

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мусхелишвили Н.И. Некоторые основные задачи математической теории упругости. Л.: Изд-во Академии наук, 1933. 381 с.
2. Аннин Б.Д., Бытев В.О., Сенашев С.И. Групповые свойства уравнений упругости и пластичности. Новосибирск: Наука, 1985. 144 с.
3. Андреев В.К., Бублик В.В., Бытев В.О. Симметрии неклассических моделей гидродинамики. Новосибирск: Наука, 2003. 350 с.
4. Савин Г.Н. Распределение напряжений около отверстий. Киев: Наукова думка, 1968. 888 с.

*Сергей Алексеевич ПЕСОЦКИЙ —
аспирант кафедры
математического моделирования
pesotskiy.sergey@yandex.ru*

*Алексей Викторович ТАТОСОВ —
профессор кафедры
математического моделирования,
доктор физико-математических наук
atatosov@utmn.ru*

*Институт математики и компьютерных наук
Тюменского государственного университета*

УДК 534.327

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ СМЕШИВАЮЩИМСЯ С НЕЙ ГАЗОМ

MODELLING OF OIL DISPLACEMENT BY MISCIBLE GAS

АННОТАЦИЯ. В статье представлен параметрический подход к моделированию газового воздействия с учетом смешиваемости углеводородных фаз, исследованы особенности нагнетания газа высокого давления, отличающие данный физический процесс от работы в несмешивающемся режиме, проведено сравнение результатов численного эксперимента в масштабах керна с данными лабораторных исследований.

SUMMARY. Parametric modelling of miscible hydrocarbon gas injection is considered in this paper, main features of high-pressure gas injection are investigated, numerical core-scale results comparison with experimental studies data is given.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Многофазная фильтрация, смешивающееся вытеснение, численные методы.

KEY WORDS. Multiphase flow in porous media, miscible displacement, numerical methods.

Высокая эффективность процесса вытеснения нефти углеводородным газом в смешивающемся режиме обусловлена интенсивным массообменом между вытесняющей и вытесняемой фазами [1]. В результате значительно уменьшается негативное влияние капиллярных сил, снижается вязкостная неоднородность на фронте вытеснения, что в совокупности дает существенный прирост коэффициента вытеснения относительно заводнения и работы в режиме газовой репрессии.

Отличительной особенностью рассматриваемого процесса является сочетание конвективного переноса с молекулярной диффузией и дисперсией механической природы. Для учета указанных явлений в математической модели, описывающей исследуемый процесс в масштабе теории фильтрации, в уравнении неразрывности к вектору конвективного переноса добавляется вектор, включающий в себя коэффициент гидродинамической дисперсии. Одной из первых математических моделей, описывающих вытеснения нефти в смешивающемся режиме, была модель Писмэна–Рэчфорда [2], которая в предположении несжимаемости породы и флюидов описывается следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} m \frac{\partial s}{\partial t} + \nabla(s\vec{u}) = \nabla(D\nabla s) \\ \nabla\left(\frac{k}{\mu(s)} \nabla p\right) = 0 \\ \mu(s) = \mu_o(1-s) + \mu_s s \end{cases} \quad (1)$$

где m — пористость, s — насыщенность вытесняющим агентом, \vec{u} — скорость фильтрации, D — тензор диффузии, k — абсолютная проницаемость, μ — эффективная вязкость, μ_o — вязкость нефти, μ_s — вязкость вытесняющего агента.

Практическое применение такого рода моделей для расчета поведения реальных пластовых систем крайне ограничено. Это объясняется существенным искажающим влиянием на результаты моделирования численной дисперсии, что вынуждает использовать при численном счете крайне мелкую сетку [3].

Следующим этапом эволюции моделей смешивающегося вытеснения являются модели, основанные на аналогии с процессом несмешивающегося вытеснения. Простейшей из таких моделей является аналитическая модель Ковеля [4], который ввел для смешивающегося потока функцию распределения фаз, аналогичную функции Бакли-Левретта:

$$F = \frac{1}{1 + \frac{1-s}{s} \frac{1}{\bar{\mu}} \frac{1}{H}}, \quad (2)$$

где s — насыщенность вытесняющим агентом, $\bar{\mu}$ — эффективная вязкость (определяемая по степенному закону), H — определяемый экспериментально показатель неоднородности пористой среды. Модель Ковеля может быть обобщена на случай течения сжимаемых флюидов.

