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 — 1983 г.

gost.e-ecolog.ru

"УТВЕРЖДАЮ"	"УТВЕРЖДАЮ"	"УТВЕРЖДАЮ"	"УТВЕРЖДАЮ"
Первый заместитель министра нефтяной промышленности	Первый заместитель Министра газовой промышленности	Заместитель министра Госгортехнадзора СССР	Заместитель председателя ГКЗ СССР
В.И.Игревский	В.И.Тимонин	Н.Т. Забродоцкий	
"10" 02 1984г.	"24" 12 1983г.	"09" 02 1984г.	"22" 03 1984г.

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 — 27.8 84г. — Г.Г.Вахитов

Ответственный исполнитель
Руководитель лаборатории экспертизы нефтеотдачи — 20.8 84г. — И.Д.Амелин

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель председателя Госгортехнадзора СССР — письмо №13-21с/872 от 04.10.83г. — Ю.Г.Терентьев

Начальник Управления разработки нефтяных и газовых месторождений Миннефтепрома — 10.11 83г. — В.Е.Лещенко

Начальник Технического управления Миннефтепрома — 16.12.83 — Ю.Н.Баймиков

Начальник Геологического
управления Мингазпрома И.П.Жабрев

Начальник Управления
[redacted] СССР В.В.Семенович

АННОТАЦИЯ

Настоящее руководство, разработанное Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ), включает перечень необходимых исходных данных по эксплуатации объектов (залежей) 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 пересчетом запасов нефти на разрабатываемых месторождениях.

Руководящий документ

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

РД 39-9-1069-84

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности

№ 341 от 06 июня 1984 г.

Срок введения с 01.07.84 г.

Срок действия до 01.07.88 г.

I. Общие положения

I.I. 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).

I.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.

I.3. Для уточнения начальных извлекаемых запасов нефти рекомендуется три наиболее надежных способа (см.4.I-4.3), выбор которых апробирован по данным эксплуатации длительно разрабатываемых залежей при водонапорном режиме (см.приложение 2 к настоящему руководству).

I.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.

I.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 (залежей) при достижении предельно-рентабельного годового отбора нефти ($Q_{н.п-р}$), 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 ($Q_н$) и жидкости ($Q_ж$) от накопленной добычи воды ($Q_в$);

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

в) накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени "$-\lambda$", 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. I,2 и 3.

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

для способа 2.Iа -

$$\frac{Q_{ж}(t)}{Q_{н}(t)} = a + b\,Q_{ж}(t); \qquad (I)$$

для способа 2.Iб

$$Q_{ж}(t)\cdot Q_{н}(t) = b' Q_{ж}(t) - a'; \qquad (2)$$

для способа 2.Iв -

$$Q_{н}(t) = a'' - b'' Q_{ж}^{-\lambda}(t). \qquad (3)$$

В формулах (I-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 [24] длительно разрабатываемых залежей с вязкостью нефти до 5 сП и 27 залежей с вязкостью нефти от 5 до I40сП, 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

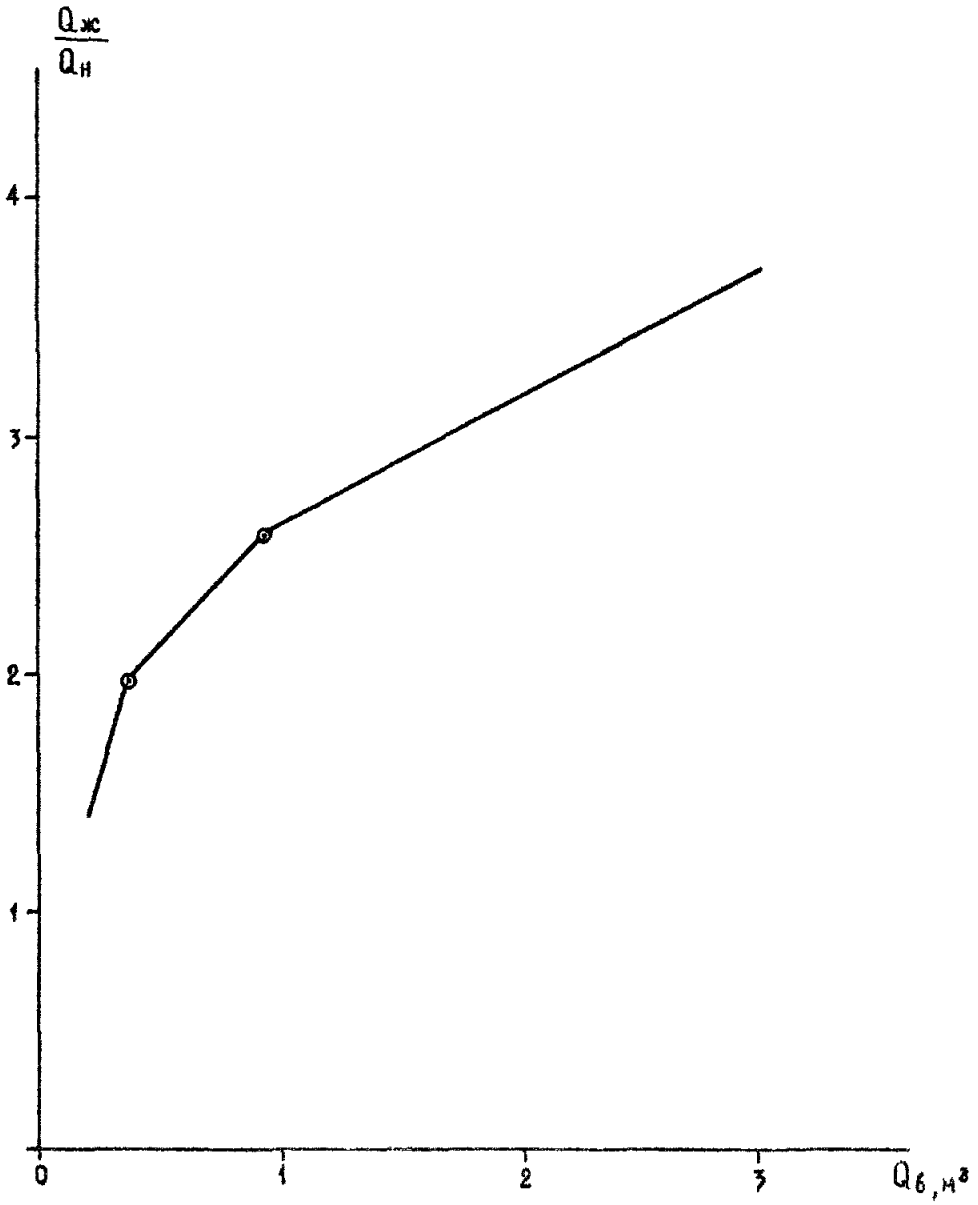

Рис.I. Характеристика вытеснения в координатах $Q_ж/Q_н$ от $Q_в$

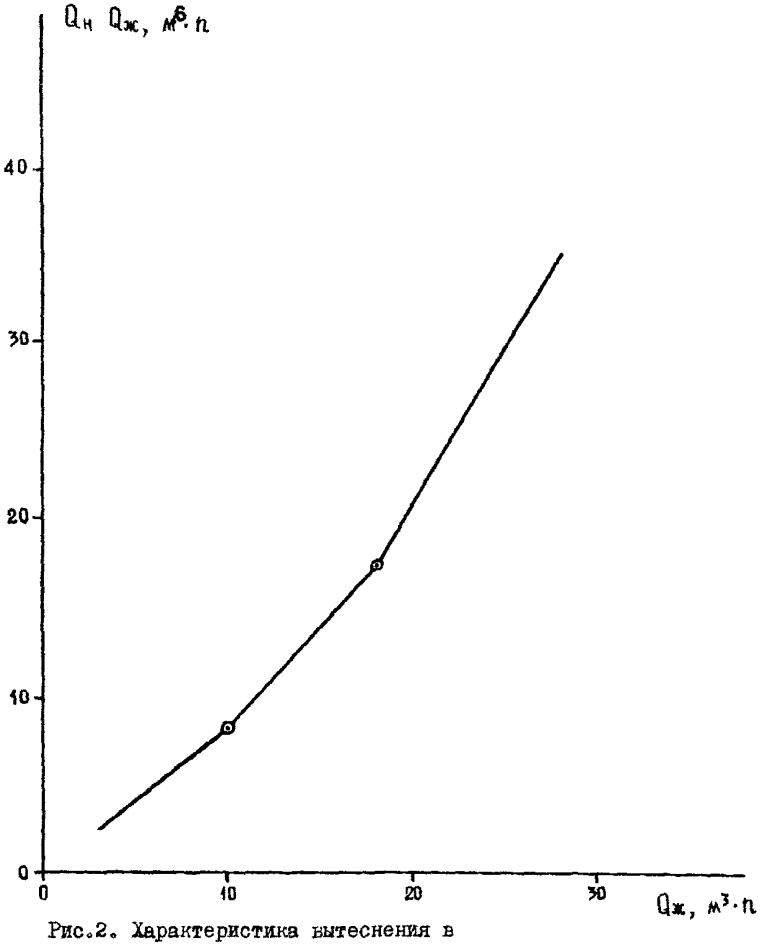

Рис.2. Характеристика вытеснения в координатах $Q_н$ $Q_ж$ от $Q_ж$.

