингазпрома СССР

В. В. Семенович

## АННОТАЦИЯ

Настоящее руководство, разработанное Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ), включает перечень необходимых исходных данных по эксплуатации объектов (залелей) при водонапорном режиме на поздней стадии и методику определения (уточнения) начальных извлекаемых запасов нефти с помощью характеристик вытеснения (зависимостей накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости или воды в различных модификациях), три способа построения которых апробированы для залежей сравнительно маловязкой (до 5 сП) и повышенной вязкости нефти (от 5 до 35 сП) по данным эксплуатации соответствующих двух групп длительно разрабатываемых залежей. Указана область применения рекомендуемых способов.

Руководство предназначено для использования научно-исследовательскими, проектными и другими организациями, занимающимися подсчетом запасов нефти на разрабатываемых месторождениях.

Руководящий документ

"Методическое руководство по определению начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, находящихся в поздней стадии разраотки (при водонапорном режиме)

**РД 39-9-1069-84**

----- Вводится впервые -----

Приказом Министерства нефтяной промышленности

№ 341 от 06 июля 1984 г.

Срок введения с 01.07.84 г.

Срок действия до 01.07.88 г.

**I. Общие положения**

**I.1.** В качестве метода определения начальных извлекаемых запасов нефти разрабатываемых объектов (залежей) по данным их эксплуатации принято использование так называемых характеристик вытеснения.

Под характеристиками вытеснения понимаются зависимости накопленной добычи нефти по рассматриваемому объекту от накопленной добычи жидкости или воды (при различных возможных модификациях координат в зависимостях).

1.2. Достоинствами использования характеристик вытеснения для определения начальных извлекаемых запасов нефти по разрабатываемым объектам в поздней стадии эксплуатации являются:

а) величина извлекаемых запасов нефти получается из характеристик вытеснения непосредственно (для ее определения не требуется предварительное знание величин начальных балансовых запасов нефти и проектного коэффициента извлечения нефти);

б) при определении запасов автоматически учитываются особенности реализуемой на объекте системы разработки.

1.3. Для уточнения начальных извлекаемых запасов нефти рекомендуется три наиболее надежных способа (см.4.1-4.3), выбор которых апробирован по данным эксплуатации длительно разрабатываемых залежей при водонапорном режиме (см. приложение 2 к настоящему руководству).

1.4. Базой для составления руководства были исследования ВНИИ и других научно-исследовательских институтов отрасли по оценке извлекаемых запасов нефти с помощью данных эксплуатации объектов, в том числе опубликованные в печати способы построения характеристик вытеснения и определения по ним начальных извлекаемых запасов нефти.

Использованы также результаты обобщения опыта обоснования извлекаемых запасов нефти в работах, прошедших экспертизу ВНИИ и представляемых на утверждение в ГКЗ СССР и ЦКЗ Миннефтепрома.

1.5. В Руководстве изложено:

а) сущность способов построения характеристик вытеснения, рекомендованных для определения начальных извлекаемых запасов нефти по разрабатываемым объектам при водонапорном режиме;

б) область применения способов по величине обводнения добываемой продукции;

в) перечень исходных данных по эксплуатации объектов для построения характеристик вытеснения и определения начальных извлекаемых запасов нефти;

г) методики обработки данных эксплуатации объектов по трем рекомендованным способам - характеристикам вытеснения и определения начальных извлекаемых запасов нефти с учетом прекращения эксплуатации объектов при достижении предельно-рентабельного (конечного) годового отбора нефти.

## 2. Рекомендуемые способы построения характеристик вытеснения для определения начальных извлекаемых запасов нефти и область их применения

2.1. На основании сопоставления аналитических зависимостей опубликованных в печати способов определения извлекаемых запасов нефти с помощью характеристик вытеснения, усовершенствованных путем учета прекращения эксплуатации объектов (залей) при достижении предельно-рентабельного годового отбора нефти ( $Q_{н.р}$ ), и фактических данных по длительно разрабатываемым объектам при водонапорном режиме (см. приложения I и 2), рекомендуются как наиболее надежные, способы, использующие следующие зависимости:

а) отношение накопленных добычи нефти ( $Q_n$ ) и жидкости ( $Q_{ж}$ ) от накопленной добычи воды ( $Q_v$ );

б) произведение накопленных добычи нефти и жидкости от накопленной добычи жидкости;

в) накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени " $n$ ", величина которой предварительно определяется по билогарифмической зависимости содержания нефти в добываемой жидкости от накопленной добычи жидкости.

Способ в) является вспомогательным, так как в нем хотя и учитывается ограничение извлекаемых запасов нефти предельно-

рентабельным дебитом, но он применим при обводнении добываемой жидкости от 80% и выше.

Обоснование выбора способов приводится в приложении 2 к руководству.

2.2. Графические зависимости - характеристики вытеснения для рекомендуемых способов приводятся на рис. 1, 2 и 3.

2.3. Основные расчетные зависимости по рекомендуемым способам определения извлекаемых запасов нефти имеют вид:

для способа 2.1а -

$$\frac{Q_{ж}(t)}{Q_{н}(t)} = \alpha + \beta Q_{г}(t); \quad (1)$$

для способа 2.1б

$$Q_{ж}(t) \cdot Q_{н}(t) = \beta' Q_{ж}(t) - \alpha'; \quad (2)$$

для способа 2.1в -

$$Q_{н}(t) = \alpha'' - \beta'' Q_{ж}^{-\lambda}(t). \quad (3)$$

В формулах (1-3)  $t$  - время. На рис. 2-3  $n$  - масштабный коэффициент.

2.4. Указанные способы определения извлекаемых запасов нефти рекомендуются для объектов (залежей) или блоков внутриконтурного заводнения, эксплуатирующихся при водонапорном режиме, с величинами запасов до 20-25 млн. тонн. Область применения способов в зависимости от обводненности продукции установлена по опыту эксплуатации <sup>24</sup> длительно разрабатываемых залежей с вязкостью нефти до 5 сП и <sup>27</sup> залежей с вязкостью нефти от 5 до 140 сП, расположенных в Урало-Поволжье, Северном Кавказе, Казахстане и Азербайджане. Фактическая обводненность продукции по этим залежам составляет от 80 до 99% (см. приложение 2).

Величины текущей обводненности добываемой жидкости по объектам, начиная с которых рекомендуется применение способов



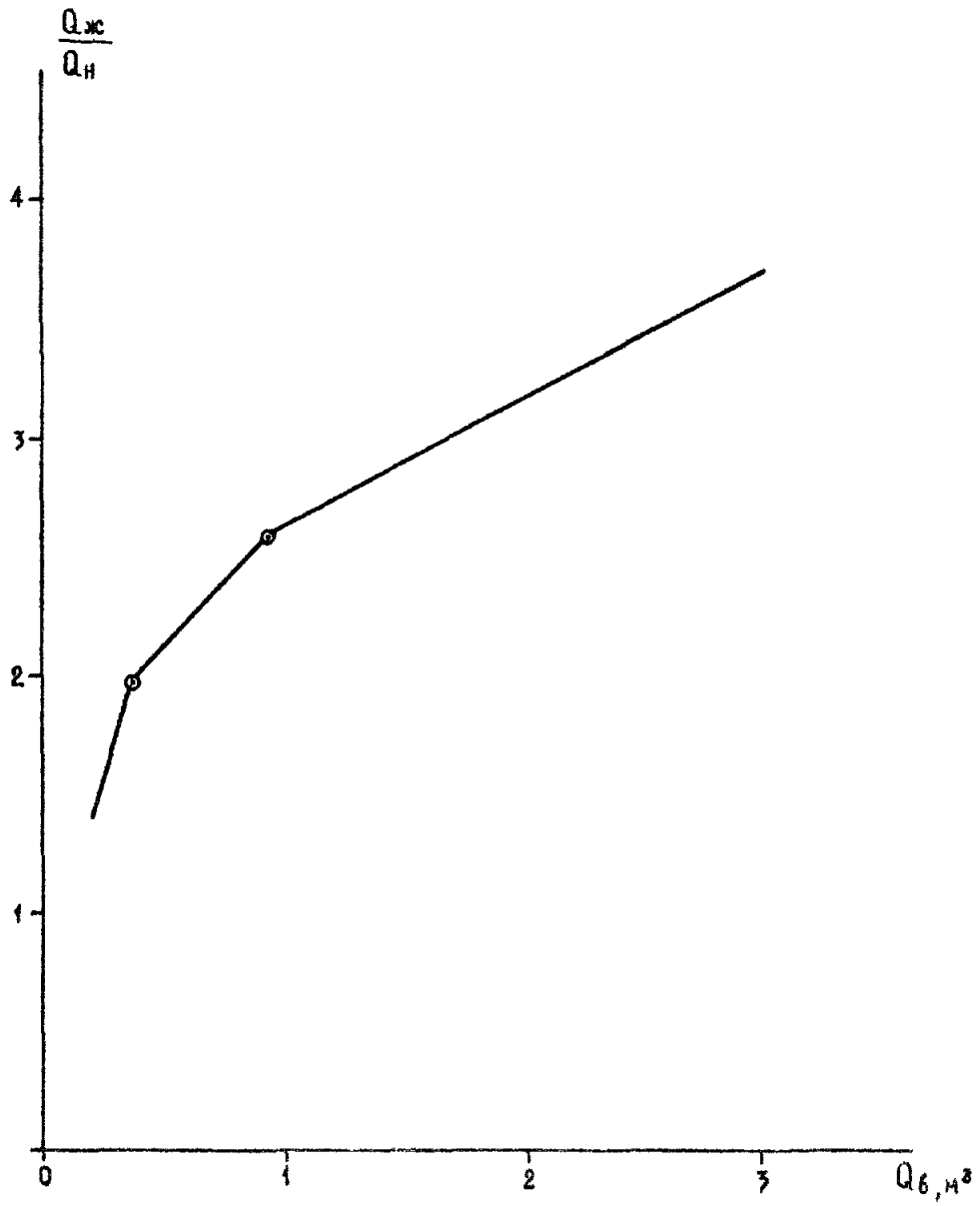


Рис. I. Характеристика сжатия  
в координатах  $\frac{Q_{ж}}{Q_{н}}$  от  $Q_{в}$

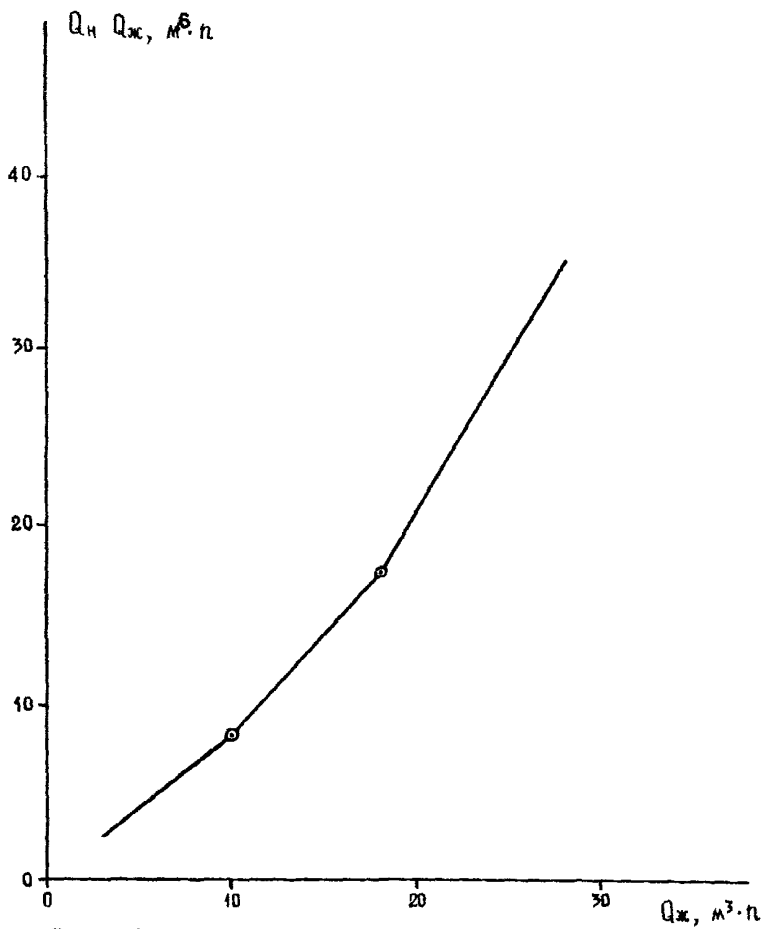


Рис.2. Характеристика вытеснения в координатах  $Q_H, Q_ж$  от  $Q_ж$ .

