

4. Обоснование программы геологических исследований флюидов: информационный отчет НИР по договору Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи (договор № SC13/242/00/S) / ЗАО "КОНКОРД". – М., 2013. – 71 с.

5. Абилхаиров Д.Т., Владимиров И.В. Алгоритм анализа структуры геологических запасов нефти на основе детализации строения залежи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – № 9. – С. 54–58.

6. Научно-техническое сопровождение разработки месторождения Северные Бузачи (договор № SC12/113/00/S):

сводный отчет за 2012 г. / ЗАО "КОНКОРД". – М., 2013. – 209 с.

7. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Абилхаиров Д.Т. Влияние структурно-механических свойств нефти на эффективность изотермического и неизотермического нестационарного заводнения // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2013. – № 11. – С. 6–13.

8. Владимиров И.В., Андреев Д.В., Егоров А.Ф. Исследование эффективности нестационарного воздействия на коллекторы двойной пористости // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2011. – № 7. – С. 11–14.

УДК 532.546:622.276

АПГРИДДИНГ, АПСКЕЙЛИНГ И НЕФТЕОТДАЧА В ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

С.П. Родионов^{1,2}, О.Н. Пичугин¹, Л.Н. Соколюк^{1,2}, Я.В. Ширшов^{1,3}
(ООО "ЮНИ-КОНКОРД"¹, Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН²,
Тюменский государственный университет³)

Введение. Важным этапом выполнения процедуры апскейлинга является апгриддинг, при котором выбирается определенный вариант объединения ячеек геологической модели. На практике эта задача решается различными способами. В частности, на основе анализа геолого-статистического разреза или сравнения результатов прямого моделирования на геологической и гидродинамической моделях. Однако такие способы не всегда обеспечивают необходимый уровень детальности построений и часто влекут за собой неоправданно большие временные затраты. Также одной из важных задач моделирования разработки нефтяных месторождений с использованием гидродинамических моделей является определение влияния степени апскейлинга на коэффициент извлечения нефти (КИН) и модифицированные относительные фазовые проницаемости (ОФП).

В настоящей статье на основе уравнений двухфазной фильтрации предложена методика оперативной оценки погрешности расчетов, возникающей в связи с огрублением геологической модели в процессе апскейлинга. Задача решается путем минимизации погрешности за счет выбора варианта объединения ячеек геологической модели при заданной степени огрубления сетки. Многократное решение этой задачи для различных уровней огрубления исходной модели позволяет восстановить характер зависимости величины погрешности расчета от степени огрубления геологической модели. Опираясь на полученную зависимость, эксперт может осознанно выбрать ту степень апскейлинга, которая, по его мнению, допустима в данных конкретных условиях. Далее вычисление эквивалентных параметров ячеек гидродинамической модели можно легко осуществить с помощью стандартных

методов и программных средств выполнения апскейлинга. Возможности предлагаемого метода демонстрируются на синтетических примерах и на примерах геолого-гидродинамических моделей месторождений Западной Сибири.

Предложена схема расчета модифицированных ОФП, с помощью которых проводится оценка подвижных и неподвижных запасов нефти. Выявлена связь между модифицированными ОФП и погрешностью апскейлинга.

1. Расчет погрешности апскейлинга. Пусть гидродинамическая модель пласта имеет число ячеек по осям x , y и z декартовой системы координат соответственно $i = 1, \dots, NX$, $j = 1, \dots, NY$ и $k = 1, \dots, NZ$. Число слоев в модели, очевидно, равно NZ . Вытеснение нефти происходит в рамках модели "разноцветных жидкостей", в соответствии с которой вязкости фаз равны, а в каждой мелкой ячейке имеется одинаковый линейный вид ОФП:

$$k_{rw}(S_w) = \bar{S}_w, \quad k_{ro}(S_w) = \bar{S}_o, \quad \bar{S}_w = 1 - \bar{S}_o, \\ \bar{S}_o = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}}, \quad S_o = 1 - S_w, \quad (1)$$

где $k_{rw}(S_w)$ и $k_{ro}(S_w)$ – ОФП для воды и нефти, соответственно; S_w и S_o – водо- и нефтенасыщенность, соответственно; S_{wc} и S_{or} – критические насыщенные, принимающие свое значение для каждой ячейки. На границах ячейки, через которые осуществляется втекание и вытекание жидкости, задано давление. Выражение для погрешности при укрупнении слоев из-за неоднородности фильтрационно-емкостных параметров ячеек имеет вид [1]