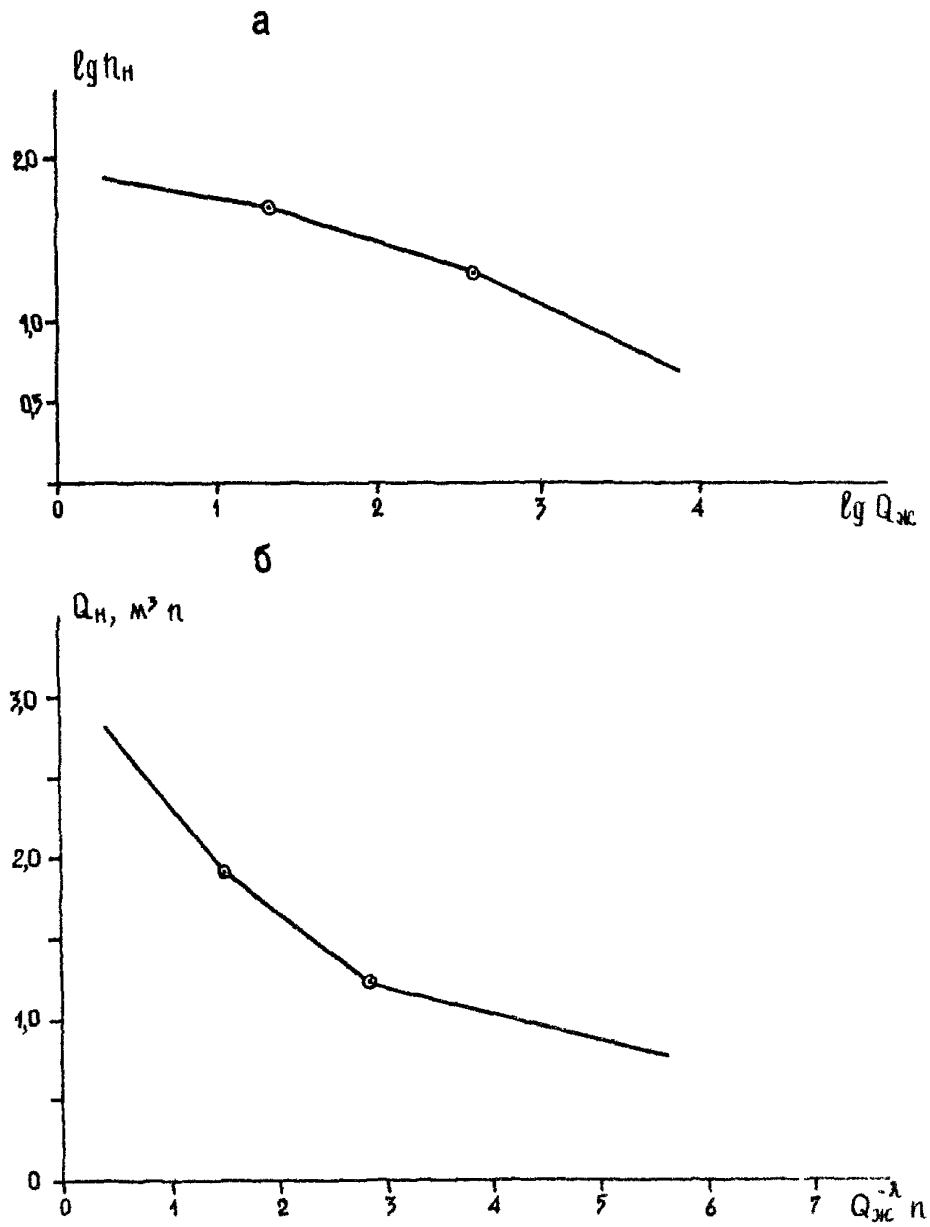

Рис.3. Характеристика вытеснения в координатах $Q_н$ от $Q_{жс}^{\lambda}$

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.I)	Текущая обводненность добываемой жидкости, начиная с которой рекомендуется применение способов, %	
	Для залежей с вязкостью пластовой нефти до 5 сП	Для залежей с вязкостью пластовой нефти от 5 до 35 сП
2.Iа; 2.Iб	53-56	76-78
2.Iв	76	83

3. Исходные данные для построения характеристик вытеснения

3.I. 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 песчанистости 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.Iа - накопленные (с начала разработки) величины добычи нефти, воды и жидкости по годам разработки ($Q_н$, $Q_в$, $Q_ж$), величины годовых отборов нефти и обводненности добываемой жидкости (в %);

по способу 2.Iб - накопленные величины добычи нефти и жидкости ($Q_н$, $Q_ж$), величины годовых отборов нефти и обводненности добываемой жидкости (в %);

по способу 2.Iв - средние по годам величины содержания нефти в добываемой жидкости ($n_н$,%) и накопленные величины добычи нефти и жидкости ($Q_н$, $Q_ж$).

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.I. Общие положения

4.I.I. При построении характеристик вытеснения по способам (см.рис. I,2 и 3) накопленные и годовые величины добычи нефти и жидкости выражается в объемных единицах в пластовых условиях ($м^3$), 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 ($м^3$) в пластовых условиях.

4.I.2. На построенной характеристике вытеснения выделяется заключительный прямолинейный (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 жидкости к добыче нефти от накопленной добычи воды

4.2.I. Данные по точкам, относящимся к заключительному прямолинейному участку характеристики вытеснения в координатах $\frac{Q_ж}{Q_н}$ $(Q_в)$, обрабатываются с помощью метода наименьших квадратов. Расчетная таблица для определения коэффициентов a и b уравнения (I) приводится ниже.

Таблица 2

$i=1,2,3$ ... N	$Q_н$, тыс (млн) $м^3$	$Q_ж$, тыс (млн) $м^3$	$\frac{Q_ж}{Q_н}$	$Q_в$, тыс (млн) $м^3$	$(\frac{Q_ж}{Q_н})\,Q_в$	$Q_в^2$
I	2	3	4	5	6	7
—	—	—	[3] [2]	—	[4] × [5]	[5] × [5]
N	—	—	$\sum_{i=1}^{N}\left\lvert\frac{Q_ж}{Q_н}\right\rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N}\lvert Q_в\rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N}\left\lvert\frac{Q_ж}{Q_н}Q_в\right\rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N}\lvert Q_в^2\rvert_i$

4.2.2. Величины коэффициентов a и b находятся по уравнениям (4) и (5):

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{N}\lvert Q_ж/Q_н\ Q_в\rvert_i \sum_{i=1}^{N}\lvert Q_в\rvert_i - \sum_{i=1}^{N}\lvert Q_ж/Q_н\rvert_i \sum_{i=1}^{N}\lvert Q_в^2\rvert_i}{\left(\sum_{i=1}^{N}\lvert Q_в\rvert_i\right)^2 - N\sum_{i=1}^{N}\lvert Q_в^2\rvert_i}; \quad (4)$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{N}\lvert Q_ж/Q_н\rvert_i - a\,N}{\sum_{i=1}^{N}\lvert Q_в\rvert_i}, \quad \frac{I}{м^3} \text{ в пластовых условиях} \quad (5)$$

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 ($q_{н\ п\text{-}р}$), 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.I), по предельному обводненню добываемой жидкости (см.источник [4] п.I) или принимается в соответствии с "Правилами разработки и эксплуатации нефтяных месторождений". Предельно-рентабельный годовой отбор нефти из объекта определяется по формуле

$$q_{н\ п\text{-}р} = q^{скв}_{н\ п\text{-}р} \cdot n_{дс} \cdot 365, \qquad (6)$$

где $q^{скв}_{н\ п\text{-}р}$ – предельно-рентабельный дебит нефти средней скважины объекта ($м^3$/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 I0–I5 лет, в течение которых сформи-

ровался монотонный характер снижения отбора, аппроксимируется уравнением вида

$$q_н(t) = m e^{-ct} ; \qquad (7)$$

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

Расчетная таблица для определения коэффициентов m и c приводится ниже.

Таблица 3

$i = 1,2,3...N$	$q_{нф}$, м3/год в пласт. условиях	$\lg q_{нф}$	t, годы	$t \cdot \lg q_{нф}$	t^2
I	2	3	4	5	6
–	–	$\lg$ [2]	–	[3] × [4]	[4] × [4]
N	–	$\sum_{i=1}^{N} \lvert \lg q_{нф} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert t \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert t \cdot \lg q_{нф} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert t^2 \rvert_i$

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

$$\lg m = -\frac{\sum_{i=1}^{N} \lvert \lg q_{нф} \rvert_i \sum_{i=1}^{N} \lvert t^2 \rvert_i - \sum_{i=1}^{N} \lvert t \lg q_{нф} \rvert_i \sum_{i=1}^{N} \lvert t \rvert_i}{N \sum_{i=1}^{N} \lvert t^2 \rvert_i - \left(\sum_{i=1}^{N} \lvert t \rvert_i \right)^2} ; \qquad (8)$$

$$c = -\frac{\sum_{i=1}^{N} \lvert \lg q_{нф} \rvert_i - N \lg m}{\lg e \sum_{i=1}^{N} \lvert t \rvert_i} ; \qquad (9)$$

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)

$$e^{-c(t_ф + t_{ост})} = \frac{q_{н\,п\text{-}р}}{m}\ ; \qquad (10)$$

где $t_ф$ – 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)[1], и определяется $t_{ост}$

$$t_{ост} = \frac{x}{c} - t_ф\ ; \qquad (11)$$

где берутся абсолютные величины x и c .