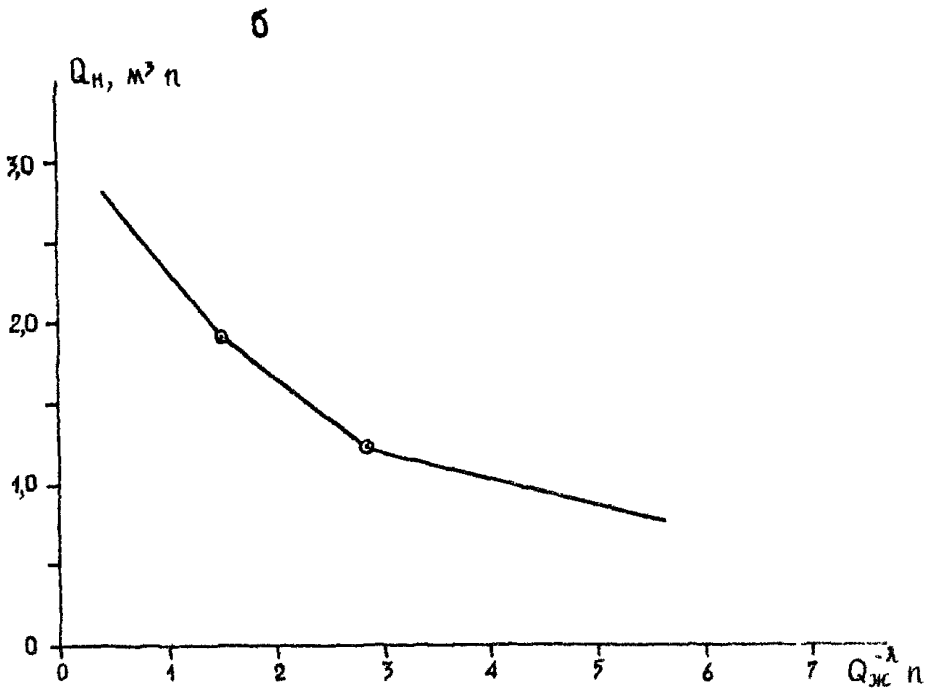
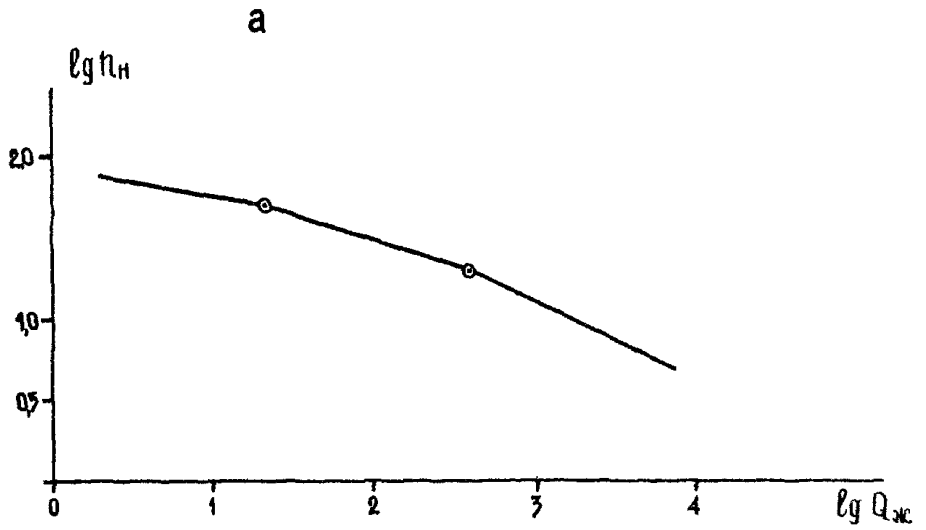


Рис. 3. Характеристика вытеснения в координатах  $Q_n$  от  $Q_{жс}^{-\lambda}$

а - вспомогательная зависимость для определения коэффициента "λ";

б - характеристика вытеснения

(с 60% вероятностью выхода характеристик вытеснения на заключительную прямолинейную зависимость), приводятся в табл. I.

Таблица I

Способы-характеристики вытеснения (см. п.2.1)	Текущая обводненность добываемой жидкости, начиная с которой рекомендуется применение способов	Для залежей с вязкостью пластовой нефти от 5 до 35 сП
2.1а; 2.1б	53-56	76-78
2.1в	76	83

### 3. Исходные данные для построения характеристик вытеснения

3.1. Общие данные о геолого-физической характеристике объекта (залежи), для которого производится определение начальных извлекаемых запасов нефти по данным эксплуатации, должны включать следующее: давление насыщения нефти газом, текущее среднее пластовое давление, вязкость и объемный коэффициент пластовой нефти, плотность дегазированной нефти.

Для оценки степени неоднородности пластов рассматриваемого объекта необходимо знать среднюю проницаемость, коэффициенты песчаности и расчлененности пласта.

3.2. Эксплуатация рассматриваемого объекта (залежи) при водонапорном режиме должна быть подтверждена фактическими данными о фильтрации в пласте нефти без выделяющего из нее газа в свободное состояние (пластовое давление по объекту должно быть выше давления насыщения) и оценкой сохранения этого режима на перспективу.

3.3. Данные об эксплуатации объектов для построения и обработки характеристик вытеснения по способам должны содержать:

по способу 2.1а - накопленные (с начала разработки) величины добычи нефти, воды и жидкости по годам разработки ( $Q_n, Q_v, Q_{ж}$ ), величины годовых отборов нефти и обводненности добываемой жидкости (в %);

по способу 2.1б - накопленные величины добычи нефти и жидкости ( $Q_n, Q_{ж}$ ), величины годовых отборов нефти и обводненности добываемой жидкости (в %);

по способу 2.1в - средние по годам величины содержания нефти в добываемой жидкости ( $n_n, \%$ ) и накопленные величины добычи нефти и жидкости ( $Q_n, Q_{ж}$ ).

независимо от способов - годовые отборы нефти (начиная от максимального) и жидкости (за последние 3-5 лет) -  $Q_{нф}, Q_{жф}$ .

4. Методики обработки данных эксплуатации объектов для определения начальных извлекаемых запасов нефти рекомендуемыми способами

4.1. Общие положения

4.1.1. При построении характеристик вытеснения по способам (см. рис. 1, 2 и 3) накопленные и годовые величины добычи нефти и жидкости выражаются в объемных единицах в пластовых условиях ( $m^3$ ), так как характеристика вытеснения отображает фильтрацию смеси нефти и воды в пласте.

Проверочные расчеты по длительно разрабатываемым объектам свидетельствуют о том, что при использовании в рекомендуемых способах накопленной добычи нефти и жидкости в массовых единицах (тоннах) начальные извлекаемые запасы нефти занижаются на несколько процентов (порядка 2-6%) по сравнению с использованием данных о добыче в объемных единицах ( $m^3$ ) в пластовых условиях.

4.1.2. На построенной характеристике вытеснения выделяется заключительный приполюсный (или близкий к нему - при

небольшом разбросе точек) отрезок, координаты точек которого обрабатываются по методу наименьших квадратов для определения постоянных коэффициентов в уравнениях (I-3).

4.2. Методика обработки данных эксплуатации объектов при использовании зависимости отношения накопленных добычи водкости к добыче нефти от накопленной добычи воды

4.2.1. Данные по точкам, относящимся к заключительному прямолинейному участку характеристики вытеснения в координатах  $\frac{Q_{жк}}{Q_H}$  ( $Q_B$ ), обрабатываются с помощью метода наименьших квадратов. Расчетная таблица для определения коэффициентов  $\alpha$  и  $\beta$  уравнения (I) приводится ниже.

Таблица 2

$i=1,2,3, \dots, N$	$Q_H$ , тыс (млн) $M^3$	$Q_{жк}$ , тыс (млн) $M^3$	$\frac{Q_{жк}}{Q_H}$	$Q_B$ , тыс (млн) $M^3$	$(\frac{Q_{жк}}{Q_H}) Q_B$	$Q_B^2$
I	2	3	4	5	6	7
—	—	—	[3] [2]	—	[4] × [5]	[5] × [5]
N	—	—	$\sum_{i=1}^N \frac{Q_{жк}}{Q_H}  _i$	$\sum_{i=1}^N  Q_B _i$	$\sum_{i=1}^N \frac{Q_{жк}}{Q_H} Q_B  _i$	$\sum_{i=1}^N  Q_B^2 _i$

4.2.2. Величины коэффициентов  $\alpha$  и  $\beta$  находятся по уравнениям (4) и (5):

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^N |Q_{жк}/Q_H \cdot Q_B|_i \cdot \sum_{i=1}^N |Q_B|_i - \sum_{i=1}^N |Q_{жк}/Q_H|_i \cdot \sum_{i=1}^N |Q_B^2|_i}{(\sum_{i=1}^N |Q_B|_i)^2 - N \sum_{i=1}^N |Q_B^2|_i}; \quad (4)$$

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^N |Q_{жк}/Q_H|_i - \alpha N}{\sum_{i=1}^N |Q_B|_i}, \quad \frac{I}{M^3} \text{ в пластовых условиях.} \quad (5)$$

где  $N$  - число фактических точек, лежащих на заключительном прямолинейном отрезке зависимости (I); остальное берется из итоговой строки табл.2.

4.2.3. Для рассматриваемого объекта обосновывается величина предельно-рентабельного годового отбора нефти ( $Q_{н п-р}$ ), при котором прекращается его эксплуатация. Этот дебит определяется для средней действующей скважины на заключительном этапе разработки объекта технико-экономическими расчетами по верхнему уровню замыкающих затрат (см. источник [3] литературы п.1), по предельному обводнению добываемой жидкости (см. источник [4] п.1) или принимается в соответствии с "Правилами разработки и эксплуатации нефтяных месторождений". Предельно-рентабельный годовой отбор нефти из объекта определяется по формуле

$$Q_{н п-р} = Q_{н п-р}^{скв} \cdot n_{дс} \cdot 365, \quad (6)$$

где  $Q_{н п-р}^{скв}$  - предельно-рентабельный дебит нефти средней скважины объекта ( $m^3/сут$  в пластовых условиях);  $n_{дс}$  - число действующих добывающих скважин на заключительном этапе разработки объекта; 365 - число суток в году.

Технико-экономические расчеты по многочисленным объектам показывают, что предельная обводненность добываемой жидкости по скважинам (ориентировочно ее можно принять и по объекту) колеблется в пределах 95-99%.

4.2.4. Остаточное время эксплуатации объекта до предельно-рентабельного годового отбора нефти ( $t_{ост}$ ) оценивается по изменению фактического годового отбора нефти из объекта на поздней стадии его разработки (после 30-40% обводнения добываемой жидкости). Фактическая кривая отбора нефти в интервале последних примерно 10-15 лет, в течение которых сформирова-

ровался монотонный характер снижения отбора, аппроксимируется уравнением вида

$$q_n(t) = m e^{-ct}; \quad (7)$$

где  $m, c$  - постоянные коэффициенты, определяемые с помощью метода наименьших квадратов;  $t$  - время в годах от начала отреза аппроксимации.

Расчетная таблица для определения коэффициентов  $m$  и  $c$  приводится ниже.

Таблица 3

$i=1,2,3\dots N$	$q_{нф}, \text{мЗ/год}$ в пласт. ус- ловиях	$\lg q_{нф}$	$t, \text{годы}$	$t \cdot \lg q_{нф}$	$t^2$
I	2	3	4	5	6
-	-	$\lg [2]$	-	[3] × [4]	[4] × [4]
$N$	-	$\sum_{i=1}^N  \lg q_{нф} _i$	$\sum_{i=1}^N  t _i$	$\sum_{i=1}^N  t \cdot \lg q_{нф} _i$	$\sum_{i=1}^N  t^2 _i$

Величины коэффициентов  $m$  и  $c$  находятся по уравнениям (8) и (9)

$$\lg m = \frac{\sum_{i=1}^N |\lg q_{нф}|_i \sum_{i=1}^N |t^2|_i - \sum_{i=1}^N |t \lg q_{нф}|_i \sum_{i=1}^N |t|_i}{N \sum_{i=1}^N |t^2|_i - (\sum_{i=1}^N |t|_i)^2}; \quad (8)$$

$$c = \frac{\sum_{i=1}^N |\lg q_{нф}|_i - N \lg m}{\lg e \sum_{i=1}^N |t|_i}; \quad (9)$$



где  $N$  - число фактических точек на кривой  $q_{нф}(t)$  аппроксимируемой зависимостью (7),  $\lg e = 0,434$ ; остальное берется из итоговой строки табл.3.

4.2.5. Вероятная продолжительность эксплуатации объекта до предела рентабельности ( $t_{ост}$ ) оценивается, исходя из уравнения (7)

$$e^{-c(t_{\phi} + t_{ост})} = \frac{q_{нп-р}}{m}; \quad (10)$$

где  $t_{\phi}$  - продолжительность аппроксимируемого отрезка фактического снижения годовых отборов нефти, в годах.

По известному значению экспоненциальной функции (левая часть формулы 10) находится показатель степени (обозначим его величину  $x$ )<sup>I</sup>, и определяется  $t_{ост}$

$$t_{ост} = \frac{x}{c} - t_{\phi}; \quad (11)$$

где берутся абсолютные величины  $x$  и  $c$ .

4.2.6. Начальные извлекаемые запасы нефти ( $Q_{низ}$ ) при осуществляемой на поздней стадии системы разработки залежи рассчитываются по формуле (вывод ее дается в приложении п.Г)

$$Q_{низ} = \frac{q_{ж} - q_{нп-р} [a + b (Q_{жф} + q_{ж} t_{ост})]}{b (q_{ж} - 2q_{нп-р})} \frac{\rho_{н дог}}{\omega_n}; \quad \text{тонны} \quad (12)$$

где  $q_{ж}$  - прогнозируемый годовое отбор нефти из объекта, величина которого принимается постоянной (по опыту последних лет эксплуатации объекта),  $m^3$  в пластовых условиях;  $\rho_{н дог}$ ,  $\omega_n$  - плотность дегазированной нефти ( $t/m^3$ ) и объемный коэффициент пластовой нефти.

