

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН КОЛЛЕКТОРОВ

по результатам трехмерного гидродинамического моделирования

Г. А. Ковалева,
зав. отделом, канд. техн. наук

Е. В. Сергеева,
зав. лабораторией

Т. М. Штоф,
главный специалист

В. И. Колганов,
ведущий научный сотрудник, канд. техн. наук

ОАО «Гипровостокнефть»

Одной из основных задач создания многомерных многофазных моделей фильтрации флюидов является оценка текущего распределения запасов нефти разрабатываемого пласта. В ОАО «Гипровостокнефть» гидродинамическое моделирование процесса разработки залежей на водонапорном режиме обычно сопровождается построением на разные даты карт остаточных нефтенасыщенных толщин, которые позволяют определить зоны локализации остаточных извлекаемых запасов нефти. Необходимые для построения карт значения остаточных нефтенасыщенных толщин $h_{\text{ост}}$ определяются по формуле

$$h_{\text{ост}} = h [(\alpha_{\text{нт}} - \alpha_{\text{но}}) / (\alpha_{\text{нт}} - \alpha_{\text{но}})], \quad (1)$$

где h – начальная нефтенасыщенная толщина; $\alpha_{\text{нт}}$ – текущая нефтенасыщенность; $\alpha_{\text{но}}$ – остаточная нефтенасыщенность; $\alpha_{\text{нт}}$ – начальная нефтенасыщенность. При анализе различных задач могут использоваться также формулы

$$h_{\text{ост}} = h [(\alpha_{\text{нт}} - \alpha_{\text{но}}) / \alpha_{\text{нт}}]; \quad (2)$$

$$h_{\text{ост}} = h (\alpha_{\text{нт}} / \alpha_{\text{нт}}), \quad (3)$$

являющиеся модификацией формулы (1).

Соотношение (1) первоначально было получено при решении задачи определения остаточных нефтенасыщенных толщин в скважинах по величине обводненности продукции с учетом фазовых проницаемостей для нефти и воды [1], а затем нашло широкое применение при анализе данных 3D гидродинамического моделирования разработки заводняемых нефтяных пластов. Получаемые в результате такого анализа карты остаточных

нефтенасыщенных толщин используются для оценки остаточных геологических запасов нефти на различные даты разработки и служат основой адресного внедрения различных ГТМ и программ оптимизации процесса разработки нефтяных пластов.

О методике ОАО «Гипровостокнефть» построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин по данным 3D моделирования неоднократно сообщалось на заседаниях ЦКР Роснедра при рассмотрении проектных документов по разработке нефтяных месторождений, выполненных ОАО «Гипровостокнефть» в последние годы по договорам с различными недропользователями. В отраслевой печати опубликована статья [2], содержащая пример применения методики при анализе состояния и перспектив доработки сложного Софинско-Дзержинского нефтяного месторождения в Самарской области.

Существуют различные подходы к оценке распределения нефти в пласте, в частности, используется метод построения карт удельных подвижных запасов нефти. Этот метод позволяет оценить возможные запасы нефти в какой-либо зоне залежи, но не дает представления о характере остаточной нефти (невыработанный целик нефти или пониженная нефтенасыщенность в ячейках). Метод построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин позволяет уточнить структуру остаточных запасов.

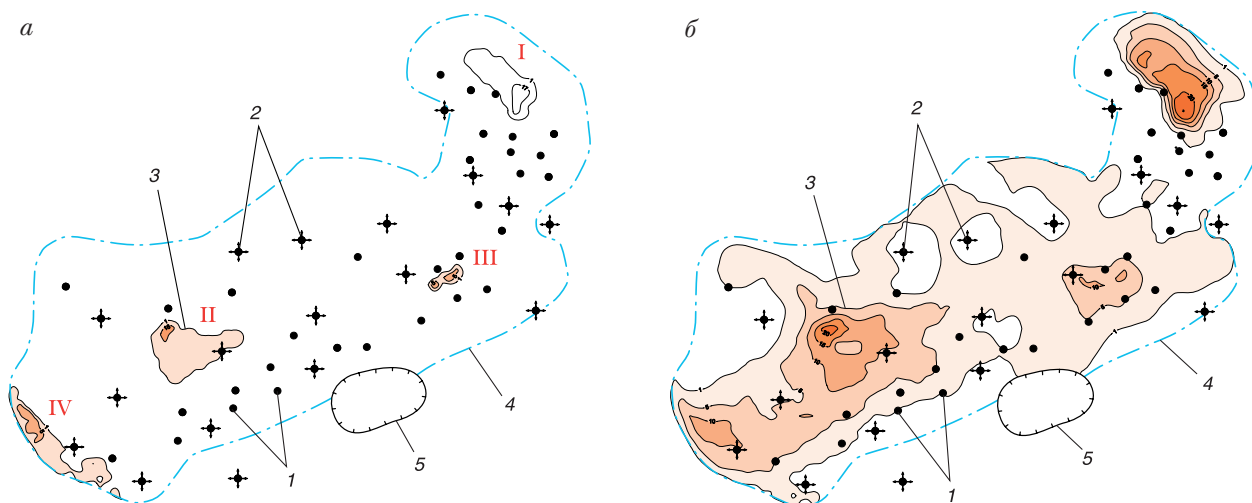
Представляется целесообразным дать некоторые пояснения по отдельным моментам методики. В частности отметим, что нефтенасыщенности ячеек 3D гидродинамической модели α_n и соответствующие им, согласно уравнению (1), остаточные нефтенасыщенные толщины $h_{\text{ост}}$ могут принимать следующие значения:

1-й случай – при $\alpha_n = \alpha_{\text{но}}$ $h_{\text{ост}} = 0$;

2-й случай – при $\alpha_n = \alpha_{\text{нт}}$ $h_{\text{ост}} = h$;

3-й случай – при $\alpha_n = \alpha_{\text{нт}}$ $h_{\text{ост}} < h$.