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

$$Q_{нач} = \frac{q_{ж} - q_{н\,п\text{-}р}\left[a + b\,(Q_{жф} + q_{ж} t_{ост})\right]}{b\,(q_{ж} - 2q_{н\,п\text{-}р})} \cdot \frac{\rho_{н\,дег}}{\omega_н}\ ; \quad \text{тонны} \qquad (1а)$$

где $q_{ж}$ – прогнозируемый годовой отбор жидкости из объекта, величина которого принимается постоянной (по опыту последних лет эксплуатации объекта), $м^3$ в пластовых условиях; $\rho_{н\,дег}$, $\omega_н$ – плотность дегазированной нефти ($т/м^3$) и объемный коэффициент пластовой нефти.

---

[1] Функция e^{-x} табулирована во многих математических справочниках, например, см.Б.И.Сегал, К.А.Семендяев. Пятизначные математические таблицы. Изд-во 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, относящимся 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

$i=1,2,3 \ldots N$	$Q_{н}$, тыс.м3 (млн)	$Q_{ж}$, тыс.м3 (млн)	$Q_{ж} \cdot Q_{н}$	$(Q_{ж} \cdot Q_{н}) Q_{ж}$	$Q_{ж}^2$
I	2	3	4	5	6
–	–	–	[3] × [2]	[4] × [3]	[3] × [3]
N	–	$\sum_{i=1}^{N} \lvert Q_{ж} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert Q_{ж} Q_{н} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert (Q_{ж} Q_{н}) Q_{ж} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert Q_{ж}^2 \rvert_i$

4.3.2. При решении уравнения (I3) находится величина коэффициента b' (м3 в пластовых условиях)

$$b' = \frac{N \sum_{i=1}^{N} \lvert (Q_{ж} \cdot Q_{н}) Q_{ж} \rvert_i - \sum_{i=1}^{N} \lvert Q_{ж} \cdot Q_{н} \rvert_i \sum_{i=1}^{N} \lvert Q_{ж} \rvert_i}{N \sum_{i=1}^{N} \lvert Q_{ж}^2 \rvert_i - \left(\sum_{i=1}^{N} \lvert Q_{ж} \rvert_i \right)^2}; \qquad (I3)$$

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 ($q_{н\,п\text{-}р}$), 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 осуществляемой на поздней стадии системе разработки определяются по формуле (вывод ее дается в приложении п.I):

$$Q_{изв} = \left[B' - q_{нл\text{-}р} \left(\frac{Q_{эксф}}{q_{ж}} + t_{ост} \right) \right] \frac{\rho_{н\,дег}}{\omega_{н}} \text{ ; тонн.} \qquad (I4)$$

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

4.4.I. 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 λ, для чего по данным эксплуатации объекта строится билогарифмическая зависимость (см.рис.3а)

$$\lg n_{н}(t) = \ell - d \lg Q_{ж}(t) ; \qquad (I5)$$

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

4.4.3. Данные по точкам, относящимся к заключительному участку в координатах $\lg n_{н}$ ($\lg Q_{ж}$), обрабатываются с помощью метода наименьших квадратов. Расчетная таблица для определения коэффициента d в уравнении (I5) приводится ниже.

Таблица 5

$i = 1,2,3 \ldots N$	$\lg n_{н}$	$\lg Q_{ж}$	$\lg n_{н} \cdot \lg Q_{ж}$	$(\lg Q_{ж})^2$
I	2	3	4	5
–	–	–	[2] × [3]	[3] × [3]
N	$\sum_{i=1}^{N} \lvert \lg n_{н} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert \lg Q_{ж} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert \lg n_{н} \lg Q_{ж} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert (\lg Q_{ж})^2 \rvert_i$

4.4.4. При решении уравнения (I6) находится величина коэффициента d

$$d = \frac{\sum_{i=1}^{N} |\lg n_н|_i \sum_{i=1}^{N} |\lg Q_{ж}|_i - N \sum_{i=1}^{N} |\lg n_н \lg Q_{ж}|_i}{N \sum_{i=1}^{N} |\lg Q_{ж}|_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{N} |\lg Q_{ж}|_i\right)^2}; \qquad (I6)$$

где N – число фактических точек, лежащих на заключительном прямолинейном отрезке зависимости (I5); остальное берется из итоговой строки табл.5.

Величина показателя степени λ определяется по формуле

$$\lambda = d - 1; \qquad (I7)$$

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 $Q_н$ ($Q_{ж}^{-\lambda}$), обрабатываются с помощью метода наименьших квадратов.

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

Таблица 6

$i = 1,2,3 \ldots N$	$Q_н$, тыс.м^3 (млн)	$Q_{ж}$, тыс.м^3 (млн)	$Q_{ж}^{-\lambda}$	$Q_н \cdot Q_{ж}^{-\lambda}$	$(Q_{ж}^{-\lambda})^2$
I	2	3	4	5	6
–	–	–	[3]$^{-\lambda}$	[2] × [4]	[4] × [4]
N	$\sum_{i=1}^{N} \lvert Q_н \rvert_i$	–	$\sum_{i=1}^{N} \lvert Q_{ж}^{-\lambda} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert Q_н Q_{ж}^{-\lambda} \rvert_i$	$\sum_{i=1}^{N} \lvert Q_{ж}^{-\lambda} \rvert_i^2$

4.4.7. При решении уравнения (I8) находится величина a^*, $м^3$ в пластовых условиях

$$a^* = \frac{\sum_{i=1}^{N} |Q_н \cdot Q_{ж}^{-\lambda}|_i \sum_{i=1}^{N} |Q_{ж}^{-\lambda}|_i - \sum_{i=1}^{N} |Q_н|_i \sum_{i=1}^{N} |Q_{ж}^{-\lambda}|_i^2}{\left(\sum_{i}^{N} |Q_{ж}^{-\lambda}|_i\right)^2 - N \sum_{i=1}^{N} |Q_{ж}^{-\lambda}|_i^2}; \qquad (I8)$$

где N – число фактических точек, лежащих на заключительном прямолинейном отрезке зависимости (3); остальное берется из итоговой строки табл.6.

4.4.8. По величине a^* определяются начальные извлекаемые запасы нефти

$$Q_{низ} = \left[a^* - \frac{q_{н.п-р}\,(Q_{жф} + q_{ж} t_{ост})}{\lambda q_{ж}}\right] \frac{\rho_{н.пл}}{\omega_н}, \quad \text{тонны.} \qquad (I9)$$

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

5.I. Если величины $Q_{низ}$, определенные двумя или тремя способами (из рекомендуемых), отличаются в пределах до I0%, то в качестве искомой величины принимается средняя арифметическая из рассчитанных по способам.

5.2. Если рассчитанные величины $Q_{низ}$ несколькими способами отличаются друг от друга более чем на I0%, 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 $Q_{низ}$).

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 раздельно.

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 п.I и п.2);

Субботина Е.В. – Мл.научный сотрудник (участие в п.2);

В подготовке руководства принимала участие инженер Петрова Т.Ю.

Директор ВНИИ
д.т.н., проф. Г.Ф.Вахитов
"27" августа 1981 г.

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

Составители:

Рук.лаборатории экспертизы нефтеотдачи, д.т.н., проф. И.Д.Амелин

Ст.инженер А.В.Давидов

Мл.научный сотрудник Е.В.Субботина

Приложение I

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) [I-3]

Способы определения начальных извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения [I-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 (залежей) предельно-рентабельным (конечным) дебитом нефти ($q_{н\,п\text{-}р}$). 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 [I] по времени, получим

$$q_{ж} = \alpha q_{н} + \beta\left[(Q_{ж} - Q_{н})\,q_{н} + Q_{н}(q_{ж} - q_{н})\right], \quad \text{(П.1.I)}$$

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

$$\beta\, Q_{н}\,(\,q_{ж} - 2\,q_{н}\,) = q_{ж} - q_{н}\,(\,\alpha + \beta\, Q_{ж}\,). \quad \text{(П.I.2)}$$

К моменту времени, когда годовой отбор нефти из объекта достигнет величины предельно-рентабельного ($q_н = q_{н.п-р}$), из него будет добыто нефти $Q_н = Q_{низ}$. 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.I.2) получаем экономически обоснованную величину $Q_{низ}$ применительно к рассматриваемому объекту

$$Q_{низ} = \frac{q_ж - q_{н.п-р}\left[a + b\left(Q_{кф} + q_ж \cdot t_{ост}\right)\right]}{b\left(q_ж - 2\,q_{н.п-р}\right)}, \quad (П.I.3)$$

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

Для определения $Q_{низ}$ по уравнению (П.I.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

$$q_н(t) = m e^{-ct}, \quad (П.I.4)$$

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 $t_ф$.