<sup>I</sup> Функция  $e^{-x}$  табулирована во многих математических справочниках, например, см. Б.И.Сегал, К.А.Селецкий. Цятизначные математические таблицы. Изд-го АН СССР.

4.3. Методика обработки данных эксплуатации объектов при использовании зависимости произведения накопленных добычи жидкости и добычи нефти от накопленной добычи жидкости

4.3.1. Данные по точкам, относящиеся к заключительному прямолинейному участку в координатах  $(Q_{ж} \cdot Q_{н})$   $Q_{ж}$  обрабатываются с помощью метода наименьших квадратов. Расчетная таблица для определения коэффициентов  $a'$  и  $b'$  в уравнении (2) приводится ниже.

Таблица 4

$i=1,2,3$ ... N	$Q_{н}$ , ТЫС. МЗ (МЛН)	$Q_{ж}$ , ТЫС. МЗ (МЛН)	$Q_{ж} \cdot Q_{н}$	$(Q_{ж} \cdot Q_{н}) Q_{ж}$	$Q_{ж}^2$
I	2	3	4	5	6
-	-	-	$[3] \times [2]$	$[4] \times [3]$	$[3] \times [3]$
N	-	$\sum_{i=1}^N  Q_{ж} _i$	$\sum_{i=1}^N  Q_{ж} Q_{н} _i$	$\sum_{i=1}^N  (Q_{ж} Q_{н}) Q_{ж} _i$	$\sum_{i=1}^N  Q_{ж}^2 _i$

4.3.2. При решении уравнения (13) находится величина коэффициента  $b'$  (МЗ в пластовых условиях)

$$b' = \frac{N \sum_{i=1}^N |(Q_{ж} Q_{н}) Q_{ж}|_i - \sum_{i=1}^N |Q_{ж} Q_{н}|_i \sum_{i=1}^N |Q_{ж}|_i}{N \sum_{i=1}^N |Q_{ж}^2|_i - \left( \sum_{i=1}^N |Q_{ж}|_i \right)^2}; \quad (13)$$

где  $N$  — число фактических точек, лежащих на заключительном прямолинейном отрезке зависимости (2); остальное берется из итоговой строки табл.4.

4.3.3. Величины предельно-рентабельного годового отбора нефти ( $q_{н пр}$ ), вероятной продолжительности эксплуатации объекта до предела рентабельности ( $t_{ост}$ ) и постоянного годового отбора жидкости ( $q_{ж}$ ) обосновываются для каждого из рассматриваемых объектов по методике, изложенной в предыдущем разделе (см. пп. 4.2.3-4.2.5).

4.3.4. Начальные извлекаемые запасы нефти при осуществленной на поздней стадии системе разработки определяются по формуле (вывод ее дается в приложении п.1):

$$Q_{\text{мл}} = \left[ \beta' - q_{\text{н.л-р}} \left( \frac{Q_{\text{жф}}}{Q_{\text{ж}}} + t_{\text{ост}} \right) \right] \frac{P_{\text{н дег}}}{\omega_{\text{н}}}; \quad \text{тонны.} \quad (14)$$

4.4. Методика обработки данных эксплуатации объектов при использовании зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени -

4.4.1. Способ может быть использован в качестве вспомогательного. Оценка начальных извлекаемых запасов нефти по объекту этим способом производится в два этапа.

4.4.2. На первом этапе необходимо найти величину коэффициента  $\lambda$ , для чего по данным эксплуатации объекта строится логарифмическая зависимость (см. рис.3а)

$$\lg n_{\text{н}}(t) = \ell - d \lg Q_{\text{ж}}(t); \quad (15)$$

на которой выделяется заключительный приamoлинейный участок (или близкий к нему - при относительно небольшом разбросе точек).

4.4.3. Данные по точкам, относящимся к заключительному участку в координатах  $\lg n_{\text{н}}$  ( $\lg Q_{\text{ж}}$ ), обрабатываются с помощью метода наименьших квадратов. Расчетная таблица для определения коэффициента  $d$  в уравнении (15) приводится ниже.

Таблица 5

$i=1,2,3$ ... $N$	$\lg n_{\text{н}}$	$\lg Q_{\text{ж}}$	$\lg n_{\text{н}} \cdot \lg Q_{\text{ж}}$	$(\lg Q_{\text{ж}})^2$
1	2	3	4	5
-	-	-	[2] × [3]	[3] × [3]
$N$	$\sum_{i=1}^N  \lg n_{\text{н}} _i$	$\sum_{i=1}^N  \lg Q_{\text{ж}} _i$	$\sum_{i=1}^N  \lg n_{\text{н}} \lg Q_{\text{ж}} _i$	$\sum_{i=1}^N  (\lg Q_{\text{ж}})^2 _i$

4.4.4. При решении уравнения (16) находится величина коэффициента  $d$

$$d = \frac{\sum_{i=1}^N |\lg n_{\pi}|_i \sum_{i=1}^N |\lg Q_{\text{ж}i}| - N \sum_{i=1}^N |\lg n_{\pi}|_i |\lg Q_{\text{ж}i}|}{N \sum_{i=1}^N |\lg Q_{\text{ж}i}|^2 - \left(\sum_{i=1}^N |\lg Q_{\text{ж}i}|\right)^2}; \quad (16)$$

где  $N$  - число фактических точек, лежащих на заключительном прямолинейном отрезке зависимости (15); остальное берется из итоговой строки табл.5.

Величина показателя степени  $\lambda$  определяется по формуле

$$\lambda = d - 1; \quad (17)$$

где принимается абсолютное значение  $d$ .

4.4.5. На втором этапе строится график зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени  $\lambda$  (см.рис.3б).

4.4.6. Данные по точкам, относящимся к заключительному прямолинейному участку в координатах  $Q_{\text{н}}$  ( $Q_{\text{ж}}^{-\lambda}$ ), обрабатываются с помощью метода наименьших квадратов.

Расчетная таблица для определения коэффициента  $a^n$  в уравнении (3) приводится ниже.

Таблица 6

$N$	$Q_{\text{н}}$ , тыс. м <sup>3</sup> (МАН)	$Q_{\text{ж}}$ , тыс. м <sup>3</sup> (МАН)	$Q_{\text{ж}}^{-\lambda}$	$Q_{\text{н}} \cdot Q_{\text{ж}}^{-\lambda}$	$(Q_{\text{ж}}^{-\lambda})^2$
I	2	3	4	5	6
-	-	-	$[3]^{-\lambda}$	$[2] \times [4]$	$[4] \times [4]$
$N$	$\sum_{i=1}^N  Q_{\text{н}i} $	-	$\sum_{i=1}^N  Q_{\text{ж}i}^{-\lambda} $	$\sum_{i=1}^N  Q_{\text{н}i} \cdot Q_{\text{ж}i}^{-\lambda} $	$\sum_{i=1}^N  Q_{\text{ж}i}^{-\lambda} ^2$

4.4.7. При решении уравнения (18) находится величина  $\alpha^n$ , м<sup>3</sup> в пластовых условиях

$$\alpha^n = \frac{\sum_{i=1}^N |Q_n \cdot Q_{ж}^{-1}|_i \cdot \sum_{i=1}^N |Q_{ж}^{-1}|_i - \sum_{i=1}^N |Q_n|_i \cdot \sum_{i=1}^N |Q_{ж}^{-1}|_i^2}{\left(\sum_{i=1}^N |Q_{ж}^{-1}|_i\right)^2 - N \sum_{i=1}^N |Q_{ж}^{-1}|_i^2}; \quad (18)$$

где  $N$  — число фактических точек, лежащих на заключительном прямолинейном отрезке зависимости (8); остальное берется из итоговой строки табл.6.

4.4.8. По величине  $\alpha^n$  определяются начальные извлекаемые запасы нефти

$$Q_{\text{низ}} = \left[ \alpha^n - \frac{q_{\text{н.п.р}} (Q_{\text{жф}} + q_{\text{ж}} t_{\text{ост}})}{\lambda q_{\text{ж}}} \right] \frac{P_{\text{н.мг}}}{\omega_n} \quad \text{тонны.} \quad (19)$$

5. Принимаемая величина начальных извлекаемых запасов нефти по рассматриваемому объекту из рассчитанных несколькими способами

5.1. Если величины  $Q_{\text{низ}}$ , определенные двумя или тремя способами (из рекомендуемых), отличаются в пределах до 10%, то в качестве искомой величины принимается средняя арифметическая из рассчитанных по способам.

5.2. Если рассчитанные величины  $Q_{\text{низ}}$  несколькими способами отличаются друг от друга более чем на 10%, то для обоснования искомой величины следует осуществить специальный анализ разработки рассматриваемого объекта с целью выявления и учета причин излома зависимости на заключительном прямолинейном отрезке характеристик вытеснения (остановок обводнившихся или ввода новых добывающих скважин, изменения системы воздействия на пласт и др.).

5.3. На основании анализа разработки объекта обосновывается выбор заключительного прямолинейного отрезка характеристики вытеснения. Предпочтение отдается тому способу определения извлекаемых запасов нефти, фактическая характеристика вытеснения которого менее чувствительна к изменяющимся условиям разработки объекта (например, выход ее на заключительный прямолинейный отрезок происходит на сравнительно более ранней стадии обводнения добываемой жидкости по объекту или изломы на заключительной части характеристики вытеснения менее влияют на величину  $Q_{\text{низ}}$ ).

5.4. При анализе разработки объекта следует особо обращать внимание на наличие к рассматриваемому моменту необводненных скважин и влияние добычи нефти по ним на фактическую характеристику вытеснения. При доказательстве изолированности участков залежи с необводняющимися скважинами от основной залежи или существенного влияния работы этих скважин на характеристику вытеснения рекомендуется применять рассматриваемые способы для основной части залежи и для указанных участков отдельно.

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

- Амелин И. Д. - Рук. лаборатории, докт. техн. наук, проф.  
(I-5; п. I-2 и общая редакция руководства)
- Давыдов А. В. - Ст. инженер (п. 3; участие в <sup>п. I и</sup> п. 2);
- Суботина Е. В. - Мл. научный сотрудник (участие в п. 2);

В подготовке руководства принимала участие инженер  
Петрова Т. Ю.

Директор ВНИИ

д.т.н., проф. *Валиуллин* Вахитов

"27" августа 1981 г.

Нач. отдела запасов нефти  
и газа, к.г.-м.н.

*М.Н. Кочетов* М.Н. Кочетов

Составители:

Рук. лаборатории экспертизы  
нефтегазачи, д.т.н., проф.

*И.Д. Амелин* И.Д. Амелин

Ст. инженер

*А.В. Давидов* А.В. Давидов

Мл. научный сотрудник

*Е.В. Субботина* Е.В. Субботина



## Приложение I

Усовершенствование способов определения начальных извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения (за - висимостям отношения накопленных добычи жидкости к добыче нефти от накопленной добычи воды и произведения накопленных добычи жидкости и добычи нефти от накопленной добычи жидкости) [Г-3]

Способы определения начальных извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения [Г-3] позволяют оценить их величину для условий бесконечной промывки пласта, что приводит к завышению извлекаемых запасов нефти. Усовершенствование указанных способов предлагается путем ограничения срока эксплуатации объектов (залелей) предельно-рентабельным (конечным) дебитом нефти ( $q_{н\text{п-р}}$ ). Величина этого дебита для конкретного объекта обосновывается экономическими расчетами для завершающей стадии разработки (например, по верхнему уровню замыкающих затрат [4]) или путем определения предельно-рентабельного обводнения добываемой из скважин жидкости [5]).

Дифференцируя уравнение (I) способа [Г] по времени, получим

$$q_{ж} = a q_{н} + b [(Q_{ж} - Q_{н}) q_{н} + Q_{н} (q_{ж} - q_{н})], \quad (\text{П. I. I})$$

где  $q_{ж}, q_{н}$  - величины годовых отборов жидкости и нефти из объекта.

В уравнении (П. I. I) накопленная добыча и годовой отбор воды выражены через соответствующие величины для жидкости и нефти

$$Q_{в} = Q_{ж} - Q_{н}; \quad q_{в} = q_{ж} - q_{н}$$

После преобразования уравнения (П. I. I) имеем

$$b q_{н} (q_{ж} - q_{н}) = q_{ж} - q_{н} (a + b q_{н}). \quad (\text{П. I. 2})$$

К моменту времени, когда годовой отбор нефти из объекта достигнет величины предельно-рентабельного ( $q_n = q_{н.п-р}$ ), из него будет добыто нефти  $Q_n = Q_{низ}$ . Принимая на прогнозируемый период разработки (сроком  $t_{ост}$ ) условие постоянства дебита жидкости (величина  $q_{ж} = const$  обосновывается по данным последнего фактического периода разработки объекта), из уравнения (П.1.2) получаем экономически обоснованную величину  $Q_{низ}$  применительно к рассматриваемому объекту

$$Q_{низ} = \frac{q_{ж} - q_{н.п-р} \left[ \alpha + \beta (Q_{жф} + q_{ж} \cdot t_{ост}) \right]}{\beta (q_{ж} - 2 q_{н.п-р})}, \quad (\text{П.1.3})$$

где  $Q_{жф}$  - фактическая накопленная добыча жидкости (нефти и воды) из залежи на момент оценки  $Q_{низ}$ .