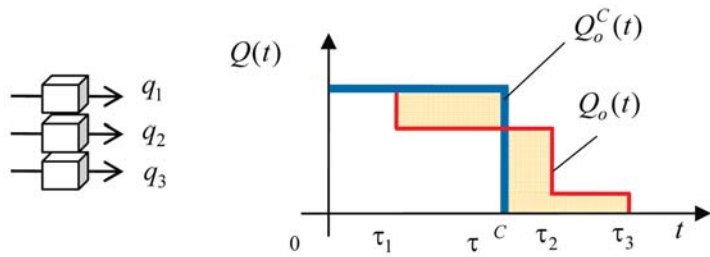


Рис.1. Схематическое представление потоков через ячейки геолого-гидродинамической модели:
а – схема потока жидкости через три вертикально расположенные мелкие ячейки;
б – зависимости расходов нефти через поверхность-сток крупной ячейки до и после апскейлинга

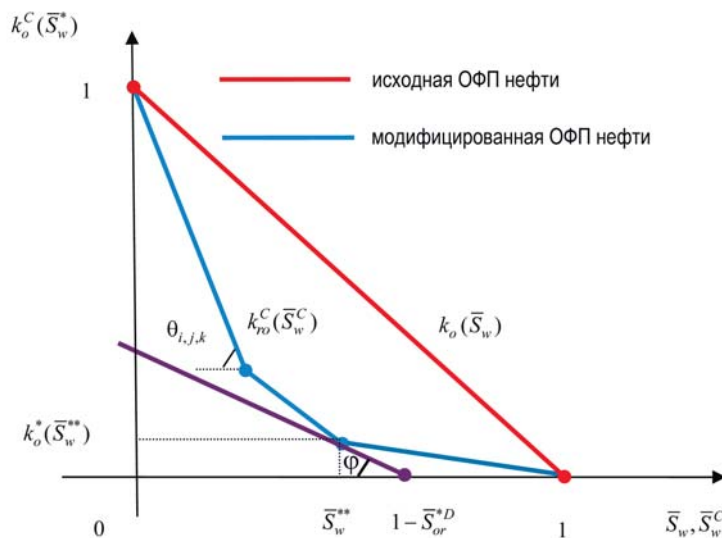


Рис. 2. Зависимости ОФП нефти для мелких и крупных ячеек