Поскольку продолжительность от начала аппроксимируемого отрезка кривой изменения добычи нефти до годового отбора нефти $q_{н.п-р}$ равна$(t_ф + t_{ост})$, величину прогнозируемого периода разработки залежи можно найти из соотношений, вытекающих из уравнения (П.I.4) при $q_н = q_{н.п-р}$,

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

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

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

$$Q_ж \cdot q_н + Q_н q_ж = в' q_ж; \qquad (П.I.7)$$

$$Q_{низ} = в' - \left(\frac{Q_{жф}}{q_ж} + t_{ост}\right) q_{н.п-р}. \qquad (П.I.8)$$

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

$$\frac{Q_н}{Q_ж^{-\lambda}} = \frac{a''}{Q_ж^{-\lambda}} - в''; \qquad (П.I.9)$$

Продифференцировав его по времени и выполнив несложные преобразования, получим:

$$q_н Q_ж + \lambda Q_н q_ж = a'' \lambda q_ж; \qquad (П.I.10)$$

или $$Q_{низ} = a'' - \frac{q_{н.п-р}(Q_{жф} + q_ж t_{ост})}{\lambda q_ж}. \qquad (П.I.11)$$

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

I. 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 a, $в$; $в'$ или a''.

2. Применительно к конкретному объекту обосновываются величины $q_{н.п-р}$ и $q_ж = const$.

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

I. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей поздней стадии разработки нефтяных месторождений. - Известия вузов "Нефть и газ", I972, № I0, с.4I-46.

2. Камбаров Г.С., Алмамедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения. - "Азербайджанское нефтяное хозяйство", I974, № 3, с.22-23.

3. Казаков А.А. Прогнозирование показателей разработки месторождения по характеристикам вытеснения нефти водой. М., ВНИИОЭНГ, РНТС "Нефтепромысловое дело", I976, № 8, с.5-7.

4. Жечков А.И., Николаевский Н.М. Методические вопросы экономического обоснования кондиций запасов нефти. РНТС, серия "Экономика", М., ВНИИОЭНГ, I980, 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, I969, с.I04-I09.

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 (залежей) 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 колеблятся в диапазоне от 0,78 до 0,95, а по способу [I] 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 [I-6] базируется на опыте длительной разработки 5I 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 I0 сП. Однако при анализе показателей по группам получилось, что 3 объекта с вязкостью нефти 4,6-5,9 сП (залежи $Д_0$ Яблонового Оврага, $Б_I+Б_2$ Карлово-Сытовского и

$Д_I$ Арчединского месторождений) по выходу характеристик вытеснения на заключительную прямую тяготеют к группе с повышенной вязкостью нефти. По этим объектам выход на заключительную прямую даже по способам [1,2] происходит при обводненности добываемой продукции в 63–86%, тогда как по большинству объектов с маловязкой нефтью указанные показатели значительно ниже.

По 4 же объектам с высокой вязкостью нефти (от 40 до 140 сП – 2 юрский горизонт месторождения Досор, 4 юрский Маката, апт-неокомский Байчунаса и I юрский Маката) выход характеристик вытеснения на заключительную прямую по всем способам происходит при 85–97% обводненности добываемой продукции, то-есть на очень поздней стадии эксплуатации. Следует отметить, что в настоящее время для объектов с такими величинами вязкости нефти процесс вытеснения ее водой считается неэффективным и не рекомендуется.

В связи с вышеизложенным, все длительно разрабатываемые объекты для апробации способов-характеристик вытеснения разделены на две группы (первая группа объектов с вязкостью нефти до 5 сП, а вторая – от 5 до 35 сП).

Сведения о параметрах объектов указанных групп приводятся в таблицах П.2.I, П.2.2.

Таблица П.2.I

Характеристика первой группы длительно разрабатываемых залежей с вязкостью нефти до 5 сП

Месторождение	Объединение	Залежи	Год ввода в работу	Обводненность добываемой жидкости на последнюю дату, %	Отношение вязкости нефти и воды в пласт. условиях		Коэф. песчанистости пласта	Коэф. расчлененности пласта
I	2	3	4	5	6		7	8

I	2	3	4	5	6	7	8
I.Покровское	Куйбышевн.	$Б_2$	I950	87	3,05	0,64	3,3
2.Зольненское	-"-	$Б_2$	I943	93	I,0	0,90	2,I
3.Константиновское	Башнефть	$Д_{II}$	I950	92	I,25	0,83	I,7
4. -"-	-"-	$Д_{IУ}$	I952	90	I,0	0,75	2,0
5.Серафимовско-Леонидовское	-"-	$Д_I$	I949	85	I,7	0,84	I,5
6.Туймазинское	-"-	$Д_I$	I945	89	2,3	0,82	2,2
7. -"-	-"-	$Д_{II}$	I944	9I	2,25	0,89	I,9
8.Октябрьское	Грознефть	П	I9I3	99,6	2,4	0,74	2,2
9. -"-	-"-	XI	I9I5	99,2	2,5	0,6I	2,9
I0. -"-	-"-	XII	I922	99,2	2,0	0,87	I,8
II. -"-	-"-	XIII	I9I6	98,5	2,I	0,92	I,9
I2. -"-	-"-	XУ	I924	98,7	-	-	-
I3. -"-	-"-	XIX	I929	98,7	2,2	0,79	I,8
I4. -"-	-"-	XX	I928	98,3	I,9	0,83	2,I
I5. -"-	-"-	XXI	I929	98,5	I,9	0,70	2,4
I6. -"-	-"-	XXII	I927	99,I	2,0	-	-
I7.Величаевско-Колодезное	Ставропольнефть	I-Величаевск. площадь	I96I	77	2,43	0,99	I,6
I8. -"-	-"-	$УШ_{3+4}$ -Колодез. площадь	I959	8I	2,45	0,57	I,9
I9. -"-	-"-	IX-Колодезная площадь	I960	85	2,2I	0,89	I,4
20.Озек-Суат	-"-	IX	I957	92	2,45	0,84	2,2
2I.Зимняя Ставка	-"-	IX	I957	95	I,53	0,88	2,I
22.Бавлинское	Татнефть	$Д_I$	I946	76	I,6	0,87	I,7
23.Бахметьевское	Нижневолжскнефть	$А_2$	I956	95	4,4	0,83	I,9
24. -"-	-"-	бобр. гориз.	I952	8I	4,0	0,75	3,5

Таблица П.2.2

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

Месторождение	Объединение	Залежи	Год ввода в разработку	Обводненность добываемой жидкости на послед. дату, %	Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	Коэфф. песчанистости пласта	Коэфф. расчлененности пласта
I	2	3	4	5	6	7	8
I. Арланское (Ашитский участок)	Башнефть	Угленосная толща	I957	84,6	I7,3	–	3,7
2. –"– (Актанышский участок)	–"–	–"–	I958	83,8	I7,3	–	3,7
3. –"– (Сокловский участок)	–"–	–"–	I959	80	I7,3	–	3,7
4. –"– (Новохазинская площ.)	–"–	–"– (XIа участок)	I960	84,6	2I,4	–	3,4
5. –"– (Новохазинская площ.)	–"–	–"– (XIб участок)	I960	80	2I,4	–	3,4
6. Копей-Кубовское	–"–	бобр. гориз.	I96I	90,7	II,8	–	–
7. Чекмагушское (Яркеевская площадь)	–"–	–"–	I962	89,5	I6.8	–	2,0
8. Яблоновый Овраг	Куйбышевн.	$Д_0$	I944	98	4,6	0,79	3,6
9. –"–	–"–	$Б_2$	I938	97	II,4	0,94	I,5
I0. Карлово-Сытовское	–"–	$Б_I+Б_2$	I949	98	5,9	0,68	2,6
II. Сызранское	–"–	$Б_2$	I937	95	25,8	0,86	2,I
I2. Заборовское	–"–	$Б_2$	I94I	92	34,3	0,74	I,6
I3. Губинское	–"–	$Б_2$	I960	98,7	I6	–	–
I4. Арчединское	Нижневолжскнефть	бобр.гор.	I949	83	5,9	0,32	4,0

I	2	3	4	5	6		7	8
I5.Балаханы-Сабунчи-Раманы	Азнефть	$ПК_3$	I926	92	I3		-	-
I6.Чахнагляр	-"-	ПК	I939	97	I0		-	-
I7.Каратон	Эмбанефть	I альб.	I949	99,3	25		-	-
I8. -"-	-"-	2 альб.	I949	97,9	25		-	-
I9. -"-	-"-	3 альб.	I955	98.6	25		-	-
20.Комсомольское	-"-	апт-неоком	I942	98,7	33		-	-
2I.Доссор	-"-	I юрский	I9I6	99,I	24		-	-
22.Макат	-"-	5 триас	I93I	98,4	25		-	-
23.Кулсары	-"-	2 апт-неоком	I939	96,6	22		-	-
А. Залежи с высоковязкой нефтью (40 сП и более)								
I.Макат	-"-	I юрский	I9I5	98,4	I40		-	-
2.Байчунас	-"-	апт-неоком	I936	99,3	50		-	-
3.Макат	-"-	4 юрский	I929	98,8	48		-	-
4.Доссор	-"-	2 юрский	I9I5	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 с вязкостью нефти до 5 сП	2 группа с вязкостью нефти от 5 до 35 сП
I	2	3
I. Среднегодовая фактическая обводненность добываемой жидкости на последнюю дату, %	76-99 (90-99)	80-99 (90-99)
2. Вязкость нефти в пластовых условиях (сП) или отношение вязкостей нефти и воды (подчеркнуто)	I-I,4 (I-3)	I,6-35 (I0-25)

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 от

обводненности добываемой жидкости (рис.4,5).