Для определения  $Q_{низ}$  по уравнению (П.1.3) необходимо предварительное знание величины  $t_{ост}$ . Учитывая монотонный характер снижения дебита нефти по залежам при разработке их с заводнением (после 30-40% обводнения добываемой жидкости), фактическую кривую изменения дебита нефти во времени можно аппроксимировать уравнением вида

$$q_n(t) = m e^{-ct}, \quad (\text{П.1.4})$$

постоянные коэффициенты которого находятся с помощью метода наименьших квадратов. При этом строится кривая фактических годовых отборов нефти ( $q_{нф}$ ) и обрабатывается ее отрезок от максимума до последней точки, продолжительностью  $t_{\varphi}$ .

Поскольку продолжительность от начала аппроксимируемого отрезка кривой изменения добычи нефти до годового отбора нефти

$q_{н.п-р}$  равна  $(t_{\varphi} + t_{ост})$ , величину прогнозируемого периода разработки залежи можно найти из соотношений, вытекающих из уравнения (П.1.4) при  $q_n = q_{н.п-р}$ ,

$$e^{-c(t_{\phi} + t_{\text{ост}})} = \frac{q_{\text{н.п-р}}}{m}; \quad (\text{П. I. 5})$$

$$t_{\text{ост}} = \frac{x}{c} - t_{\phi}; \quad (\text{П. I. 6})$$

где  $x$  - находится как показатель степени экспоненты при известной правой части в уравнении (П. I. 5). Функция  $e^{-x}$  табулирована во многих математических справочниках.

По аналогии с предыдущим выкладки для способа [2], основное уравнение которого (2), позволяют получить следующие уравнения

$$Q_{\text{ж}} \cdot q_{\text{н}} + Q_{\text{н}} q_{\text{ж}} = \delta' q_{\text{ж}}; \quad (\text{П. I. 7})$$

$$Q_{\text{низ}} = \delta' - \left( \frac{Q_{\text{жф}}}{Q_{\text{ж}}} + t_{\text{ост}} \right) q_{\text{н.п-р}}. \quad (\text{П. I. 8})$$

Для способа [3] основное уравнение (3) представим в виде:

$$\frac{Q_{\text{н}}}{Q_{\text{ж}}^{-\lambda}} = \frac{\alpha^n}{Q_{\text{ж}}^{-\lambda}} - \delta^n; \quad (\text{П. I. 9})$$

Продифференцировав его по времени и выполнив несложные преобразования, получим:

$$q_{\text{н}} Q_{\text{ж}} + \lambda Q_{\text{н}} q_{\text{ж}} = \alpha^n \lambda q_{\text{ж}}; \quad (\text{П. I. 10})$$

$$\text{или} \quad Q_{\text{низ}} = \alpha^n - \frac{q_{\text{н.п-р}} (Q_{\text{жф}} + q_{\text{ж}} t_{\text{ост}})}{\lambda q_{\text{ж}}}. \quad (\text{П. I. 11})$$

Таким образом уточнение  $Q_{\text{низ}}$  по данным эксплуатации залежей нефти на сравнительно поздней стадии их обводнения при использовании способов [1-3] должно выполняться следующим образом:

1. Для объектов с текущей обводненностью добываемой жидкости 50-60% и более строятся характеристики вытеснения способами [1-3]. По заключительному прямолинейному отрезку их с помощью метода наименьших квадратов определяются коэффициенты  $\alpha$ ,  $\delta$ ;  $\delta'$  или  $\alpha^n$ .
2. Применительно к конкретному объекту обосновываются величины  $q_{\text{н.п-р}}$  и  $q_{\text{ж}} = \cos \psi t$ .

3. По кривой снижения во времени фактического дебита нефти находятся постоянные коэффициенты  $m$  и  $c$  и  $t_{ост}$  (по формулам П. I. 5, П. I. 6).

4. Величина начальных извлекаемых запасов нефти определяется для рассматриваемого объекта по формулам (П. I. 3), (П. I. 8) или (П. I. II), т. е. с учетом прекращения его эксплуатации при достижении предельно-рентабельного дебита нефти.

#### Список литературы

1. Назаров С. Н., Силачев Н. В. Методика прогнозирования технологических показателей поздней стадии разработки нефтяных месторождений. - Известия вузов "нефть и газ", 1972, № 10, с. 41-46.
2. Камбаров Г. С., Алмамедов Д. Г., Махмудова Т. Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения. - "Азербайджанское нефтяное хозяйство", 1974, № 3, с. 22-23.
3. Казakov А. А. Прогнозирование показателей разработки месторождения по характеристикам вытеснения нефти водой. М., ВНИИОЭНГ, РНТС "Нефтепромышленное дело", 1976, № 8, с. 5-7.
4. Жечков А. И., Николаевский Н. М. Методические вопросы экономического обоснования кондиций запасов нефти. РНТС, серия "Экономика", М., ВНИИОЭНГ, 1980, вып. 5, с. 2-6.
5. Сазонов Б. Ф. Методика прогноза нефтеотдачи при проектировании разработки нефтяных месторождений. Труды Гипровостокнефти, вып. XII, Куйбышев, Куйбышевское книжное издательство, 1969, с. 104-109.

Приложение 2

Обоснование выбора наиболее достоверных способов определения начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, эксплуатирующихся при водонапорном режиме, по характеристикам вытеснения

В последние годы опубликованы и используются в той или иной мере для определения начальных извлекаемых запасов нефти полуэмпирические способы, основанные на применении характеристик вытеснения [1-13 и др.].

Решая поставленную задачу для условий разработки залежей при водонапорном режиме, далее рассмотрены девять способов - характеристик вытеснения [1-9].

Способы же [10-11] либо заведомо относятся к эксплуатации залежей нефти при режимах истощения [10], либо основаны на зависимости снижения добычи нефти во времени по экспоненциальному закону [11]. В аналитические зависимости этих способов не входит добыча воды, что позволяет относить их только к режимам истощения (растворенного газа или гравитационному).

Некоторые из других способов оценки извлекаемых запасов нефти по данным эксплуатации залежей были исключены из дальнейшего рассмотрения по следующим соображениям.

На основании опыта обработки данных эксплуатации залежей по способам [7,8,9], в зависимости которых входят процент добываемой нефти по отношению к добыче воды или процент обводненности добываемой жидкости (в [9] - доля нефти в добываемой жидкости), был сделан вывод о недостаточной достоверности этих способов для оценки величин извлекаемых запасов нефти. Характеристики вытеснения, построенные указанными способами, обычно отличаются значительным разбросом точек относительно прямоли-

нейной зависимости (по сравнению с другими способами), что снижает точность искомых величин. Разброс точек в этих случаях обусловлен относительно меньшей точностью определения текущей обводненности добываемой жидкости скважин (залей) по сравнению с дебитами нефти или накопленной добычи нефти и воды. Теснота связи между фактическими и рассчитанными переменными по способам-характеристикам вытеснения может быть оценена с помощью индекса корреляции. Так, например, индексы корреляции при обработке данных по способу [7] для нескольких из рассматриваемых ниже длительно разрабатываемых объектов колеблются в диапазоне от 0,78 до 0,95, а по способу [1] в тех же интервалах обводненности добываемой жидкости равняется 0,99.

Кроме того, в способе [9] некоторые параметры приходится находить при обработке фактических данных эксплуатации путем подбора. Это создает дополнительное неудобство при уточнении извлекаемых запасов нефти.

Выбор наиболее надежных способов-характеристик вытеснения из оставшихся шести [1-6] базируется на опыте длительной разработки 51 залежи нефти в условиях водонапорного режима (при фактической среднегодовой обводненности добываемой жидкости 80-99%).

В ряде предшествующих исследований по выявлению физико-геологических факторов, существенно влияющих на коэффициент извлечения нефти, наиболее важным из них оказалась относительная вязкость нефти. По этому параметру все рассматриваемые длительно разрабатываемые объекты разделены на две группы - с маловязкой нефтью и с повышенной ее вязкостью. На первом этапе границей групп была принята вязкость нефти в 10 сП. Однако при анализе показателей по группам получилось, что 3 объекта с вязкостью нефти 4,6-5,9 сП (залежи Д<sub>0</sub> Яблонового Оврага, Б<sub>1</sub>+Б<sub>2</sub> Карлово-Сытовского и



1	2	3	4	5	6	7	8
1. Покровское	Куйбышевн.	Б <sub>2</sub>	1950	87	3,05	0,64	3,3
2. Зольненское	"	Б <sub>2</sub>	1943	93	1,0	0,90	2,1
3. Константиновское	Башнефть	Д <sub>П</sub>	1950	92	1,25	0,83	1,7
4. " "	" "	Д <sub>ТУ</sub>	1952	90	1,0	0,75	2,0
5. Серафимовско-Леонидовское	" "	Д <sub>Г</sub>	1949	85	1,7	0,84	1,5
6. Туймазинское	" "	Д <sub>Г</sub>	1945	89	2,3	0,82	2,2
7. " "	" "	Д <sub>П</sub>	1944	91	2,25	0,89	1,9
8. Октябрьское	Грознефть	П	1913	99,6	2,4	0,74	2,2
9. " "	" "	XI	1915	99,2	2,5	0,61	2,9
10. " "	" "	XII	1922	99,2	2,0	0,87	1,8
11. " "	" "	XIII	1916	98,5	2,1	0,92	1,9
12. " "	" "	XV	1924	98,7	-	-	-
13. " "	" "	XIX	1929	98,7	2,2	0,79	1,8
14. " "	" "	XX	1928	98,3	1,9	0,83	2,1
15. " "	" "	XXI	1929	98,5	1,9	0,70	2,4
16. " "	" "	XXII	1927	99,1	2,0	-	-
17. Величаевско-Колодезное	Ставропольнефть	I-Величаевск. площадь	1961	77	2,43	0,99	1,6
18. " "	" "	Уш <sub>3+4</sub> Колодез. площадь	1959	81	2,45	0,57	1,9
19. " "	" "	IX-Колодезная площадь	1960	85	2,21	0,89	1,4
20. Озек-Суат	" "	IX	1957	92	2,45	0,84	2,2
21. Зимняя Ставка	" "	IX	1957	95	1,53	0,88	2,1
22. Бавлинское	Татнефть	Д <sub>Г</sub>	1946	76	1,6	0,87	1,7
23. Бахметьевское	Нижневожскнефть	A <sub>2</sub>	1956	95	4,4	0,83	1,9
24. " "	" "	бобр. гориз.	1952	81	4,0	0,75	3,5



Таблица П.2.2

Характеристика второй группы длительно разрабатываемых залежей с повышенной вязкостью нефти (5-35 сП)

Осторожное	Объединение	Залежи	Год ввода в эксплуатацию	Обводненность, %	Вязкость нефти до ввода в эксплуатацию, сП	Коэф. фильтрации	Коэф. восстановления
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Арланское (Ашитский участок)	Башнефть	Угленосная толща	1957	84,6	17,3	-	3,7
2. " (Актанышский участок)	"	"	1958	83,8	17,3	-	3,7
3. " (Сокловский участок)	"	"	1959	80	17,3	-	3,7
4. " (Новохазинская площ.)	"	" (XIa участок)	1960	84,6	21,4	-	3,4
5. " (Новохазинская площ.)	"	" (XIb участок)	1960	80	21,4	-	3,4
6. Копей-Кубовское	"	бобр. гориз.	1961	90,7	11,8	-	-
7. Чекмагушское (Яркевская площадь)	"	"	1962	89,5	16,8	-	2,0
8. Яблоновский Овраг	Куйбышевн.	D <sub>0</sub>	1944	98	4,6	0,79	3,6
9. " "	"	B <sub>2</sub>	1938	97	11,4	0,94	1,5
10. Карлово-Ситовское	"	B <sub>1</sub> +B <sub>2</sub>	1949	98	5,9	0,68	2,6
11. Сызранское	"	B <sub>2</sub>	1937	95	25,8	0,86	2,1
12. Заборовское	"	B <sub>2</sub>	1941	92	34,3	0,74	1,6
13. Губинское	"	B <sub>2</sub>	1960	98,7	16	-	-
14. Арчединское	Нижнево-волжская	бобр. гор.	1949	83	5,9	0,32	4,0

1	2	3	4	5	6	7	8
15. Балаханы-Сабунчи-Раманы	Азнефть	ПК <sub>3</sub>	1926	92	13	-	-
16. Чахнагляр	"	ПК	1939	97	10	-	-
17. Каратон	Эмба-нефть	I альб.	1949	99,3	25	-	-
18. "	"	2 альб.	1949	97,9	25	-	-
19. "	"	3 альб.	1955	98,6	25	-	-
20. Комсомольское	"	апт-неоком	1942	98,7	33	-	-
21. Доссор	"	I юрский	1916	99,1	24	-	-
22. Макат	"	5 триас	1931	98,4	25	-	-
23. Кулсары	"	2 апт-неоком	1939	96,6	22	-	-
<b>А. Залежи с высоковязкой нефтью (40 сП и более)</b>							
1. Макат	"	I юрский	1915	98,4	140	-	-
2. Байчунас	"	апт-неоком	1936	99,3	50	-	-
3. Макат	"	4 юрский	1929	98,8	48	-	-
4. Доссор	"	2 юрский	1915	99,5	40	-	-

Геолого-физические параметры и другие характеристики двух групп залежей-объектов заключены в следующих диапазонах (см. таблицу П.2.3), которые ограничивают по параметрам область применения апробированных способов-характеристик вытеснения.