Несмотря на то, что в рамках такого рода моделей производится пренебрежение формой фронта вытеснения в масштабе элементарного расчетного объема, расчеты с их использованием позволяют прогнозировать динамику средней флюидонасыщенности в каждой расчетной точке. В результате могут быть определены зоны локализации остаточных запасов нефти и произведена оценка времени прорыва нагнетаемого агента к зоне отбора.

Дальнейшим усовершенствованием описанного подхода стал метод Тодда и Лонгстаффа [5]:

$$\left\{ \begin{array}{l} u_i = -\frac{kk_{ri}}{\mu_{ie}}(\nabla p_i - \rho_{ie}g\nabla z) \\ \frac{\partial}{\partial t}(m\rho_{ie}) + \nabla(\rho_{ie}\bar{u}_i) = q_i \\ p_i - p_m = P_c\pi(s_i, s_m) \\ \sum_i s_i = 1 \\ i = o, g, w \end{array} \right. , \quad (3)$$

где u_i — скорость фильтрации i -ой фазы, k — абсолютная проницаемость, k_{ri} — относительная фазовая проницаемость i -ого флюида, μ_{ie} , ρ_{ie} — эффективные вязкости и плотности i -ой фазы, p_i и s_i — фазовые давления и насыщенности. Функции относительных фазовых проницаемостей в системе «газ-нефть» в данной модели при достижении условий смешиваемости всегда являются линейными функциями соответствующих насыщенностей, а эффективные вязкости и плотности (μ_{ie} и ρ_{ie}) зависят от интенсивности массообмена ω [3], [5].

Важным преимуществом данной модели является то, что она разрешима при помощи стандартных численных схем, используемых для решения уравнений фильтрации нелетучей нефти.

Рассмотрим возможность описания процесса вытеснения легкой нефти обогащенным газом с использованием модели Годда–Лонгстаффа. Для этого была предпринята попытка смоделировать редкие для нашей страны лабораторные испытания водогазового воздействия на керне пласта АС₁₀ Приобского месторождения [6]. В ходе эксперимента в образец керна, находящийся в бомбе PVT, закачивались вытесняющие агенты с постоянным расходом (табл. 1).

Таблица 1

**Эксперименты на керне пласта АС₁₀ Приобского месторождения
(ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа»)**

<i>Параметры образца керна</i>	
Линейные размеры, см	3×3×30
Пористость, д.ед.	0,1557
Проницаемость, мд	8,7
Начальная нефтенасыщенность, д.е.	0,63
<i>Параметры физической модели</i>	
Давление, МПа	25
Температура, °С	89
<i>Данные экспериментов по вытеснению</i>	
Расход вытесняющего флюида, см ³ /час	0,45

В первом из рассмотренных в данной работе случаев нефть вытеснялась смешивающимся с ней обогащенным газом. Во втором случае данному процессу предшествовала закачка воды до полного прекращения фильтрации нефти. Прирост коэффициента вытеснения относительно заводнения в первом случае составил 18%, во втором — более 30%.

При проведении одномерного численного эксперимента были использованы геометрические параметры и фильтрационно-емкостные характеристики моделируемого объекта, а также физико-химические свойства насыщающих его флюидов. Функции относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода» были восстановлены по квадратичной зависимости с учетом экспериментальных величин остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой и фазовой проницаемости воды при остаточной нефти. Начальными условиями являлись определенные при проведении эксперимента значения начального нефтенасыщения и давления:

$$t = 0 : s(x) = S_0 = \text{const}, p(x) = P_0 = \text{const} \quad (4)$$

В качестве граничных условий были приняты постоянный расход газа на границе нагнетания и постоянное давление, равное давлению в бомбе PVT, на противоположной границе:

$$\begin{aligned} x = 0 : q &= \text{const} \\ x = L : p &= P_L \end{aligned} \quad (5)$$

В рамках стандартной «Black Oil» модели при любом виде функций относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-газ» получить экспериментальную динамику вытеснения не представилось возможным. В этом случае соотношение вязкостей вытесняющего и вытесняемого агента крайне неблагоприятно, и для вытеснения нефти до остаточной необходима прокачка большого объема газа (рис. 1). Согласно же эксперименту движение нефти останавливается уже при закачке двух поровых объемов газа.