В 1-м случае все ясно без комментариев. Во 2-м случае уравнение (1) дает истинную остаточную нефтенасыщенную толщину, равную начальной толщине ячейки (целика нефти). В 3-м случае с помощью уравнения (1) определяется своего рода кажущаяся, или нормированная, остаточная нефтенасыщенная толщина, равная толщине ячейки, уменьшенной пропорционально степени снижения насыщенности подвижной нефтью от начальной $(\alpha_{\text{нт}} - \alpha_{\text{но}})$ до текущей $(\alpha_n - \alpha_{\text{но}})$. При использовании уравнения (2) кажущаяся остаточная нефтенасыщенная тол-



Пласт А₃ Южно-Неприковского месторождения:

а – карта текущих истинных нефтенасыщенных толщин; *б* – карта текущих истинных + кажущихся нефтенасыщенных толщин; 1 – добывающие скважины; 2 – нагнетательные скважины; 3 – линии равных остаточных нефтенасыщенных толщин на 01.01.2008 г.; 4 – внешний контур нефтеносности; 5 – зона замещения пласта плотными породами

щина нормируется относительно начальной нефтенасыщенности $\alpha_{\text{ин}}$. Во 2-м и 3-м случаях ожидаемую продуктивность остаточных толщин можно прогнозировать количественно, но в 3-м случае прогнозируемость выше.

В ОАО «Гипровостокнефть» есть опыт построения отдельно карт истинных остаточных нефтенасыщенных толщин и совместных карт истинных + кажущихся остаточных нефтенасыщенных толщин (см. рисунок). По одной из залежей нефти на Южно-Неприковском месторождении в Самарской области, выработанной на дату анализа на 74,2 %, на рисунке, *а* показаны четыре зоны истинных нефтенасыщенных толщин (целики нефти с толщиной от 1 до 16 м) и на рисунке, *б* – суммарная карта истинных + кажущихся нефтенасыщенных толщин.

Для повышения достоверности оценки остаточных запасов нефти предложено [2] при построении карт комплексировать определения остаточных нефтенасыщенных толщин по результатам трехмерного моделирования и заводненных толщин по промысловым замерам обводненности добывающих скважин по методике, приведенной в «Методических указаниях...» [3]. Способ определения текущего положения ВНК и остаточных неф-

тенасыщенных толщин по обводненности является приближенным и может использоваться при отсутствии физически содержательных моделей фильтрации флюидов, но результаты этого метода не сопоставимы с данными современного гидродинамического моделирования. В этом плане заслуживает внимания более поздняя методическая разработка по определению остаточных нефтенасыщенных толщин в скважинах по величине обводненности продукции с учетом фазовых проницаемостей для нефти и воды [1]. ■

Methods and procedures for the evaluation of net oil pay of reservoirs by results of 3D hydrodynamic modeling
G. A. Kovaleva, E. V. Sergeeva, T. M. Shtof, V. I. Kolganov

The article contains explanations and clarifies some points concerning the methods and procedures for the construction of residual net oil pay maps based on the data of 3D modeling, which were developed by the OAO Giprovostokneft with the description of several case studies.
 Key words: oil reservoirs, residual net oil pay maps, 3D modeling, methods and procedures for map construction, OAO Giprovostokneft.

Список литературы = References

1. Ковалев В. С., Лихницкая Н. Ю. Определение остаточных нефтенасыщенных толщин в скважинах по величине обводненности продукции с учетом фазовых проницаемостей для нефти и воды // Тр. ОАО «Гипровостокнефть», 2002. Вып. 61. = Kovalev V. S., Likhmitskaya N. Yu. Evaluation of the residual net oil pay in wells based on the water content of oil products with due account for oil and water relative permeability // Transactions of the OAO Giprovostokneft. 2002. Issue 61 (in Russian).
2. Теплова Т. П., Сазонов Б. Ф. Изучение выработки запасов нефтяной залежи методом геолого-промыслового анализа в сочетании с трехмерным гидродинамическим моделированием // Нефтепромысловое дело. 2006. № 6. = Teplova T. P., Sazonov B. F. Research into recovery of oil pool reserves by method of field-geological analysis in conjunction with 3D hydrodynamic modeling // Neftepromyslovoe Delo Magazine. 2006. № 6 (in Russian).
3. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39.0-110-01. М., 2002. = Procedural guidelines on field-geological analysis of oil and gas-oil field development: RD 153-39.0-110-01. М., 2002 (in Russian).