Таблица П.2.3

Наименование показателей по залежам	Интервалы величин по группам, в том числе (в скобках - преимущественно)	
	I группа	2 группа
	с вязкостью нефти до 5 сП	с вязкостью нефти от 5 до 35 сП
	1	2
1. Среднегодовая (активная) обводненность добываемой нефти на последнюю дату, %	76-99 (90-99)	80-99 (80-94)
2. Вязкость нефти в исторических условиях (сП) или отношение вязкости нефти к воде (подчеркнуто)	I-1,4 (I-3)	1,6-35 (10-25)

	1	2	3
3. Средняя проницаемость пластов, мД	120-2300 (210-1400)		100-2580 (300-1500)
4. Коэффициент песчанистости пластов, доли ед.		(0,75-0,90)	(0,32-0,94)
5. Коэффициент расчлененности, доли ед.		(до 2,2)	(1,5-3,7)

Обработка данных эксплуатации всех длительно разрабатываемых объектов производилась следующим образом:

- выявление заключительных прямолинейных отрезков на характеристиках вытеснения, построенных шестью способами [1-6], по показателю обводненности добываемой жидкости;

- сопоставление величин начальных извлекаемых запасов нефти, фактически полученных (при обводненности добываемой жидкости около 98%) или числящихся на балансе и определенных указанными способами по характеристикам вытеснения.

Характеристики вытеснения по способу [1] строились в координатах  $\frac{Q_{ж}}{Q_{н}}$  от  $Q_{в}$  (см. формулу 1 методического руководства), по способу [2] - в координатах  $Q_{ж} \cdot Q_{н}$  от  $Q_{ж}$  (см. формулу 2), по способу [3] - в координатах  $Q_{н}$  от  $Q_{ж}^{-\lambda}$  (см. формулу 3), а по другим трем способам - в соответствии с работами [4-6 или 12,13].

Постоянные коэффициенты в зависимостях (1-3 или в упомянутых работах) определялись по фактическим данным заключительных прямолинейных отрезков характеристик вытеснения с помощью метода наименьших квадратов (см. разделы 4.2; 4.3 и 4.4 руководства).

Выявленные величины среднегодовой обводненности в начале заключительных прямолинейных отрезков характеристик вытеснения, построенных шестью способами по каждому из длительно разрабатываемых объектов, использованы для определения областей применимости рассмотренных способов по показателю обводненности добываемой жидкости. С этой целью построены статистические кривые вероятности выхода характеристик вытеснения на заключительные прямые в зависимости <sup>от</sup>

обводненности добываемой жидкости (рис. 4, в).

На основании статистических кривых сделаны следующие выводы:

а) наиболее предпочтительными являются способы [1, 2], так как они позволяют надежно (при 60% вероятности выхода характеристик вытеснения на заключительную прямую) определять начальные извлекаемые запасы нефти по данным эксплуатации залежей, начиная с 53-56% обводненности добываемой жидкости для залежей сравнительно маловязких нефтей (при  $\mu_0 < 5$ ) и с 76-78% для залежей с повышенной вязкостью нефти (при  $\mu_H$  от 5 до 35 сП).

б) при той же вероятности выхода характеристик вытеснения на заключительную прямую, оценка начальных извлекаемых запасов нефти может быть произведена по способу [3], начиная с обводненности добываемой жидкости в 76% для первой группы залежей и 83% - для второй группы;

в) способы [4-6] позволяют оценивать начальные извлекаемые запасы нефти, начиная только с обводненности добываемой продукции соответственно по группам залежей для способов [4-6] - с 81-83% для первой группы и с 84-87% для второй группы.

Надежность определения извлекаемых запасов нефти по данным эксплуатации 24 и 23 длительно разрабатываемых объектов оценена на втором этапе путем сопоставления рассчитанных величин извлекаемых запасов нефти по 6 способам построения характеристик вытеснения [1-6] с фактически полученными (при обводнении добываемой жидкости примерно на 98%) или с численно найденными начальными извлекаемыми запасами нефти каждого из объектов (по балансу запасов нефти).

Учитывая длительный опыт эксплуатации рассматриваемых объектов (по большинству из них фактическая накопленная добыча нефти либо близка по величине к начальным извлекаемым запасам,

Вероятность выхода на заключительную прямолинейную зависимость, %

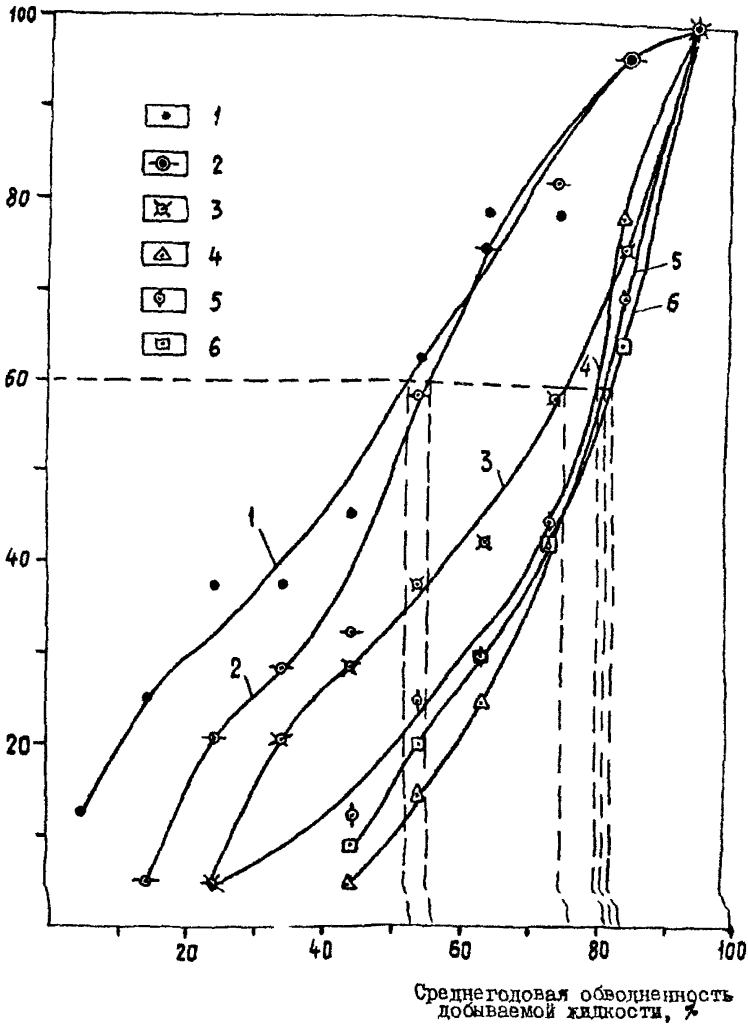


Рис. 4. Область применения различных характеристик вытеснения по обводненности добываемой жидкости (данные по 24 длительно разрабатываемым объектам с вязкостью нефти до 5 сП):

1 - при обработке данных эксплуатации залежей нефти по способу [1];  
 2 - то же по способу [2]; 3 - то же по способу [3]; 4 - то же по способу [4];  
 5 - то же по способу [5] и 6 - то же по способу [5].7

Вероятность выхода на заключительную прямолинейную зависимость, %

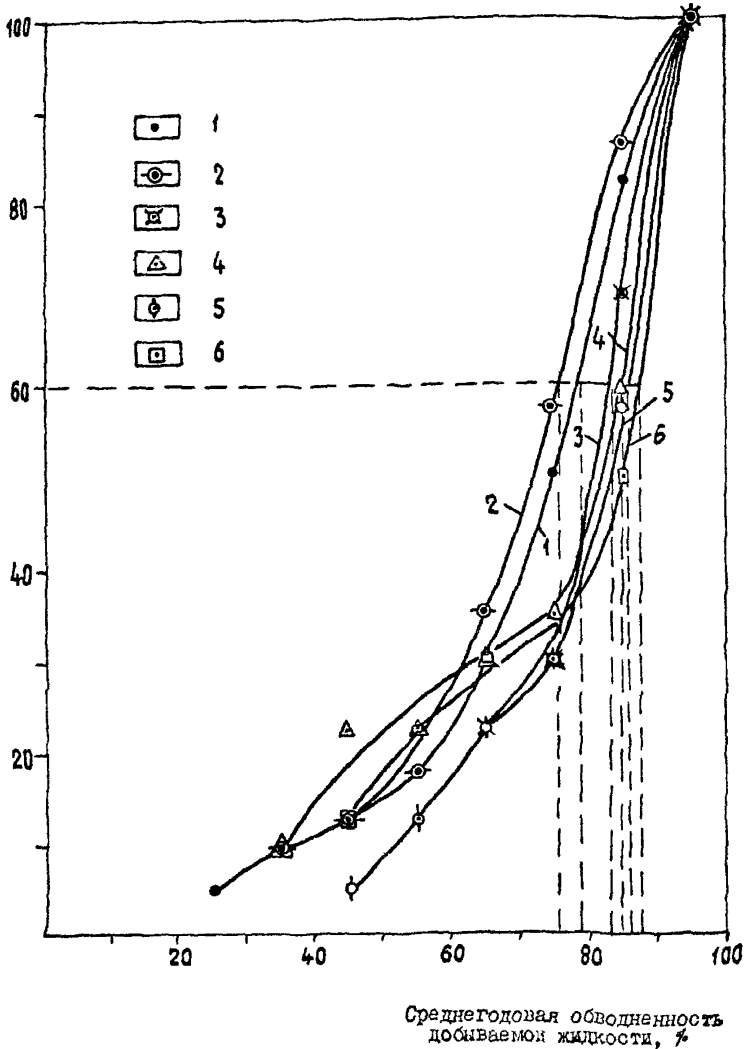


Рис. 5. Область применения различных характеристик вытеснения по обводненности добываемой жидкости (данные по 23 длительно разрабатываемым объектам с вязкостью нефти от 5 до 35 сП).

1 - при обработке данных эксплуатации залежей нефти по способу [1];  
 2 - то же по способу [2]; 3 - то же по способу [3]; 4 - то же по способу [4];  
 5 - то же по способу [5]; 6 - то же по способу [6].

либо равна им), такое сопоставление в определенной степени отражает достоверность расчетов величины извлекаемых запасов нефти по анализируемым способам построения характеристик вытеснения.

В таблицах П.2.4 и П.2.5 приводятся результаты указанного сопоставления величин начальных извлекаемых запасов нефти по группам объектов.

Итоговые статистические показатели отклонений запасов по группам объектов и способам - характеристикам вытеснения из таблиц П.2.4 и П.2.5 сведены в табл. П.2.6.

Таблица П.2.6

Обобщение статистических показателей отклонений запасов по группам объектов и способам - характеристикам вытеснения

Показатели статистической обработки результатов по отклонениям	Группы объектов	Величины показателей статистической обработки отклонений по способам /1-6/ (по первым трем - с усовершенствованием), в %					
		[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]
Математическое ожидание по группам объектов	I группа ( $\mu_n < 5 \sigma_n$ )	-2,31	-2,54	-0,53	+24,8	+36,1	+22,2
	II группа ( $5 \sigma_n < \mu_n$ )	+0,34	+2,05	-0,07	+24,54	+36,1	+28,7
Стандартное отклонение для групп объектов	I группа	±5,67	±6,96	±6,33	±13,86	±16,0	±11,8
	II группа	±5,94	±7,38	±9,92	±16,73	±16,0	±22,34

Из этой таблицы вытекает, что наибольшую точность определения извлекаемых запасов по данным эксплуатации обеспечивают способы [1-3] с усовершенствованием (см. приложение I). Математическое ожидание отклонений рассчитанных извлекаемых запасов нефти по ним от фактически полученных иличислящихся на балансе для обеих групп объектов не превышает 2,6%, а стандартное отклонение ±10%.

Таблица II.2.4

Данные об отклонениях рассчитанных по способам [1-6] (по первым двум из них с усовершенствованием, см. приложение I) от фактически полученных иличислящихся на балансе начальных извлекаемых запасов нефти, принятых за 100% по каждому из объектов по первой группе объектов (с вязкостью нефти до 5 сП).