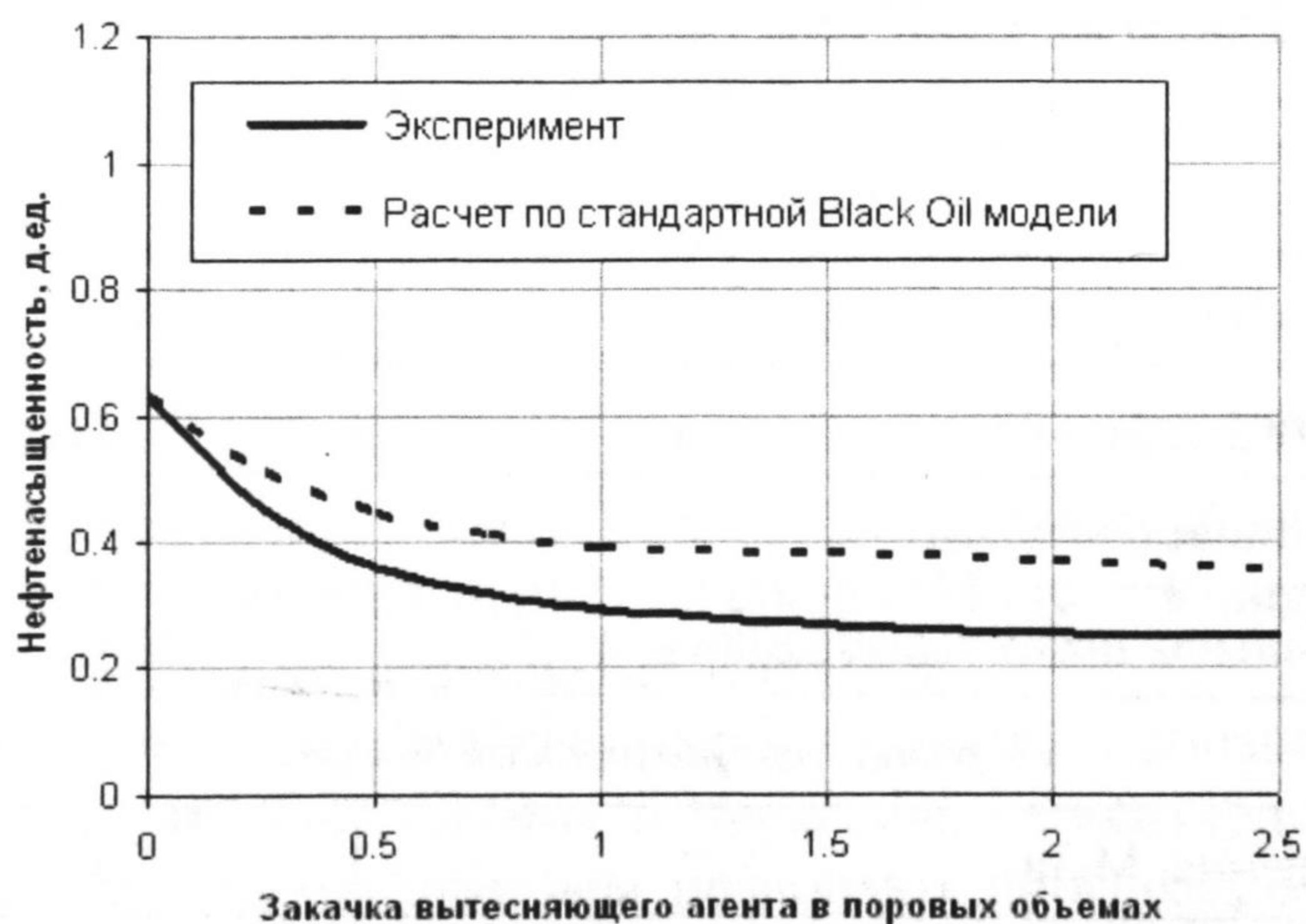


Рис. 1. Расчеты с использованием стандартной «Black Oil» модели

Применение модели Годда–Лонгстаффа позволяет учесть изменение вязкости нефти и остаточной нефтенасыщенности при смешивании углеводо-

родных фаз. Ее использование позволило добиться практически полной сходимости результатов расчета с данными физического эксперимента при параметре смесимости 0,68 (рис. 2).