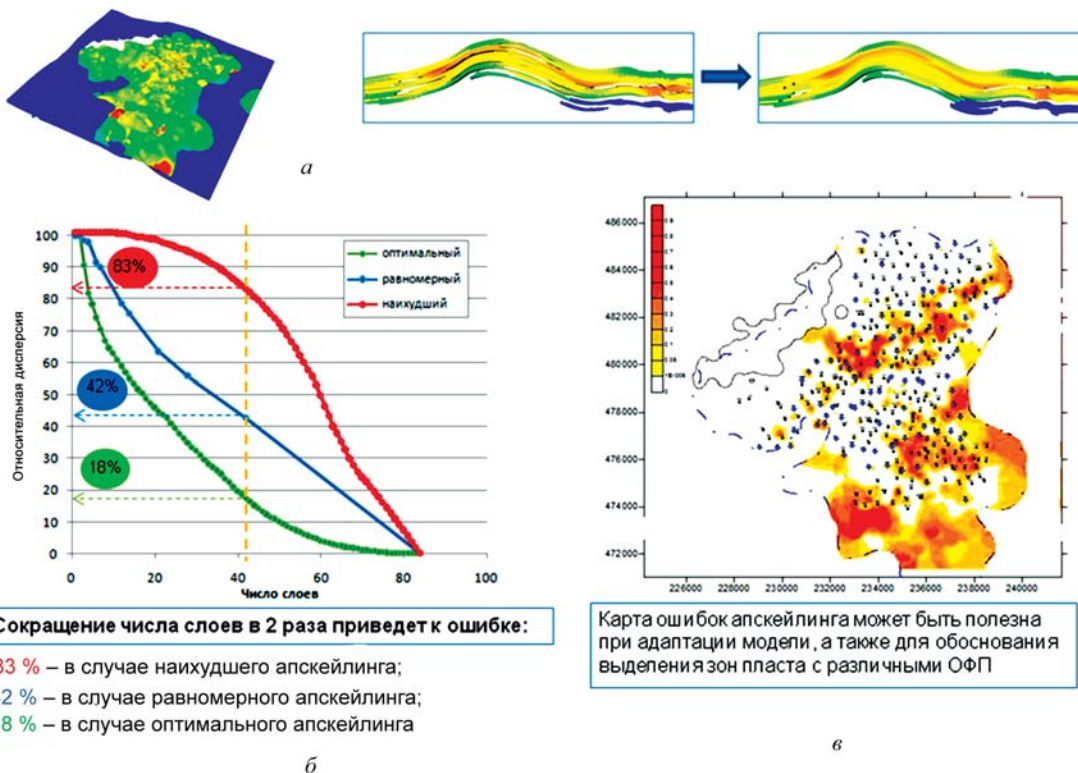
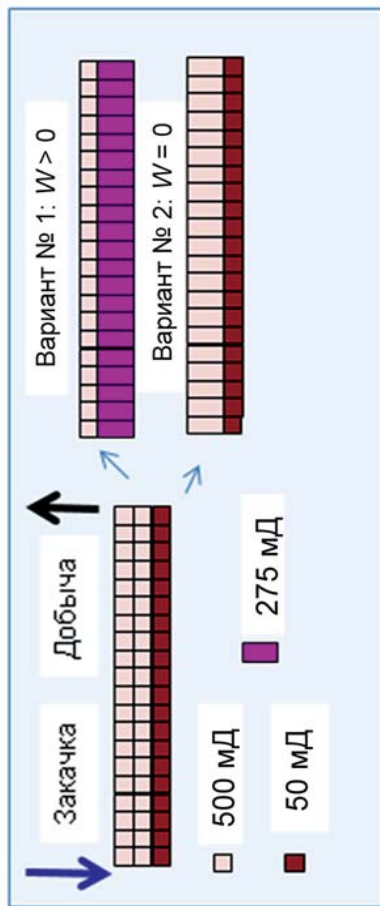
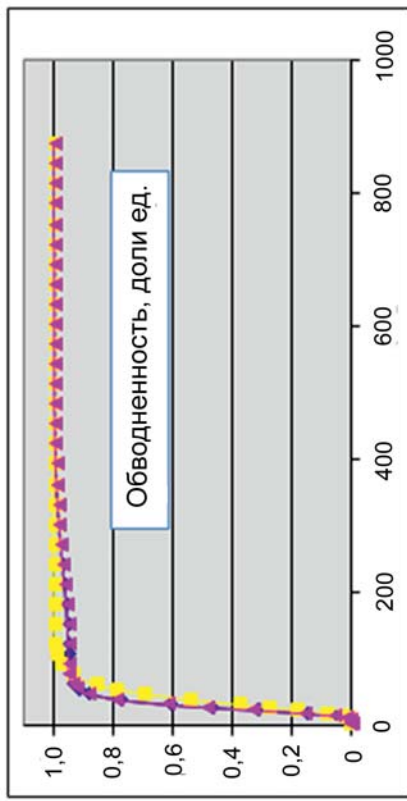


Рис. 3. Анализ чувствительности геолого-гидродинамической модели к объединению слоев:
а – геолого-гидродинамическая модель; *б* – зависимость относительных погрешностей $W_{\min}(NZ)/H$ и $W_{\max}(NZ)/H$ от NZ для реального месторождения; *в* – карта ошибок апскейлинга