№ п/п	Месторождение	Залежь (объект)	Величины отклонений рассчитанных от фактически полученных иличислящихся на балансе - Q <sub>низ</sub> , в % по способам:					
			[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Искровское	Б <sub>2</sub>	+4,6	-0,7	-7,7	+35,0	+39,1	+5,7
2.	Зольненское	Б <sub>2</sub>	-5,3	+2,5	-4,5	+24,9	+44,8	+21,0
3.	Константиновское	Д <sub>II</sub>	+0,4	+7,4	-4,8	+39,0	+52,2	+48,7
4.	"	Д <sub>IУХХ</sub> )	-4,0	+4,0	+5,3	+20,1	+32,7	+29,2
5.	Серафимо-Леонидовское	Д <sub>I</sub>	+0,3	+2,3	-1,9	+34,1	+35,1	+10,2
6.	Тулазинское	Д <sub>I</sub>	0	+2,7	-4,2	+11,6	+35,5	+23,9
7.	"	Д <sub>II</sub>	-4,2	-0,1	+2,7	+21,2	+19,0	+11,2
8.	Бевляинское	Д <sub>I</sub>	+9,6	+12,6	+3,2	+18,6	+29,4	+21,7
9.	Балетьевское	А <sub>2</sub>	-14,5	-14,7	+3,9	+44,4	+30,5	+35,0
10.	"	бобрик-гор-т	-4,5	0	-2,2	+61,4	+77,8	+44,4
11.	Величаевско-Колодезное	Беллч.пл. I	+5,0	+3,3	+8,4	+34,8	+49,8	+26,0
12.	"	Колод.пл. Уш <sub>3,4</sub>	-10,4	-3,8	-10,0	+21,5	+47,8	+19,3
13.	"	Колод.пл. IX	+1,7	-19,5	+3,2	+1,4	+49,7	+7,1
14.	Зимняя Ставка	IX	+0,7	-2,4	-11,3	+41,8	+44,2	+31,6
15.	Озек-Суат	IX <sup>ХХ</sup> )	-1,0	+1,0	+18,2	+28,2	+53,2	+19,2
16.	Сентябрьское	П <sup>Х</sup> )	-10,7	-3,6	-5,3	+32,2	+29,6	+27,4
17.	"	ЛГ <sup>Х</sup> )	-2,3	-3,6	-3,2	+21,0	+18,8	+19,2
18.	"	ХП <sup>Х</sup> )	-5,9	-9,7	-4,1	+26,4	+21,1	+19,8
19.	Сентябрьское	ХШ <sup>Х</sup> )	-6,2	-7,1	-1,2	+2,2	+19,5	+17,2
20.	"	ЛУ <sup>Х</sup> )	+1,6	-0,1	-11,0	+24,2	+39,8	+32,7
21.	"	ЛЛХ <sup>Х</sup> )	-1,5	-2,6	+4,2	+13,8	+51,3	+43,0
22.	"	ХХ <sup>Х</sup> )	+0,6	+0,2	+0,2	+3,4	+19,3	+17,7



1:	2:	3:	4:	5:	6:	7:	8:	9:
23.	"	XXI <sup>x)</sup>	-8,4	-16,8	-8,1	+11,0	+27,0	+16,1
24.	"	XXII <sup>x)</sup>	-1,4	-2,8	-1,2	+15,7	+10,8	+3,3

а) Математическое ожидание отклонений по группе объектов

-2,31	-2,54	-0,53	+24,8	+36,1	+22,2
-------	-------	-------	-------	-------	-------

б) Стандартное отклонение для группы объектов

±5,67	± 6,56	±6,33	±13,86	±16,0	± 11,8
-------	--------	-------	--------	-------	--------

Примечания к таблице: x) По данным объектам за 100% принята фактическая накопленная добыча нефти до обводнения добываемой жидкости на 98%.

xx) В связи с недостаточной достоверностью или отсутствием числящихся Q<sub>н</sub> низ по этим объектам для сравнения за 100% принята средняя величина из рассчитанных по способам [1,2].

Таблица П.2.5

Данные об отклонениях рассчитанных по способам [1-6] (по первым двум из них с усовершенствованием, см. приложение I) от фактически полученных или числящихся на балансе начальных извлекаемых запасов нефти, принятых за 100% по каждому из объектов

По второй группе объектов (с вязкостью нефти от 5 до 35 сП).

№ п/п	Месторождение	Залежь (объект), участок	Величины отклонений рассчитанных от фактически полученных или числящихся на балансе, в % по способам					
			/1/	/2/	/3/	/4/	/5/	/6/
I	2	3	4	5	6	7	8	9
I. Арланское		Ашитский уч-к	-3,0	-13,7	+0,05	+39,7	+56,3	+50,0
2.	"	Актаныш-башкирский уч-к <sup>XX</sup>	-5,5	+5,5	-8,4	+27,9	+14,2	+13,6
3.	"	Сокловский уч-к <sup>XX</sup>	+4,9	-4,9	+6,2	+27,5	+45,2	+35,2
4.	"	XIa	-1,5	-5,9	+4,7	+20,7	+56,1	+30,2
5.	"	XIb <sup>XX</sup>	+2,8	-2,8	-2,1	+23,7	+44,3	+23,0
6.	Копей-Кубовское	бобр. гор-т	-6,3	-4,2	-4,2	+10,4	+47,2	+44,7
7.	Чекмагульское	"	-11,3	-9,1	+8,0	-2,5	+36,3	+27,8
8.	Яолововый Овраг	B <sub>2</sub>	-5,5	-4,5	-8,5	+15,4	+19,9	+27,0
9.	Чарлово-Ситовское	B <sub>1</sub> +B <sub>2</sub>	-6,8	+3,4	-2,1	+3,2	+5,0	+6,0
10.	Яблоновий Овраг	D <sub>0</sub>	+2,5	+7,1	-12,8	+45,0	+89,8	+13,4
II. Сыранское		B <sub>2</sub>	+3,3	+3,2	-4,5	+53,6	+53,9	+64,4
12.	Заборовское	B <sub>2</sub>	+7,5	-2,5	-8,2	+12,0	+64,0	+48,2
13.	Губинское	B <sub>2</sub>	+3,2	-12,5	-1,5	+23,4	+5,1	+5,6
14.	Балаханы-Саоунчи-Раманы	ПК <sub>в</sub>	+17,2	-4,5	-17,8	+26,8	+45,9	+44,7
15.	Чакнагляр	ПК	+0,7	+1,7	-0,6	+15,4	+9,8	+9,6
16.	Каратон	I альб <sup>X</sup>	-0,4	+6,0	-8,1	-3,0	+2,8	+8,4
17.	"	II альб <sup>X</sup>	-5,3	-17,3	-17,6	+37,6	+1,3	-6,0
18.	"	III альб <sup>X</sup>	-2,2	-0,5	+7,8	+63,6	+89,4	+76,0
19.	Комсомольское	эпт-неоком <sup>X</sup>	+0,3	-2,7	+21,9	+38,1	+13,9	+20,5
20.	Доссор	I юрский <sup>X</sup>	+4,5	+15,4	+21,4	+18,9	+13,4	-0,5
21.	Арчелинское	бобр. гор-т <sup>XX</sup>	-1,6	+1,6	-9,8	+5,7	+61,3	+46,1

I :	2	3	4	5	6	7	8	9
22. Макар	У триас	x)	+1,9	-0,6	+5,3	+10,9	+49,3	+60,7
23. Кулсары	II апт-неоком		+9,5	-11,9	+2,6	+0,9	+3,1	+2,2
а) Математическое отклонение отклонений по группе объектов			+0,34	+2,05	-0,07	+24,54	+36,1	+28,7
б) Стандартное отклонение для группы объектов			±5,94	±7,38	±9,92	±16,73	±16,0	±22,74

Примечание к таблице: х) По данным объектам за 100% принята фактическая накопленная добыча нефти до обводнения добываемой жидкости на 98%.

хх) В связи с недостаточной достоверностью или отсутствием числящихся Q<sub>н</sub> низ по этим объектам для сравнения за 100% принята средняя величина из рассчитанных по способам [1,27].

По способу [3], учитывая применимость его на сравнительно более поздней стадии обводненности добываемой жидкости (для I группы залежей, начиная с 76%, а для II группы - с 83%), расчеты по определению извлекаемых запасов нефти могут быть использованы в меньшем числе случаев.

Определение извлекаемых запасов нефти по способам [4-6] приводит к существенному завышению их величины для обеих групп объектов (от 24 до 36%) при неблагоприятном стандартном отклонении (от  $\pm 12$  до  $\pm 23\%$ ). В связи с этим указанные способы не рекомендуются для уточнения начальных извлекаемых запасов нефти.

Таким образом, апробация предварительно выбранных шести способов-характеристик вытеснения для двух выделенных групп длительно разрабатываемых залежей (с маловязкой и повышенной вязкостью нефти) позволяет сделать следующие выводы:

1) по вероятности выхода характеристик вытеснения на заключительный прямолинейный отрезок и по сопоставлению расчетных величин  $Q_{\text{низ}}$  с фактически <sup>статистическими</sup> ~~допустимыми~~ или числящимися на балансе наиболее приемлемыми являются способы [1-3] с усовершенствованием (см. приложение I);

2) способ [3] применим на сравнительно более поздней стадии обводнения добываемой жидкости;

3) способы [4, 5, 6] не рекомендуются для указанных целей, так как они обеспечивают существенно меньшую надежность определения  $Q_{\text{низ}}$  (в сторону их завышения) при более поздней стадии обводнения.

## Список литературы

1. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей поздней стадии разработки нефтяных залежей. Известия Вузов "Нефть и газ", 1972, № 10, с.41-46.
2. Камбаров Г.С., Алмамедов Д.Г., Малмудова Т.М. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения - "Азербайджанское нефтяное хозяйство", 1974, № 3, с.22-23.
3. Казаков А.А. Прогнозирование показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения нефти водой. М., ВЕНТОН, ИТС "Нефтепромысловое дело", 1976, № 8, с.5-7.
4. К вопросу о прогнозе добычи нефти и попутной воды при разработке слоисто-неоднородных коллекторов. Авт.: А.М.Ширвердян, П.И.Никитин, Д.Б.Листенгартен и др. - "Азербайджанское нефтяное хозяйство", 1970, № II, с.19-22.
5. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. М., "Недра", 1973, с.39-47.
6. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. М., "Недра", 1965, с.420-425.
7. Мовлята Г.Т., Наиденов В.М. К вопросу о подсчете потенциально возможных извлекаемых запасов нефти сильно обводненных залежей. - "Геология нефти и газа", 1968, № 9, с.41-44.
8. Григорьев С.И. О прогнозировании нефтеотдачи коллекторов в водный период разработки залежей. Т.мень, ИТС "Проблемы нефти и газа Т.мени", 1973, вып.40, с.42-44.
9. Багаров Т.М. Метод определения извлекаемых запасов нефти по протисловым данным в условиях вытеснения нефти водо...

- "Азсрсаидданское нефтяное хозяйство", 1968, № 10, с.27-29.

10. Коштыов А.В. Определение извлекаемых запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах при разработке их на истощение. - "Нефтяное хозяйство", 1970, № 12, с.32-34.

11. Соулов О.К., Кондратьев И.А., Левченко И.А. Прогноз дощичи нефти на основе фактических данных разработки месторождения с учетом неоднородности пластов. ТНТО ВНИИОЭН"а, серия "Добича", М., 1975, 60 с.

12. Методическое руководство по определению нефтеотдачи пластов по геолого-промысловым данным и пересчету запасов нефти по длительно разрабатываемым залежам. Авт.: В.С.Мелик-Пашаев, М.И.Кочетов, В.К.Гомзиков и др. "Недра", 1964, с.5-18.

13. Казаков А.А., Орлов В.С. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки. Темат. научно-техн. обзор ВНИИОЭН"а, серия "Нефтепромысловое дело", 1977, 51 с.

## Приложение 3

Пример обработки данных эксплуатации гипотетической залежи нефти по рекомендуемым способам для определения начальных извлекаемых запасов нефти

I. Исходные данные для построения характеристики вытеснения по гипотетической залежи нефти

I.1. Текущее пластовое давление - 95 кгс/см<sup>2</sup>, а начальное - 120 кгс/см<sup>2</sup>. Давление насыщения нефти газом - 18 кгс/см<sup>2</sup>. По этим данным сделано заключение о том, что залежь эксплуатируется при упруго-водонапорном режиме.

Коллектор на залежи является терригенным. Вязкость нефти в пластовых условиях - 5 сП. Плотность дегазированной нефти - 0,855 г/см<sup>3</sup>. Объемный коэффициент нефти 1,0. Средняя проницаемость пласта - 1560 мД. Коэффициент песчанности - 0,88. Коэффициент расчлененности - 2,1. Следовательно, залежь относится по геолого-физическим параметрам к диапозону рассмотренных длительно разрабатываемых объектов и к первой их группе (с  $\mu_0 \leq 5$ ).

I.2. Данные эксплуатации по залежи приводятся в табл. П.3.1 (рекомендуется величины накопленной добычи выражать в тыс. или в млн.м<sup>3</sup> с тем, чтобы большинство из них имело одну или несколько значащих цифр перед запятой).

Таблица П.3.1

Годы	Накопленная добыча (с начала разработки), млн.м <sup>3</sup> в пластовых условиях			Годовые отборы, млн.м <sup>3</sup> в пластовых условиях		Среднегодовой процент обводненности добываемой жидкости, массов.
	нефти	воды	жидкости	нефти	жидкости	
I	2	3	4	5	6	7
1	0,061	0,003	0,064	0,061	0,064	4,6
2	0,217	0,021	0,238	0,156	0,174	11,8
3	0,409	0,067	0,476	0,192	0,238	21,9
4	0,627	0,202	0,829	0,218	0,353	42,0
5	0,794	0,345	1,139	0,167	0,310	50,0

I	2	3	4	5	6	7
6	0,945	0,525	1,470	0,151	0,331	58,2
7	1,082	0,766	1,848	0,137	0,378	67,3
8	1,196	1,011	2,207	0,114	0,359	71,6
9	1,279	1,204	2,483	0,083	0,276	72,8
10	1,374	1,545	2,919	0,095	0,436	80,4
11	1,456	1,936	3,391	0,082	0,472	85,2

2. Обработка данных эксплуатации гипотетической залежи нефти при использовании зависимости отношения накопленной добычи жидкости к добыче нефти от накопленной добычи воды

2.1. Для построения характеристики вытеснения по залежи нефти в координатах  $\frac{Q_{ж}}{Q_n}$  от  $Q_w$  (по способу [ I ]) используются данные табл. П.3.2.