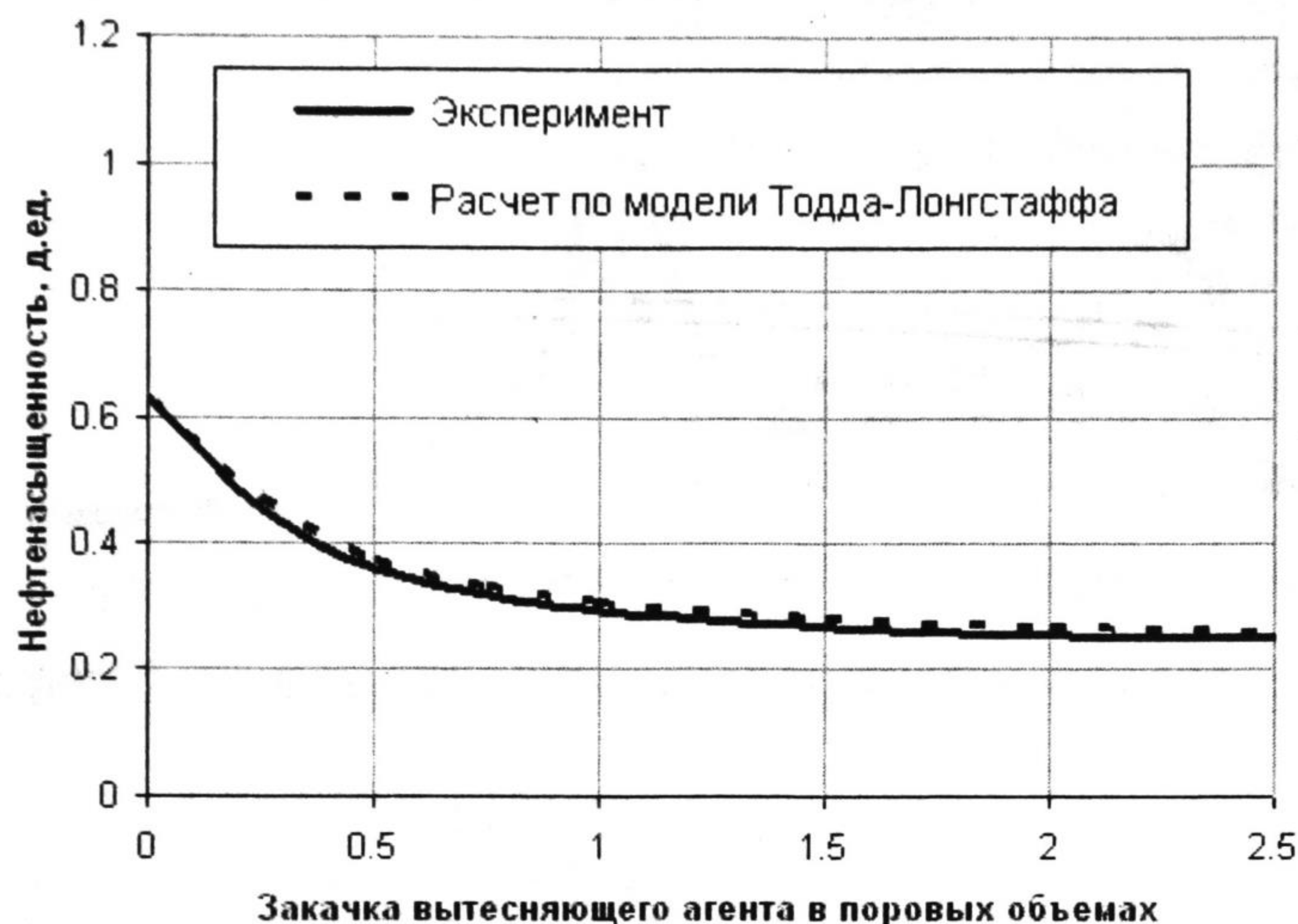


Рис. 2. Расчеты с использованием модели Тодда–Лонгстаффа (эксперимент 1)

Хорошая сходимость достигнута и при моделировании эксперимента по последовательному водогазовому воздействию при том же параметре смесимости, но меньшей остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти смешивающимся с ней газом (рис. 3).