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 $\mu_н$ 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 числившимися 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,

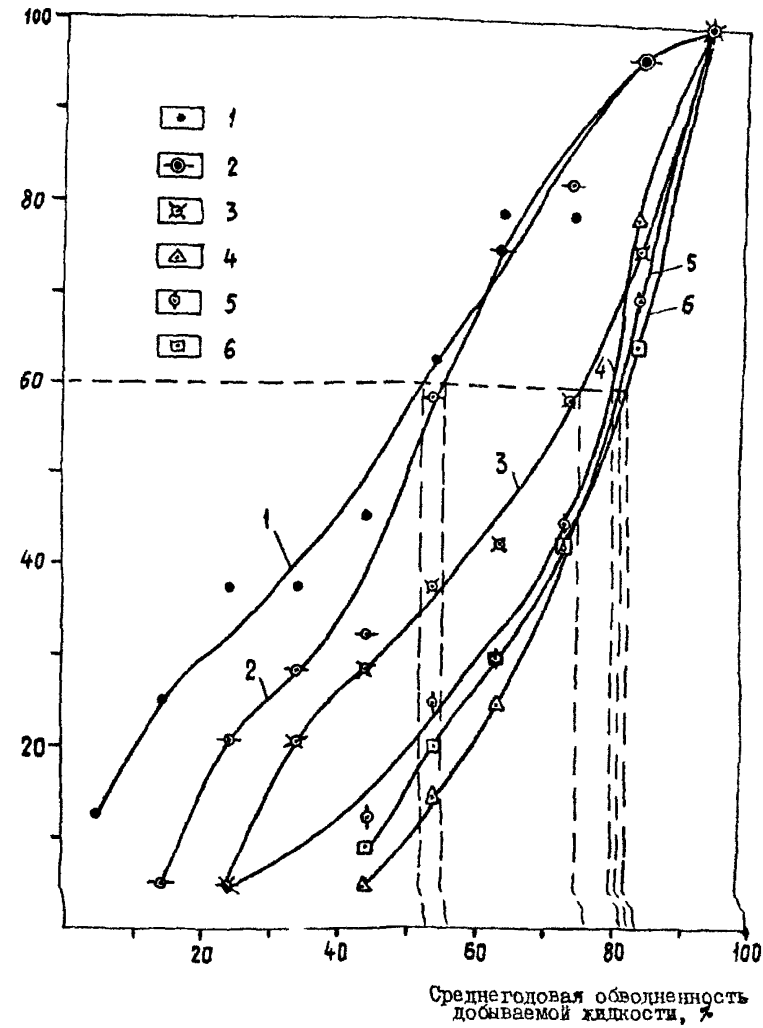

Рис. 4. Область применения различных характеристик вытеснения по обводненности добываемой жидкости (данные по 24 длительно разрабатываемым объектам с вязкостью нефти до 5 сП):

I – при обработке данных эксплуатации залежей нефти по способу [I]; 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 [6]

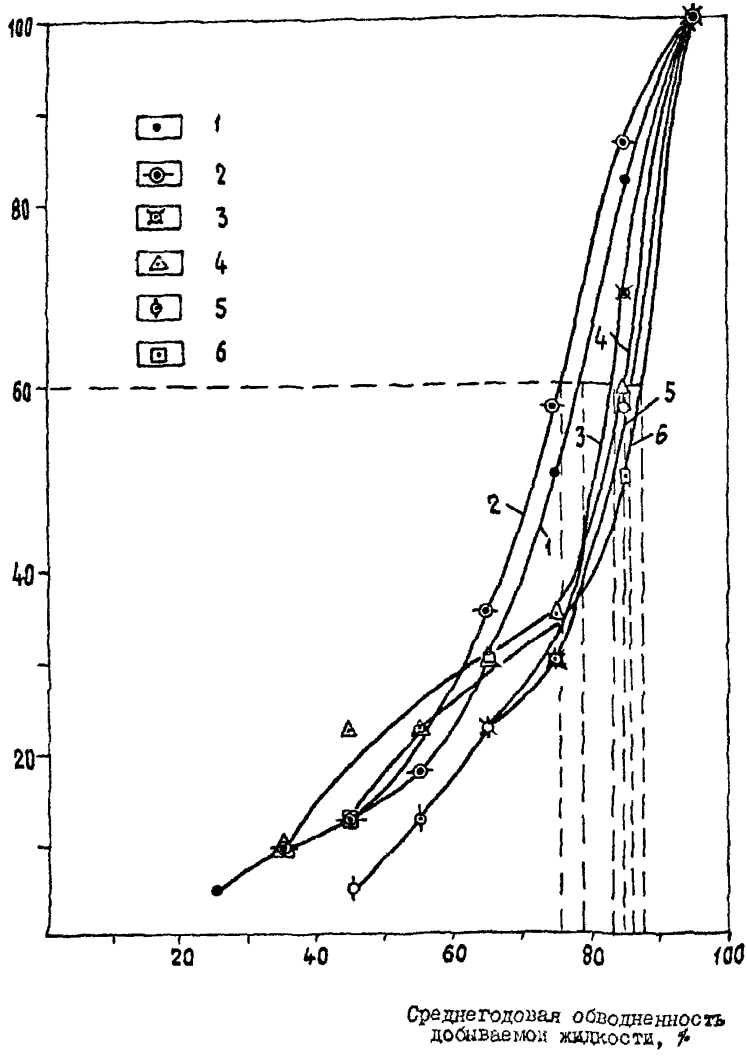

Рис. 5. Область применения различных характеристик вытеснения по обводненности добываемой жидкости (данные по 23 длительно разрабатываемым объектам с вязкостью нефти от 5 до 35 сП).

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 /I-6/ (по первым трем - с усовершенствованием), в %					
		[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]
Математическое ожидание по группам объектов	I группа ($\mu_н$ < 5 сП)	-2,3I	-2,54	-0,53	+24,8	+36,I	+22,2
	II группа (5 сП < $\mu_н$ < 35сП)	+0,34	+2,05	-0,07	+24,54	+36,I	+28,7
Стандартное отклонение для групп объектов	I группа	±5,67	±6,96	±6,33	±I3,86	±I6,0	±II,8
	II группа	±5,94	±7,38	±9,92	±I6,72	±I6,0	±22,34

Из этой таблицы вытекает, что наибольшую точность определения извлекаемых запасов по данным эксплуатации обеспечивают способы [I-3] с усовершенствованием (см. приложение I). Математическое ожидание отклонений рассчитанных извлекаемых запасов нефти по ним от фактически полученных или числящихся на балансе для обеих групп объектов не превышает 2,6%, а стандартное отклонение ±I0%.