Таблица П.3.2

Годы	$Q_n$ , млн.м <sup>3</sup>	$Q_{ж}$ , млн.м <sup>3</sup>	$Q_{ж}/Q_n$	$Q_w$ , млн.м <sup>3</sup>
I	0,061	0,064	1,049	0,003
2	0,217	0,236	1,092	0,021
3	0,409	0,476	1,164	0,067
4	0,627	0,829	1,322	0,202
5	0,794	1,139	1,435	0,345
6	0,945	1,470	1,56	0,525
7	1,082	1,848	1,708	0,766
8	1,196	2,207	1,845	1,011
9	1,279	2,483	1,941	1,204
10	1,374	2,919	2,124	1,545
11	1,456	3,391	2,329	1,936

2.2. Характеристика вытеснения по указанному способу приводится на рис. П.3.1. Заключительный прямолинейный отрезок выделяется, начиная с 6 года эксплуатации залежи (при обводненности добываемой жидкости 55%). По этой части характеристики вытеснения определяются начальные извлекаемые запасы нефти в залежи путем обработки данных эксплуатации по методу наименьших квадратов.



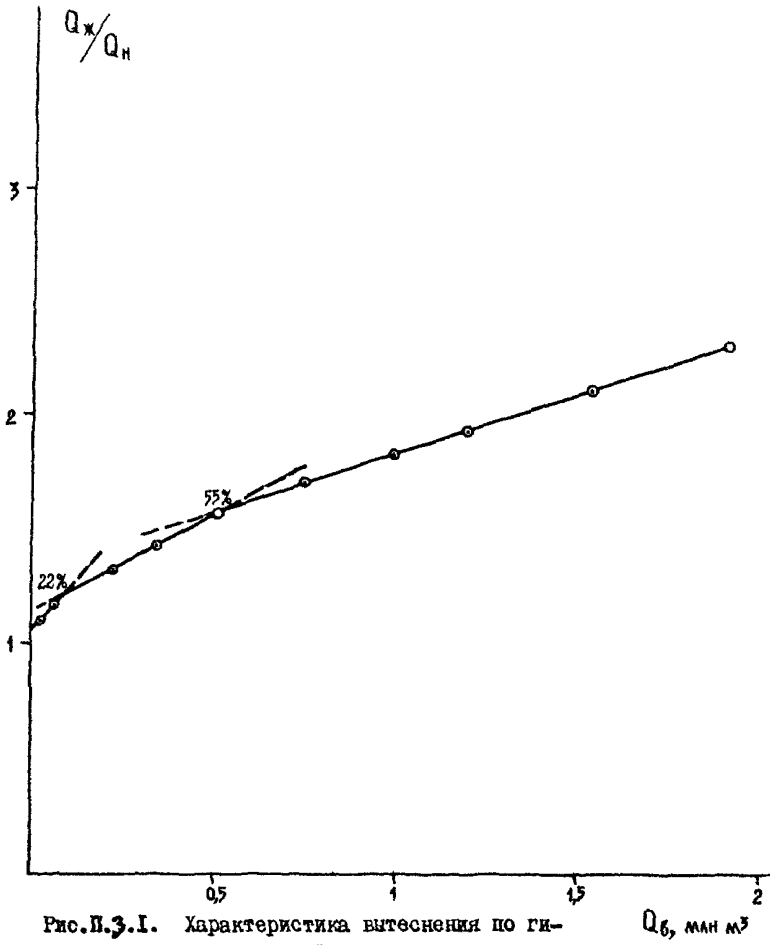


Рис. П.3.1. Характеристика вытеснения по гипотетической залежи в координатах  $Q_{ж}/Q_{н}$  от  $Q_{г}$

$Q_{г}$ , млн м³

2.3. Для определения коэффициента  $a$  и  $b$  используются данные итоговой строки табл. П.3.3.

$i = 1, 2, 3, \dots$ N	$Q_n, \text{млн.м}^3$	$Q_{ж}, \text{млн.м}^3$	$\frac{Q_{ж}}{Q_n}$	$Q_{ж}, \text{млн.м}^3$	$(\frac{Q_{ж}}{Q_n}) Q_n$	$Q_n^2$
1	0,945	1,470	1,56	0,525	0,819	0,276
2	1,082	1,848	1,708	0,766	1,308	0,587
3	1,196	2,207	1,845	1,011	1,865	1,022
4	1,279	2,483	1,941	1,204	2,337	1,450
5	1,374	2,919	2,124	1,545	3,282	2,387
6	1,456	3,391	2,329	1,936	4,509	3,748
6	=	=	$\sum_{i=1}^n$ 11,507	6,987	14,12	9,47

2.4. Величины коэффициентов  $a$  и  $b$  находятся по формулам (4) и (5) руководства:

$$a = \frac{14,12 \cdot 6,987 - 11,507 \cdot 9,47}{(6,987)^2 - 6 \cdot 9,47} = 1,289;$$

$$b = \frac{11,507 - 1,289 \cdot 6}{6,987} = 0,54.$$

2.5. Далее изменение фактических годовых отборов нефти ( $Q_{нф}$ ) наносится на график (рис. П.3.2) и выбирается отрезок для аппроксимации. На отрезке с 4 по 9 год эксплуатации залежи годовые отборы нефти падают, поэтому он выбирается для аппроксимации.

2.6. Для определения коэффициентов  $m$  и  $c$  формулы (7) используются данные итоговой строки табл. П.3.4.

$i = 1, 2, 3, \dots$ N	$Q_{нф}, \frac{\text{млн.м}^3}{\text{год}}$	$\lg Q_{нф}$	$t, \text{годы}$	$t \lg Q_{нф}$	$t^2$
1	0,218	-0,6615	1	-0,6615	1
2	0,167	-0,7773	2	-1,5546	4
3	0,151	-0,821	3	-2,463	9
4	0,137	-0,8633	4	-3,4532	16
5	0,114	-0,9431	5	-4,7155	25
6	0,083	-1,0809	6	-6,4854	36
6	=	$\sum_{i=1}^n$ -5,1471	21	-19,3332	91



Рис. П.3.2. Гипотетическое изменение годовых отборов негтя из гипотетической залежи во времени.

Коэффициенты  $m$  и  $c$  находятся по уравнениям (8) и (9):

$$Q_0 m = \frac{(-5,1471) \cdot 91 - (-19,3332) \cdot 21}{6 \cdot 91 - (21)^2} = -0,5942$$

$$\text{откуда } m = 0,2546 \frac{\text{млн. м}^3}{\text{год}};$$

$$c = \frac{-5,1471 + 3,5652}{0,434 \cdot 21} = -0,1736.$$

2.7. Для определения предельно-рентабельного годового отбора нефти задаемся постоянством годового отбора жидкости из залежи на прогнозируемый период. Примем величину  $Q_{\text{лн}}$  как среднюю арифметическую за последние два года (см.табл. П.3.1) и равную  $0,454 \frac{\text{млн. м}^3}{\text{год}}$ . Тогда предельно-рентабельный годовой отбор нефти (при разработке залежи до обводненности 98%) с принятым  $Q_{\text{ж}} = 0,454 \frac{\text{млн. м}^3}{\text{год}}$  составит  $Q_{\text{нл-р}} = 0,00908 \frac{\text{млн. м}^3}{\text{год}}$ .

2.8. Вероятная продолжительность эксплуатации объекта определяется по формулам (10) и (11):

$$e^{-c(t_{\text{ф}} + t_{\text{ост}})} = \frac{0,00908}{0,2546} = 0,03566; \text{ откуда } X = c(t_{\text{ф}} + t_{\text{ост}}) = 3,334$$

(по таблице функции  $e^{-x}$ );

$$t_{\text{ост.}} = \frac{3,334}{0,1736} - 6 = 13,2 \text{ года.}$$

2.9. Начальные извлекаемые запасы нефти с учетом предельно-рентабельного годового отбора рассчитываются по формуле (12). Величина  $Q_{\text{жф}}$  при этом берется по фактическим данным (в нашем случае на 11 году эксплуатации залежи) и равна  $3,391 \text{ млн. м}^3$  (см.табл. П.3.1).

$$Q_{\text{низ}} = \frac{0,454 - 0,00908 / 1,289 + 0,54(3,391 + 0,454 \cdot 13,2)}{0,54(0,454 - 2 \cdot 0,00908)}$$

$$\frac{0,855}{1} = 1,440 \text{ млн. т}$$

3. Обработка данных эксплуатации гипотетической залежи нефти при использовании зависимости произведения накопленных добычи жидкости и добычи нефти от накопленной добычи жидкости

3.1. Для построения характеристики вытеснения по залежи нефти в координатах  $Q_{ж} \cdot Q_{н}$  от  $Q_{ж}$  (по способу [2,7]) используются данные табл.П.3.5.

Таблица П.3.5

годы	$Q_{н}$ , млн.м <sup>3</sup>	$Q_{ж}$ , млн.м <sup>3</sup>	$Q_{н} \cdot Q_{ж}$
I	0,061	0,064	0,0039
2	0,217	0,238	0,051
3	0,409	0,476	0,195
4	0,627	0,829	0,52
5	0,794	1,139	0,904
6	0,945	1,470	1,389
7	1,082	1,848	2,0
8	1,196	2,207	2,64
9	1,279	2,483	3,176
10	1,374	2,919	4,011
11	1,456	3,391	4,937

3.2. Характеристика вытеснения по указанному способу приводится на рис.П.3.3. Заключительный прямолинейный отрезок выделяется, начиная с 7 года эксплуатации залежи (при обводненности добываемой жидкости 64%).

3.3. Для определения коэффициента  $\theta'$  по методу наименьших квадратов (см.табл.4 руководства), используются данные итоговой строки табл.П.3.6.

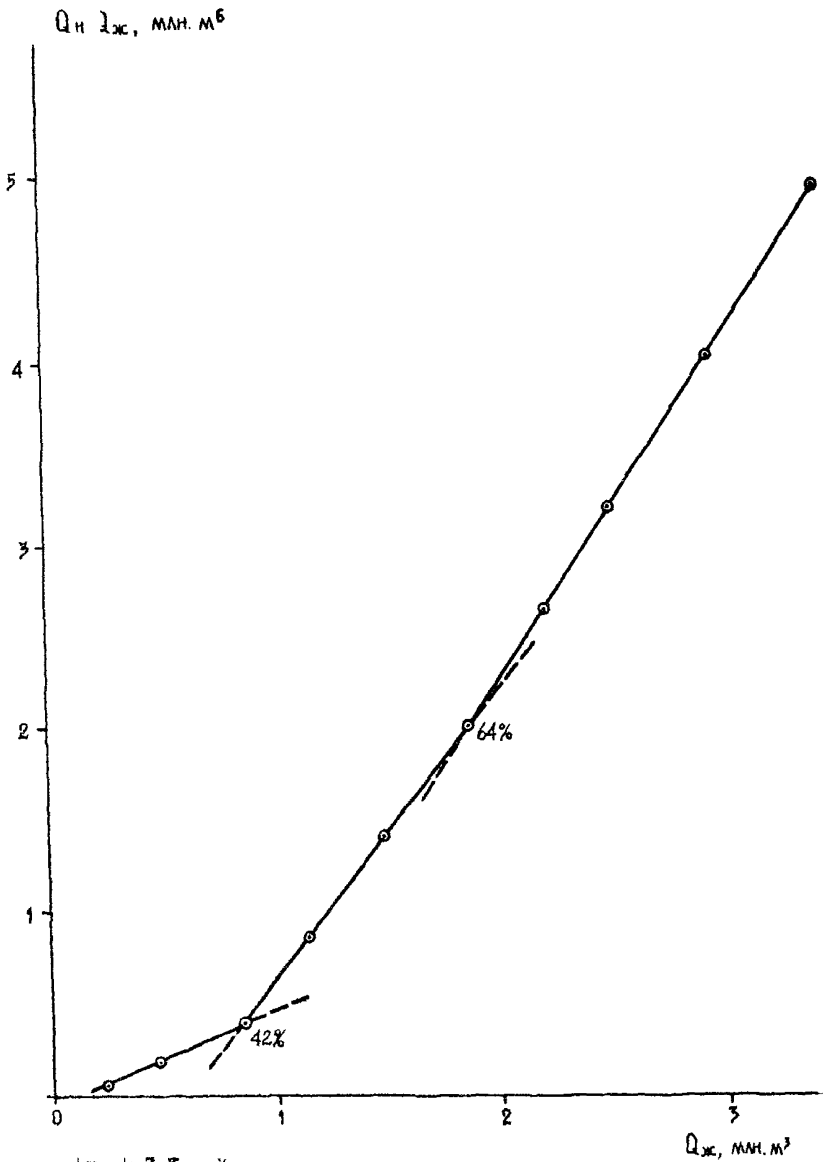


Рис. 11.3.3. Характеристика вытеснения по гипотетической залежи нефти в координатах  $Q_n \cdot Q_{ж}$  от  $Q_{ж}$