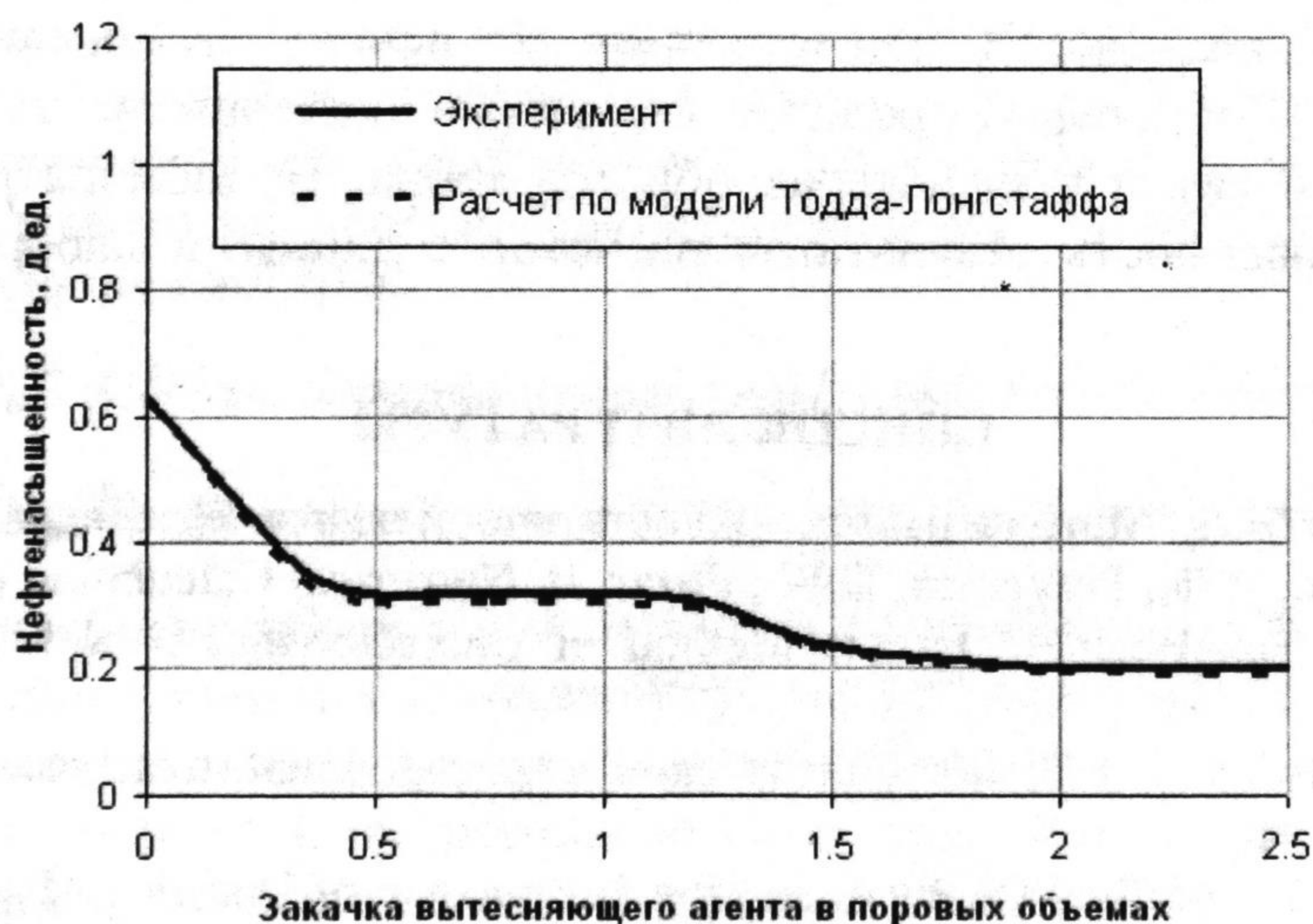


Рис. 3. Расчеты с использованием модели Тодда–Лонгстаффа (эксперимент 2)

Немаловажным также является воспроизведение в модели эффекта, связанного со скачком депрессии на образец при смене агента нагнетания, объясняющегося ростом фильтрационного сопротивления при появлении областей трехфазного течения (рис. 4).