Таблица II.2.4

Данные об отклонениях рассчитанных по способам [I-6] (по первым двум из них с усовершенствованием, см.приложение I) от фактически полученных или числящихся на балансе начальных извлекаемых запасов нефти, принятых за I00% 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 или числящихся на балансе $Q_{низ}$, в % по способам: [I]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]
I	2	3	4	5	6	7	8	9
I.	Покровское	$Б_2$	+4,6	-0,7	-7,7	+35,0	+39,I	+5,7
2.	Зольненское	$Б_2$	-5,3	+2,5	-4,5	+24,9	+44,8	+2I,0
3.	Константиновское	$Д_П$	+0,4	+7,4	-4,8	+39,0	+52,2	+48,7
4.	-"-	$Д_{IУ}$ xx)	-4,0	+4,0	+5,3	+20,I	+32,7	+29,2
5.	Серафимо-Леонидовское	$Д_I$	+0,3	+2,3	-I,9	+34,I	+35,I	+I0,2
6.	Туймазинское	$Д_I$	0	+2,7	-4,2	+II,6	+35,5	+23,9
7.	-"-	$Д_П$	-4,2	-0,I	+2,7	+2I,2	+I9,0	+II,2
8.	Бавлинское	$Д_1$	+9.6	+I2,6	+6,2	+I8,6	+29.4	+2I,7
9.	Бахметьевское	$А_2$	-I4,5	-I4,7	+3,9	+44,4	+30,5	+35,0
I0.	-"-	бобрик. гор-т	-4,5	0	-2,2	+6I,4	+77,8	+44,4
II.	Величаевско-Колодезное	Велич.пл. I	+5,0	+3,3	+8,4	+34,8	+49,8	+26,0
I2.	-"-	Колод.пл. $УШ_{3+4}$	-I0,4	-3,8	-I0,0	+2I,5	+47,8	+I9,3
I3.	-"-	Колод.пл. IX	+I,7	-I9,5	+3,2	+I,4	+49,7	+7,I
I4.	Зимняя Ставка	IX	+0,7	-2,4	-II,3	+4I,8	+44,2	+3I,6
I5.	Озек-Суат	IX xx)	-I,0	+I,0	+I8,2	+28,2	+53,2	+I9,2
I6.	Октябрьское	П x)	-I0,7	-3,6	-5,3	+32,2	+29,6	+27,4
I7.	-"-	XI x)	-2,3	-3,6	-3,2	+2I,0	+I8,8	+I9,2
I8.	-"-	XП x)	-5,9	-9,7	-4,I	+26,4	+2I,I	+I9,8
I9.	Октябрьское	XШ x)	-6,2	-7,I	-I,2	+2,2	+I9,5	+I7,2
20.	-"-	XУ x)	+I,6	-0,I	-II,0	+24,2	+39,8	+32,7
2I.	-"-	XIX x)	-I,5	-2,6	+4,2	+I3,8	+5I,3	+43,0
22.	-"-	XX x)	+0,6	+0,2	+0,2	+3,4	+I9,3	+I7,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23.	-"-	XXI[x)]	-8,4	-16,8	-8,1	+11,0	+27,0	+16,1
24.	-"-	XXII[x)]	-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	± 6,96	±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 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 Qниз, 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	-I3,7	+,05	+39,7	+56,3	+50,0
2.	-"-	Актаныш-башский уч-к[xx]	-5,5	+5,5	-3,4	+27,9	+I4,2	+I3,6
3.	-"-	Сокловс-кий уч-к[xx]	+4,9	-4,9	+6,2	+27,5	+45,2	+35,2
4.	-"-	XIa	-I,5	-5,9	+4,7	+20,7	+56,I	+3⁰,2
5.	-"-	XIб[xx]	+2,8	-2,8	-2,I	+23,7	+44,3	+23,0
6.	Копей-Кубовское	бобрик. гор-т	-6,3	-4,2	-4,2	+40,4	+47,2	+44,7
7.	Чекмагушское	-"-	-II,3	-9,I	+8,0	-2,5	+36,3	+27,8
8.	Яблоневый Овраг	$Б_2$	-5,5	-4,5	-8,5	+I5,4	+I9,9	+27,0
9.	Орлово-Сытовское	$Б_I+Б_2$	-6,8	+3,4	-2,I	+3,2	+5,0	+6,0
I0.	Яблоновый Овраг	$Д_0$	+2,5	+7,I	-I2.8	+45,0	+89,8	+I3,4
II.	Сыранское	$Б_2$	+3,3	+3,2	-4,5	+53,6	+53,9	+64,4
I2.	Заборовское	$Б_2$	+7,5	-2,5	-8,2	+I2,0	+64,0	+48,2
I3.	Губинское	$Б_2$	+3,2	-I2,5	-I,5	+23,4	+5,I	+5,6
I4.	Балаханы-Сабунчи-Раманы	$ПК_в$	+I7,2	-4,5	-I7,8	+26,8	+45,9	+44,7
I5.	Чахнагляр	ПК	+0,7	+I,7	-0,6	+I5,4	+9,8	+9,6
I6.	Каратон	I альб[x]	-0,4	+6,0	-8,I	-3,0	+2,8	+8,4
I7.	-"-	II альб[x]	-5,3	-I7,3	-I7,6	+37,6	+I,3	-6,0
I8.	-"-	III альб[x]	-2,2	-0,5	+7,8	+63,6	+89,4	+76,0
I9.	Комсомольское	апт-неоком[x]	+0,3	-2,7	+2I.9	+38,I	+I3,9	+20,5
20.	Досс-ор	I юрский[x]	+4,5	+I5,4	+2I,4	+I8,9	+I3,4	-0,5
2I.	Арчединское	бобрик.гор-т[xx]	-I,6	+I,6	-9,8	+5,7	+6I,3	+46,⁷

I	2	3	4	5	6	7	8	9
22. Макат	У триас[x]		+I,9	-0,6	+5,3	+I0,9	+49,3	+60,7
23. Кулсары	Ц апт-неоком		+9,5	-II,9	+2,6	+0,9	+3,I	+2,2
а)Математическое ожидание отклонений по группе объектов			+0,34	+2,05	-0,07	+24,54	+36,I	+28,7
б)Стандартное отклонение для группы объектов			±5,94	±7,38	±9,92	±I6,73	±I6,0	±22,34

Примечание к таблице: x)По данным объектам за I00% принята фактическая накопленная добыча нефти до обводнения добываемой жидкости на 98%.

xx)В связи с недостаточной достоверностью или отсутствием числящихся $Q_{нз}$ по этим объектам для сравнения за I00% принята средняя величина из рассчитанных по способам [1,2].

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 85%), 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 ±12 до ±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:

I) по вероятности выхода характеристик вытеснения на заключительный прямолинейный отрезок и по сопоставлению расчетных величин $Q_{нив}$ с фактически достигнутыми 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 $Q_{низ}$ (в сторону их завышения) при более поздней стадии обводнения.

Список литературы

I. 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. Кашбаров Г.С., Ахмедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. 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., ВНИИОЭНГ, РИТС "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, Н.И.Никитин, Л.Б.Листенгартен и др. - "Азербайджанское нефтяное хозяйство", 1970, № 11, 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. Мовшина Г.Т., Найденов 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.Н. О прогнозировании нефтеотдачи коллекторов в водный период разработки залежей. Тюмень, НТС "Проблемы нефти и газа Тюмени", 1973, вып.40, с.42-44.

9. Багаров Т.Ю. Метод определения извлекаемых запасов нефти по промысловым данным в условиях вытеснения нефти водо..

– "Азербайджанское нефтяное хозяйство", 1968, № 10, с.27–29.

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

11. Обухов О.К., Кондратьев И.А., Левченко И.А. Прогноз добычи нефти на основе фактических данных разработки месторождений с учетом неоднородности пластов. ТНТО ВНИИОЭНГ"а, серия "Добыча", 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.М.Кочетов, В.К.Гомзиков и др. "Недра", 1964, с.5–18.

13. Казаков А.А., Орлов В.С. Прогноз обводнения и нефтеотдача пластов на поздней стадии разработки. Темат. научно-техн.обзор ВНИИОЭНГ"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 характеристик вытеснения по гипотетической залежи нефти

I.I. Текущее пластовое давление - 95 кгс/см^2, а начальное - I20 кгс/см^2. Давление насыщения нефти газом - I8 кгс/см^2. 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^3. Объемный коэффициент нефти I,0. Средняя проницаемость пласта - I560 мД. Коэффициент песчанистости - 0,8С. Коэффициент расчлененности - 2,I. Следовательно, залежь относится по геолого-физическим параметрам к диапазону рассмотренных длительно разрабатываемых объектов и к первой их группе (с $\mu_0 \leqslant 5$).

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

Таблица П.3.I

Годы	Накопленная добыча (с начала разработки), млн.м^3 в пластовых условиях			Годовые отборы, млн.м^3 в пластовых условиях		Среднегодовой процент обводненности добываемой жидкости, массов.
	нефти $Q_н$	воды $Q_в$	жидкости $Q_ж$	нефти $Q_н$	жидкости $Q_ж$	
I	2	3	4	5	6	7
I	0,06I	0,003	0,064	0,06I	0,064	4,6
2	0,2I7	0,02I	0,238	0,I56	0,I74	II,8
3	0,409	0,067	0,476	0,I92	0,238	2I,9
4	0,627	0,202	0,829	0,2I8	0,353	42,0
5	0,794	0,345	I,I39	0,I67	0,3I0	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 $\frac{Q_ж}{Q_н}$ от $Q_в$ (по способу [I]) используются данные табл. П.3.2.

Таблица П.3.2

Годы	$Q_н$, млн.м^3	$Q_ж$, млн.м^3	$Q_ж/Q_н$	$Q_в$ млн.м^3
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.

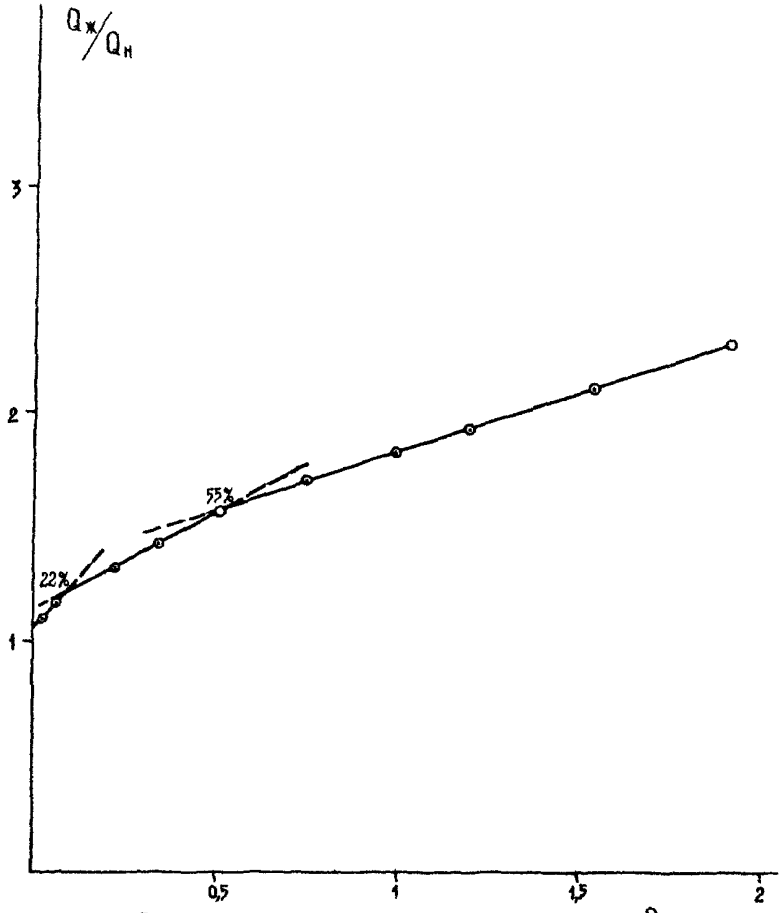

Рис.II.3.1. Характеристика вытеснения по гипотетической залежи в координатах $Q_ж/Q_н$ от $Q_б$

2.3. Для определения коэффициент^{ов} а и в используются данные итоговой строки табл. П.3.3.