Таблица П.3.6

$i=1,2,3$ N	$Q_H$ , млн. м <sup>3</sup>	$Q_{ж}$ , млн. м <sup>3</sup>	$Q_H \cdot Q_{ж}$	$(Q_H \cdot Q_{ж}) \cdot Q_{ж}$	$Q_{ж}^2$
1	1,082	1,848	2,0	3,696	3,415
2	1,196	2,207	2,64	5,824	4,871
3	1,279	2,483	3,176	7,886	6,165
4	1,374	2,919	4,011	11,708	8,520
5	1,456	3,391	4,937	16,741	11,499
5	- $\sum_{i=1}^5$	12,848	16,764	45,855	34,47

3.4. Величина коэффициента  $\beta'$  находится по формуле (I3) руководства

$$\beta' = \frac{5 \cdot 45,855 - 16,764 \cdot 12,848}{5 \cdot 34,47 - (12,848)^2} = 1,908 \text{ млн. м}^3.$$

3.5. Величина начальных извлекаемых запасов нефти с учетом предельно-рентабельного годового отбора определяется по формуле (I4):

$$Q_{\text{низ}} = [1,908 - 0,00908 \left( \frac{3,391}{0,456} + 13,2 \right)] \frac{0,855}{1} = 1,471 \text{ млн. т}$$

4. Обработка данных эксплуатации гипотетической залежи нефти при использовании зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени " -  $\lambda$  "

4.1. Для определения величины коэффициента  $\lambda$  строится логарифмическая зависимость в координатах  $\lg n_n$  от  $\lg Q_{ж}$ . Данные для построения этой зависимости приводятся в табл. П.3.7

Таблица П.3.7

ГОДЫ	$Q_{ж}$ , тыс. м <sup>3</sup>	$\lg Q_{ж}$	Среднегодовой процент обводненности добываемой продукции, %	$n_n = 100 - n_s$ , %	$\lg n_n$
1	2	3	4	5	6
1	64	1,8062	4,6	95,4	1,9795
2	238	2,3747	11,8	88,2	1,9455

I	1	2	3	4	5	6
3	476	2,6776	21,9	78,1	1,8927	
4	829	2,9186	42,0	58,0	1,7634	
5	1139	3,0565	50,0	50,0	1,6990	
6	1470	3,1673	53,2	41,8	1,6212	
7	1848	3,2667	67,3	32,7	1,5145	
8	2207	3,3438	71,6	28,4	1,4533	
9	2483	3,3950	72,8	27,2	1,4346	
10	2919	3,4652	80,4	19,6	1,2923	
II	3391	3,5303	85,2	14,8	1,1703	

4.2. Вспомогательная зависимость для данного способа приведена на рис. П.3.4. Заключительный прямолинейный отрезок выделяется, начиная с 9 года эксплуатации залежи. Эта часть билогарифмической зависимости используется для определения величины коэффициентов "d" и "j".

4.3. Величина коэффициента d определяется по методу наименьших квадратов (см. табл. 5 руководства). При этом используются данные итоговой строки табл. П.3.8.

Таблица П.3.8

$i = 1, 2, 3$ N	$\lg n_n$	$\lg Q_{ж}$	$\lg n_n$	$\lg Q_{ж}$	$(\lg Q_{ж})^2$
1	1,4346	3,3950	4,8705	11,5260	
2	1,2923	3,4652	4,4781	12,0076	
3	1,1703	3,5303	4,1315	12,4630	
3 $\sum_{i=1}^3$	3,8972	10,3905	13,4801	35,9966	

4.4. Величина коэффициента d находится по формуле (16) руководства

$$d = \frac{3,8972 \cdot 10,3905 - 3 \cdot 13,4801}{3 \cdot 35,9966 - (10,3905)^2} = 1,962.$$



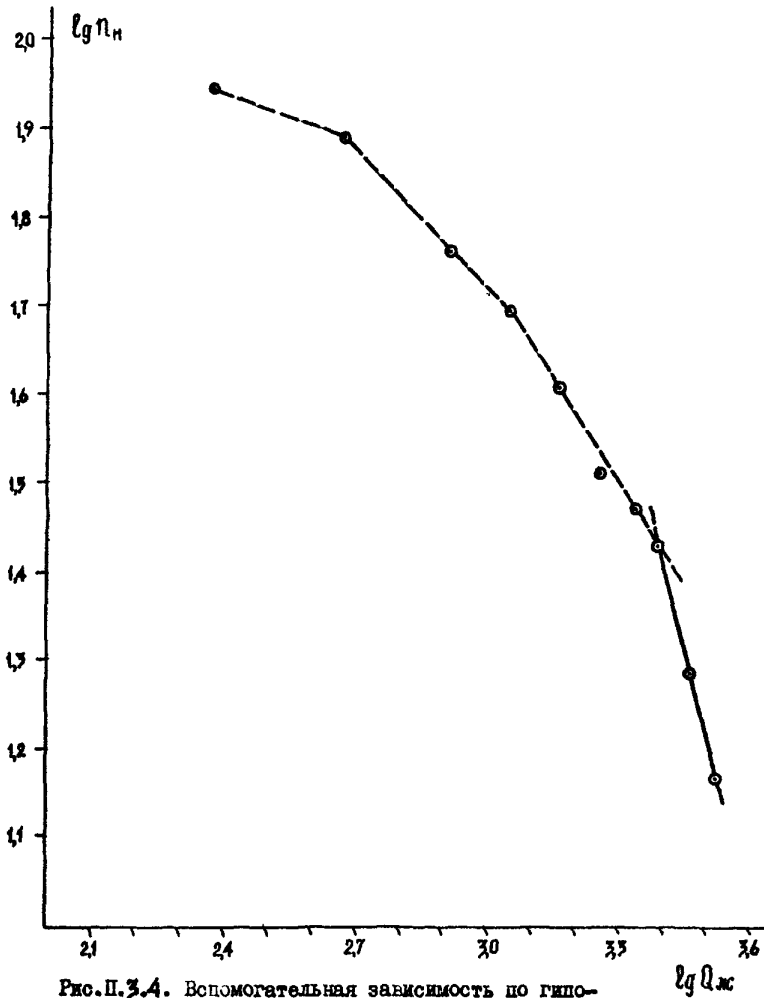


Рис. П.3.4. Вспомогательная зависимость по гипотетической залежи в координатах  $\lg n_n$  от  $\lg Q_{\text{ж}}$

4.5. Коэффициент  $\lambda$  определяется по формуле (Г7) руководства

$$\lambda = 1,962 - I = 0,962.$$

4.6. Строится график зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени  $-\lambda$ . Для этого используются данные табл. П.3.9.

Таблица П.3.9

годы	$Q_n$ , млн.м <sup>3</sup>	$Q_n^{-\lambda} \cdot 10^3$
I	0,061	18,3
2	0,217	5,194
3	0,409	2,656
4	0,627	1,557
5	0,794	1,148
6	0,945	0,8974
7	1,082	0,7201
8	1,196	0,607
9	1,279	0,542
10	1,374	0,4639
11	1,456	0,4016

4.7. График зависимости  $Q_n$  от  $Q_n^{-\lambda}$  приводится на рис. П.3.5. Заключительный прямолинейный отрезок выделяется, начиная с 7 года эксплуатации залежи (при обводненности добываемой жидкости более 62%).

4.8. Для определения коэффициента  $\alpha'$  по методу наименьших квадратов (см.табл.6 руководства), используются данные итоговой строки табл. П.3.10.

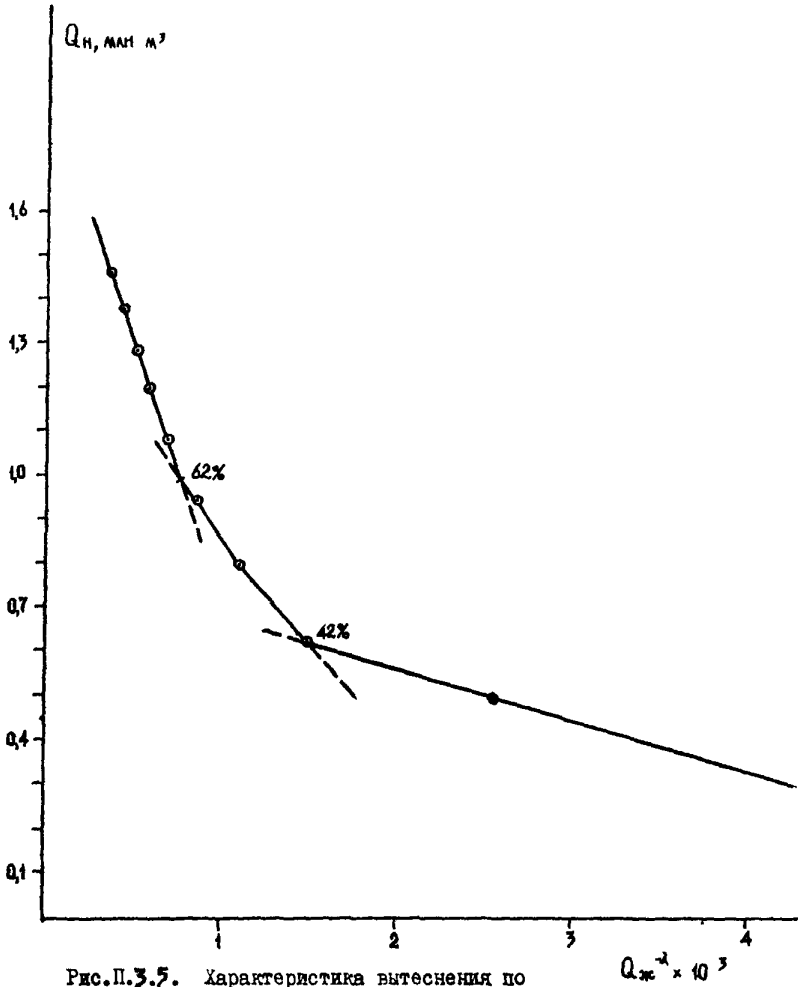


Рис. П.3.5. Характеристика вытеснения по гипотетической залежи в координатах  $Q_n$  от  $Q_{ж}^{-1}$ .

Таблица П.3.10

N	$Q_{н.г}$ млн.м <sup>3</sup>	$Q_{ж}^{-1} \cdot 10^3$	$Q_{н.г} \cdot Q_{ж}^{-1} \cdot 10^3$	$(Q_{ж}^{-1})^2 \cdot 10^6$
1	1,032	0,7201	0,7791	0,5185
2	1,196	0,607	0,726	0,3684
3	1,279	0,542	0,6932	0,2938
4	1,374	0,4639	0,6374	0,2152
5	1,456	0,4016	0,5847	0,1613
$\sum_{i=1}^n$	6,387	$2,7346 \times 10^3$	$3,4204 \times 10^3$	$1,5572 \times 10^6$

4.9. Величина коэффициента  $\alpha^n$  определяется по формуле (18) руководства

$$\alpha^n = \frac{3,4204 \times 10^3 \cdot 2,7346 \times 10^3 - 6,387 \cdot 1,5572 \times 10^6}{(2,7346 \times 10^3)^2 - 5 \cdot 1,5572 \times 10^6} = 1,924 \text{ млн.м}^3$$

4.10. Начальные извлекаемые запасы нефти

$$Q_{ннв} = \left[ 1,924 - \frac{0,00908 (3,391 + 0,454 \cdot 13,2)}{0,962 \cdot 0,454} \right] \cdot \frac{0,855}{1} = 1,478 \text{ млн.т}$$

4.11. В связи с тем, что величины  $Q_{ннв}$ , определенные по трем способам, отличаются друг от друга максимум на 2,6%, то в качестве искомым величин начальных извлекаемых запасов нефти в гипотетической задаче принимается средняя арифметическая из рассчитанных по трем способам, т.е.

$$Q_{ннв} = 1,463 \text{ млн.т}$$

## Содержание

	стр.
1. Общие положения.....	1
2. Рекомендуемые способы построения характеристик вытеснения для определения начальных извлекаемых запасов нефти и область их применения.....	3
3. Исходные данные для построения характеристик вытеснения.....	8
4. Методики обработки данных эксплуатации объектов для определения начальных извлекаемых запасов нефти рекомендуемыми способами.....	9
4.1. Общие положения.....	9
4.2. Методика обработки данных эксплуатации объекта при использовании зависимости отношения накопленных добычи жидкости к добыче нефти от накопленной добычи воды.....	10
4.3. Методика обработки данных эксплуатации объекта при использовании зависимости произведения накопленных добычи жидкости и добычи нефти от накопленной добычи жидкости.....	14
4.4. Методике обработки данных эксплуатации объектов при использовании зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени $-A$ .....	15
5. Принимаемая величина начальных извлекаемых запасов нефти по рассматриваемому объекту из рассчитанных несколькими способами.....	17

Приложения:

1. Усовершенствование способов определения начальных извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения (зависимостям отношения накопленных добычи жидкости к добыче нефти от накопленной добычи воды и произведения накопленных добычи жидкости и добычи нефти от накопленной добычи жидкости [1,2]).....	21
Список литературы.....	24

2. Обоснование выбора наиболее достоверных способов определения начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, эксплуатирующихся при водонапорном режиме по характеристикам вытеснения.....	25
Список литературы.....	41
3. Пример обработки данных эксплуатации гипотетической залежи нефти по рекомендуемым способам для определения начальных извлекаемых запасов нефти.....	43

Ф П Л - 4 Тираж 1000

---

Типография ХОЗУ Миннефтепрома Зак 2056