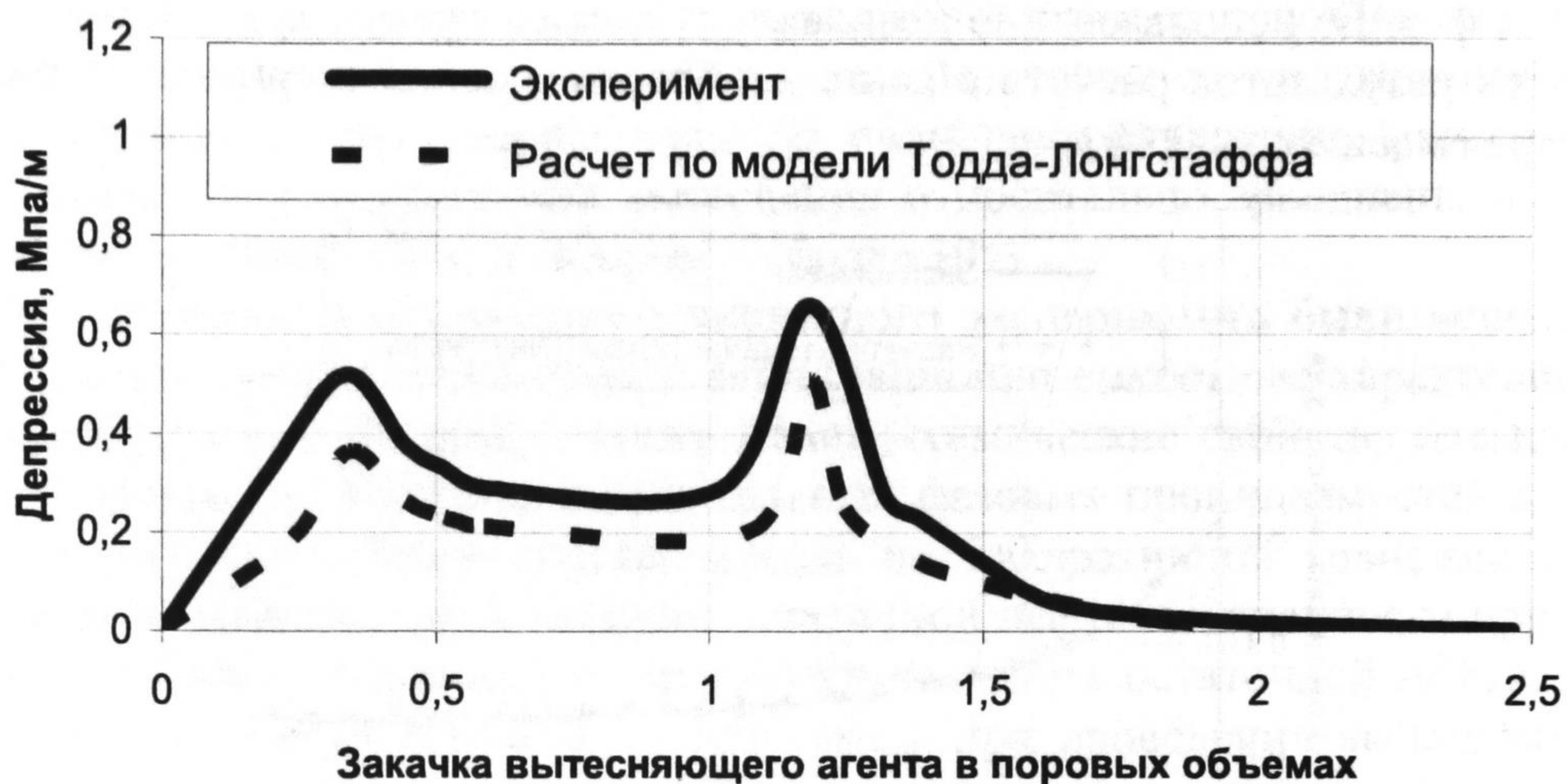


Рис. 4. Скачок депрессии на образец керна при смене агента нагнетания

Несоответствие абсолютных величин депрессии на графиках объясняется тем, что в численной модели была использована блочно-центрированная пространственная сетка. Данный факт приводит к тому, что при вычислении депрессии в модели используются средние давления в краевых ячейках, что приводит к занижению расчетных величин относительно экспериментальных значений, измеренных непосредственно на гранях образца.

Таким образом, в работе описан ряд математических моделей вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами. На основе четырехкомпонентной модели Тодда-Лонгстаффа проведен численный эксперимент по вытеснению нефти жирным газом в масштабах образца керна. Продемонстрирована хорошая согласованность результатов расчетов с данными лабораторных исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сургучев М.Л., Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. 347 с.
2. Garder, Jr., A.O., Peaceman, D.W., Pozzi, Jr. Numerical Calculation of Multidimensional Miscible Displacement by the Method of Characteristics // SPE Journal. 1964. Vol. 4. № 1.
3. Азис Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982. 407 с.
4. Koval, E.J.A Method Of Predicting the Performance of Unstable Miscible Displacement in Heterogeneous Media // SPE Journal. 1963.
5. Todd, M.R., Longstaff, W.J., The Development, Testing and Application Of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance // Journal of Petroleum Technology. 1972. Vol. 24. № 7.
6. Макатров А.К. Физическое моделирование водогазового воздействия на залежи нефти в осложненных горно-геологических условиях: Дисс. ... канд. техн. наук. Уфа: РГБ, 2007.