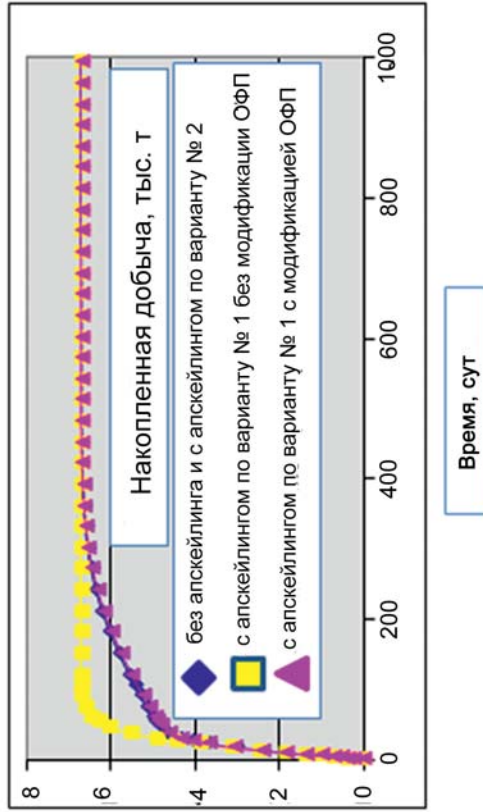
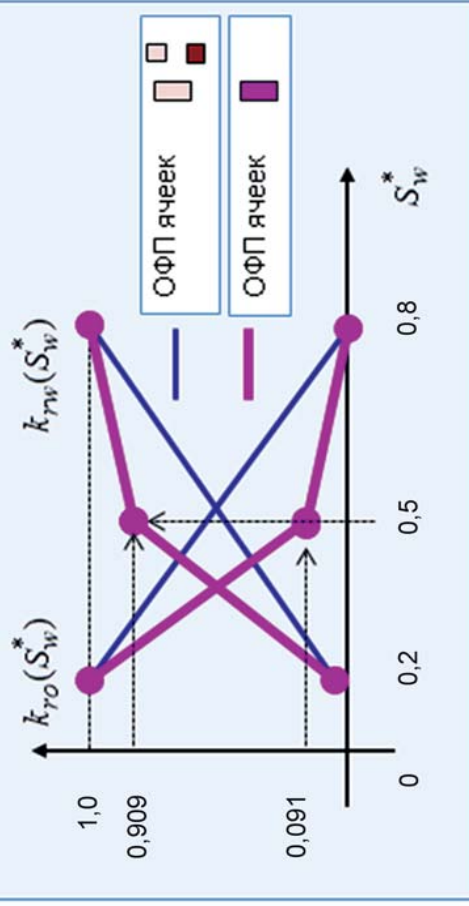
Схематическое представление задачи



Расчет зависимостей обводненности и накопленного объема добытой нефти от времени



Исходные и модифицированные ОФП



а

б

Рис. 4. Схематическая постановка задачи объединения слоев. Исходные и модифицированные ОФП (а); зависимости обводненности и накопленной добычи нефти от времени (б)

$$W = \sum_{i,j,k=1}^{NX,NY,NZ} W_{i,j,k} = \sum_{i,j,k=1}^{NX,NY,NZ} q_{i,j,k} \left| \tau_{i,j,k} - \tau_{i,j,k}^C \right|$$

$$\tau_{i,j,k}^C = \frac{\sum_{k'} q_{i,j,k'} \tau_{i,j,k'}}{\sum_{k'} q_{i,j,k'}}. \quad (2)$$

Здесь $q_{i,j,k}$ и $\tau_{i,j,k}$ – расход жидкости через мелкую ячейку с номером ij,k и время вытеснения из нее нефти, соответственно; $\tau_{i,j,k}^C$ – время вытеснения нефти из крупной ячейки. При вычислении $\tau_{i,j,k}^C$ значения k' относятся к мелким ячейкам, входящим в состав крупной ячейки. Для всех этих мелких ячеек значение $\tau_{i,j,k}^C$ одинаково.

Зависимости $Q_o(t)$ и $Q_o^C(t)$ – расходов нефти через поверхность-сток крупной ячейки от времени t до и после апскейлинга, соответственно, имеют вид [1, 2]

$$Q_o(t) = \sum_{k'} q_{i,j,k'} \eta(\tau_{i,j,k'} - t),$$

$$Q_o^C(t) = \sum_{k'} q_{i,j,k'} \eta(\tau_{i,j,k'}^C - t), \quad (3)$$

где $\eta(t)$ – единичная функция Хевисайда. Погрешность апскейлинга определяется как площадь между зависимостями (3):

$$W_{i,j,k} = \int_0^{\infty} |Q_o(t) - Q_o^C(t)| dt = \sum_{k'} q_{i,j,k} \left| \tau_{i,j,k} - \tau_{i,j,k}^C \right|.$$

В соответствии с концепцией "локальных" методов апскейлинга погрешность W модели в целом равна сумме погрешностей для отдельных ячеек. Выполнив здесь интегрирование по времени и суммирование по i, j и k , получим выражение (2).