Таблица П.3.3

i=1,2,3... N	$Q_н$, млн.м^3	$Q_ж$, млн.м^3	$\frac{Q_ж}{Q_н}$	$Q_ж$ млн.м^3	$(\frac{Q_ж}{Q_н})Q_в$	$Q_в^2$
I	0,945	I,470	I,56	0,525	0,8I9	0,276
2	I,082	I,848	I,708	0,766	I,308	0,587
3	I,I96	2,207	I,845	I,0II	I,865	I,022
4	I,279	2,483	I,94I	I,204	2,337	I,450
5	I,374	2,9I9	2,I24	I,545	3,282	2,387
6	I,456	3,39I	2,329	I,936	4,509	3,748
6	=	$= \sum_{i=1}^{N}$	II,507	6,987	I4,I2	9,47

2.4. Величины коэффициентов а и в находятся по формулам (4) и (5) руководства:

$$a = \frac{I4,I2 \cdot 6,987 - II,507 \cdot 9,47}{(6,987)^2 - 6 \cdot 9,47} = I,289;$$

$$в = \frac{II,507 - I,289 \cdot 6}{6,987} = 0,54.$$

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.

Таблица П.3.4

i=1,2,3... N	$q_{нф}$, $\frac{млн.м^3}{год}$	$lg\, q_{нф}$	t, годы	$t\, lg\, q_{нф}$	t^2
I	0,2I8	-0,66I5	I	-0,66I5	I
2	0,I67	-0,7773	2	-I,5546	4
3	0,I5I	-0,82I	3	-2,463	9
4	0,I37	-0,8633	4	-3,4532	I6
5	0,II4	-0,943I	5	-4,7I55	25
6	0,083	-I,0809	6	-6,4854	36
6	-	$\sum_{i=1}^{N}$ -5,I47I	2I	-I9,3332	9I



Рис. II.3.2. Фактическое изменение годовых отборов нефти из гипотетической залежи во времени.

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

$$\lg m = \frac{(-5,1471).91 - (-19,3332).21}{6.91 - (21)^2} = -0,5942$$

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

$$c = \frac{-5,1471 + 3,5652}{0,434.21} = -0,1736.$$

2.7. Для определения предельно-рентабельного годового отбора нефти задаемся постоянством годового отбора жидкости из залежи на прогнозируемый период. Примем величину $q_{ж}$ 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 $q_{ж} = 0,454 \frac{\text{млн.м}^3}{\text{год}}$ составит $q_{нл-р} = 0,00908 \frac{\text{млн.м}^3}{\text{год}}$.

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

$$e^{-c(t_ф + t_{ост})} = \frac{0,00908}{0,2546} = 0,03566;$$ откуда $x = c(t_ф + t_{ост}) = 3,334$ (по таблице функции e^{-x});

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

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

$$Q_{низ} = \frac{0,454 - 0,00908/1,289 + 0,54(3,391 + 0,454.13,2)/}{0,54(0,454 - 2.0,00908)}$$

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

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

3.I. Для построения характеристики вытеснения по залежи нефти в координатах $Q_ж \cdot Q_н$ от $Q_ж$ (по способу [2]) используются данные табл.П.3.5.

Таблица П.3.5

годы	$Q_н$, млн.м^3	$Q_ж$, млн.м^3	$Q_н \cdot Q_ж$
I	0,06I	0,064	0,0039
2	0,2I7	0,238	0,05I
3	0,409	0,476	0,I95
4	0,627	0,829	0,52
5	0,794	I,I39	0,904
6	0,945	I,470	I,389
7	I,082	I,848	2,0
8	I,I96	2,207	2,64
9	I,279	2,483	3,I76
I0	I,374	2,9I9	4,0II
II	I,456	3,39I	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 β' по методу наименьших квадратов (см.табл.4 руководства), используются данные итоговой строки табл.П.3.6.

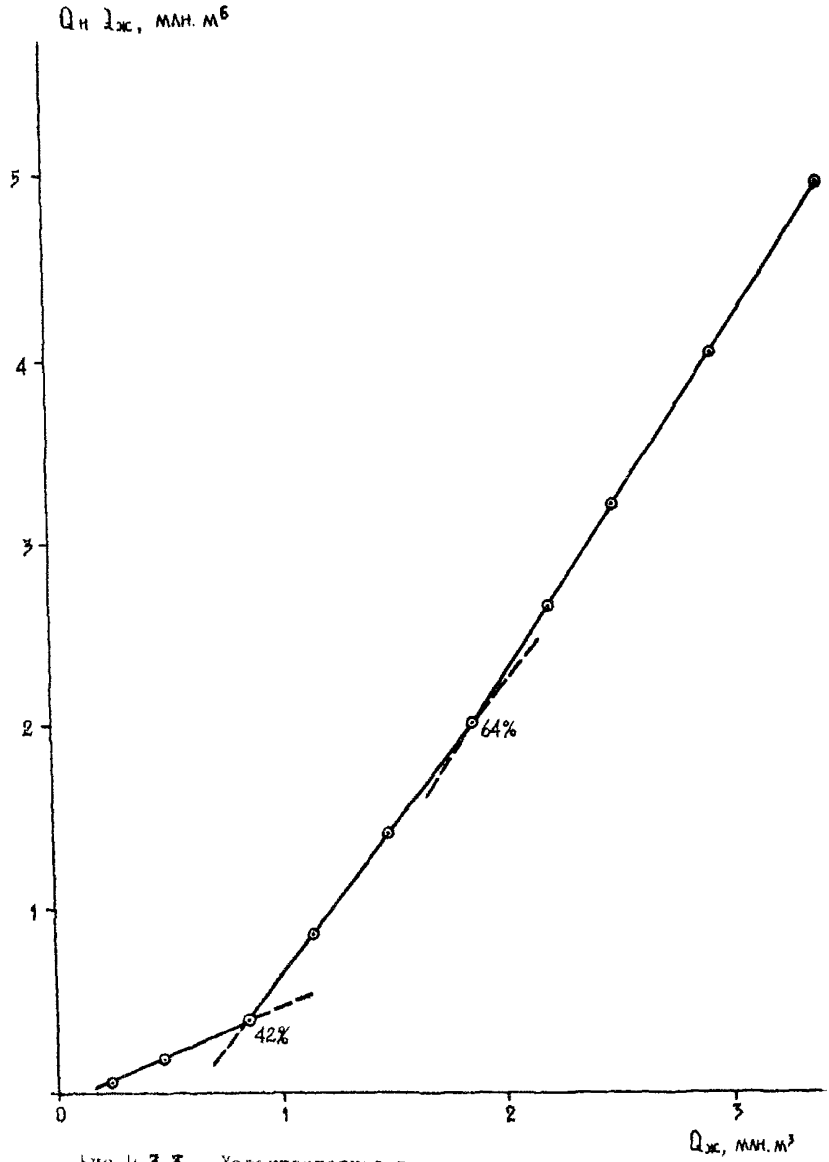

Рис.II.3.3. Характеристика вытеснения по гипотетической залежи нефти в координатах $Q_н \cdot Q_ж$ от $Q_ж$

Таблица П.3.6

$i = 1,2,3 \ldots N$	$Q_н$, млн.м^3	$Q_ж$, млн.м^3	$Q_н \cdot Q_ж$	$(Q_н \cdot Q_ж) \cdot Q_ж$	$Q^2_ж$
I	I,082	I,848	2,0	3,696	3,4I5
2	I,I96	2,207	2,64	5,824	4,87I
3	I,279	2,483	3,I76	7,886	6,I65
4	I,374	2,9I9	4,0II	II,708	8,520
5	I,456	3,39I	4,937	I6,74I	II,499
5	$-\sum_{i=1}^{N}$	I2,848	I6,764	45,855	34,47

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

$$в' = \frac{5 \cdot 45,855 - I6,764 \cdot I2,848}{5 \cdot 34,47 - (I2,848)^2} = I,908 \text{ млн.м}^3.$$

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

$$Q_{низ} = \left[I,908 - 0,00908 \left(\frac{3,391}{0,454} + I3,2\right) \right] \frac{0,855}{I} = I,47I \text{ млн.т}$$

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

4.I. Для определения величины коэффициента λ строится билогарифмическая зависимость в координатах $\lg n_н$ от $\lg Q_ж$ Данные для построения этой зависимости приводятся в табл.П.3.7

Таблица П.3.7

годы	$Q_ж$, тыс.м^3	$\lg Q_ж$	Среднегодовой процент обводненности добываемой продукции, $n_в$, %	$n_н = I00 - n_в$, %	$\lg n_н$
I	2	3	4	5	6
I	64	I,8062	4,6	95,4	I,9795
2	238	2,3747	II,8	88,2	I,9455

I	2	3	4	5	6
3	476	2,6776	2I,9	78,I	I,8927
4	829	2,9I86	42,0	58,0	I,7634
5	II39	3,0565	50,0	50,0	I,6990
6	I470	3,I673	58,2	4I,8	I,62I2
7	I848	3,2667	67,3	32,7	I,5I45
8	2207	3,3438	7I,6	28,4	I,4533
9	2483	3,3950	72,8	27,2	I,4346
I0	29I9	3,4652	80,4	I9,6	I,2923
II	339I	3,5303	85,2	I4,8	I,I703

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 " λ ".

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	$\lg n_и$	$\lg Q_ж$	$\lg n_и \lg Q_ж$	$(\lg Q_ж)^2$
I	I,4346	3,3950	4,8705	II,5260
2	I,2923	3,4652	4,478I	I2,0076
3	I,I703	3,5303	4,I3I5	I2,4630
3	3,8972	I0,3905	I3,480I	35,9966

4.4. Величина коэффициента d находится по формуле (I6) руководства

$$d = \frac{3,8972 \cdot I0,3905 - 3 \cdot I3,480I}{3 \cdot 35,9966 - (I0,3905)^2} = I,962.$$

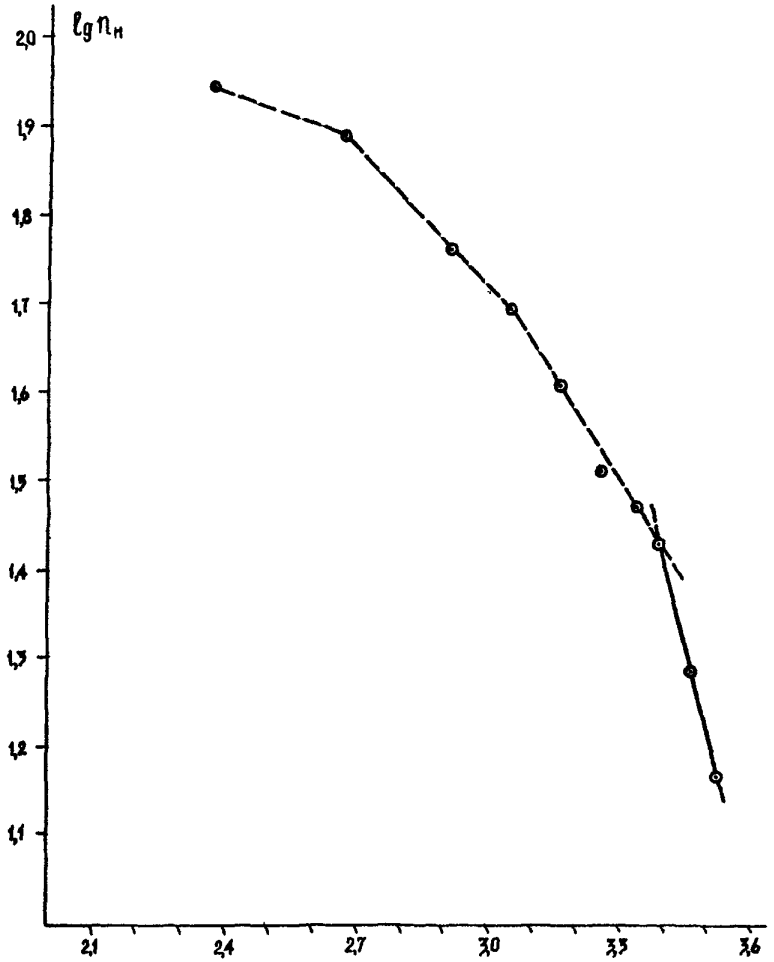

Рис.II.3.4. Вспомогательная зависимость по гипотетической залеки в координатах $lg\, n_н$ от $lg\, Q_ж$

4.5. Коэффициент λ определяется по формуле (I7) руководства

$$\lambda = I{,}962 - I = 0{,}962.$$

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	$Q_н$, млн.м^3	$Q_ж^{-\lambda} \cdot 10^3$
I	0,06I	I8,3
2	0,2I7	5,I94
3	0,409	2,656
4	0,627	I,557
5	0,794	I,I48
6	0,945	0,8974
7	I,082	0,720I
8	I,I96	0,607
9	I,279	0,542
I0	I,374	0,4639
II	I,456	0,40I6

4.7. График зависимости $Q_н$ от $Q_ж^{-\lambda}$ 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 α' по методу наименьших квадратов (см.табл.6 руководства), используются данные итоговой строки табл. П.3.I0.

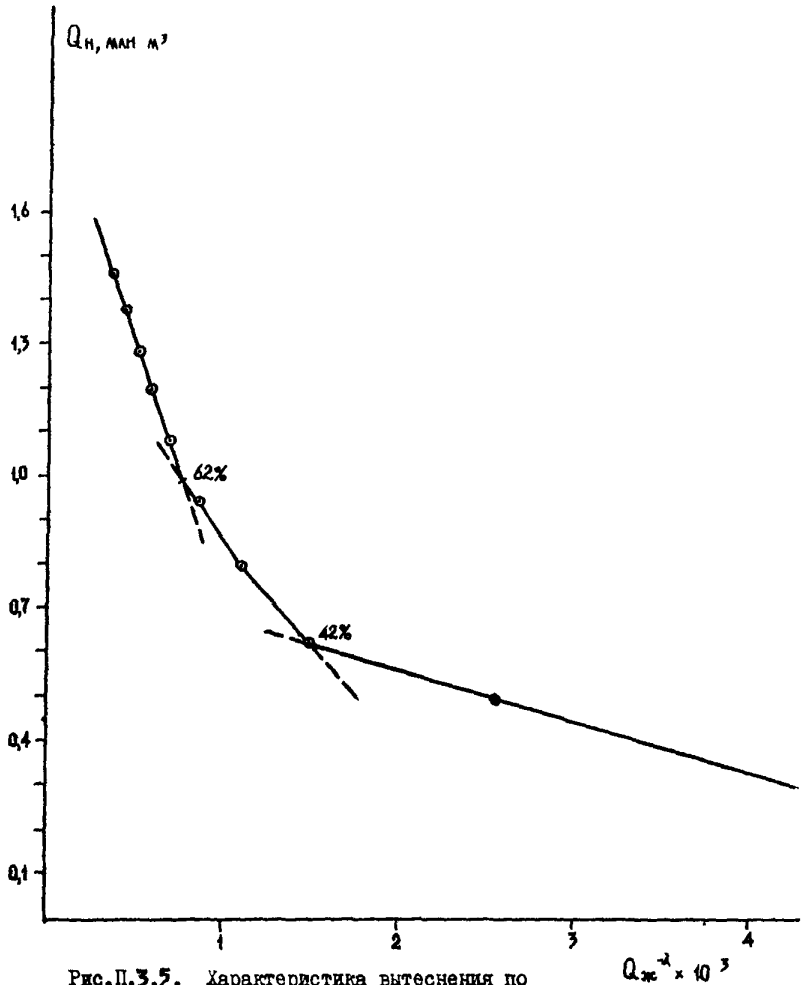

Рис.П.3.5. Характеристика вытеснения по гипотетической залежи в координатах $Q_н$ от $Q_ж^{-1}$.

Таблица П.3.10

i = 1,2,3 N	$Q_и$, млн.м³	$Q_{эк}^{-\lambda} \cdot 10^3$	$Q_и \, Q_{эк}^{-\lambda} \cdot 10^3$	$(Q_{эк}^{-\lambda})^2 \cdot 10^6$
I	I,082	0,720I	0,779I	0,5185
2	I,I96	0,607	0,726	0,3684
3	I,279	0,542	0,6932	0,2938
4	I,374	0,4639	0,6374	0,2I52
5	I,456	0,40I6	0,5847	0,I6I3
$5\sum_{i=1}^{n}$ =	6,387	$2,7346 \times I0^3$	$3,4204 \times I0^3$	$I,5572 \times I0^6$

4,9. Величина коэффициента a^* определяется по формуле (I8) руководства

$$a^* = \frac{3,4204 \times 10^3 \cdot 2,7346 \times 10^3 - 6,387 \cdot 1,5572 \times 10^6}{(2,7346 \times 10^3)^2 - 5 \cdot 1,5572 \times 10^6} =$$

$= I,924$ млн.м³

4.I0. Начальные извлекаемые запасы нефти

$$Q_{нна} = \left[I,924 - \frac{0,00908\,(3,391+0,454 \cdot I3,2)}{0,962 \cdot 0,454}\right] \cdot \frac{0,855}{I} = I,478 \text{ млн.т}$$

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

$$Q_{нна} = I,463 \text{ млн.т}$$

Содержание

стр.

I. 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.I. 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. Методика обработки данных эксплуатации объектов при использовании зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости в степени -λ..... 15
5. Принимаемая величина начальных извлекаемых запасов нефти по рассматриваемому объекту из рассчитанных несколькими способами..... 17

Приложения:

I. 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

стр.

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

ФПЛ-4 Тираж 1000

Типография ХОЗУ Миннефтепрома Зак 2056

gost.e-ecolog.ru