На рис. 1, *a* изображена схема потока жидкости через три вертикально расположенные мелкие ячейки, которые после апскейлинга объединяются в одну ячейку, а на рис. 1, *б* – соответствующие зависимости $Q_o(t)$ и $Q_o^C(t)$. Погрешность W в координатах (Q_o, t) равна площади, отмеченной заливкой. Таким образом, погрешность W получена на основе точных решений задач о вытеснении нефти водой из ячеек.

2. Процедура объединения слоев. При объединении двух ячеек *a* и *b* выражение для приращения погрешности W определяется следующим образом:

$$\delta W = W_{ab} - W_a - W_b =$$

$$= q_a \left| \tau_a - \tau^C \right| + q_b \left| \tau_b - \tau^C \right| = \frac{2q_a q_b}{q_a + q_b} \left| \tau_a - \tau_b \right| \geq 0,$$

$$\tau^C = \frac{q_a \tau_a + q_b \tau_b}{q_a + q_b}.$$

При объединении двух ячеек, относящихся к слоям с номерами k и $(k+1)$, приращение погрешности можно привести к следующему виду:

$$\delta W_{i,j,k} = \frac{2 \left| V_{i,j,k} T_{i,j,k+1} - V_{i,j,k+1} T_{i,j,k} \right|}{T_{i,j,k} + T_{i,j,k+1}},$$

$$T_{i,j,k} = k_{i,j,k} \frac{\Delta z_{i,j,k} \Delta y_{i,j,k}}{\Delta x_{i,j,k}}, \quad (4)$$

$$V_{i,j,k} = \bar{V}_{i,j,k} (1 - S_{wc,i,j,k} - S_{or,i,j,k}),$$

$$\bar{V}_{i,j,k} = \phi_{i,j,k} \Delta x_{i,j,k} \Delta y_{i,j,k} \Delta z_{i,j,k},$$

где $T_{i,j,k}$ и $k_{i,j,k}$ – проводимость и абсолютная проницаемость ячейки с номером ij,k , соответственно; $V_{i,j,k}$ – подвижный поровый объем; $\bar{V}_{i,j,k}$ – поровый объем; $\phi_{i,j,k}$ – пористость; $\Delta y_{i,j,k}$, $\Delta x_{i,j,k}$, $\Delta z_{i,j,k}$ – размеры ячейки по осям x, y и z , соответственно.

Для приближенного учета непоршневого характера вытеснения нефти водой по схеме Баклея – Леверетта подвижный поровый объем V и проводимость T в (4) надо заменить соответственно на $\bar{V} / f'(s_c)$ и $(k_{rw}(s_c) / \mu_w + k_{ro}(s_c) / \mu_o) T$, где $f'(s_c)$ – производная функции Баклея – Леверетта при значении фронтальной водонасыщенности s_c ; μ_o – вязкость нефти; μ_w – вязкость воды. В частном случае линейных относительных фазовых проницаемостей (1) и равных вязкостей фаз $f'(s_c) = 1 / (1 - S_{wc} - S_{or})$ и $V = \bar{V} (1 - S_{wc} - S_{or})$, что совпадает с (4).

При объединении двух из NZ слоев с номерами k и $(k+1)$ приращение погрешности равно сумме приращений по всем ячейкам этих слоев:

$$\delta W_k = \sum_{i,j} \delta W_{i,j,k}, \quad k = 1, \dots, NZ - 1.$$

Процедура объединения $NZ0$ слоев [1] состоит из последовательности шагов $m = 1, \dots, NZ0 - 2$. На m -м шаге объединяется та пара соседних слоев из $k = 1, \dots, NZ0 - m$, для которой приращение погрешности принимает минимальное значение. При этом число слоев на каждом шаге уменьшается на 1. В результате имеем последовательность возрастающих значений погрешности $W = W + \min_k \delta W_k$ и последовательность уменьшающегося числа слоев $NZ = NZ - 1$. На "нулевом" шаге $W = 0, NZ = NZ0$.

3. Апскейлинг и относительные фазовые проницаемости. Для расчета модифицированных ОФП (псевдофункций) воды (k_{rw}^C) и нефти (k_{ro}^C) используется подход [3], в соответствии с которым они определяются взвешиванием исходных ОФП по удельным проводимостям мелких ячеек:

$$k_{ro,i,j,k}^C = \sum_{k'} \beta_{i,j,k} k_{ro,i,j,k'}, \quad k_{rw,i,j,k}^C = \sum_{k'} \beta_{i,j,k} k_{rw,i,j,k'},$$

$$\beta_{i,j,k} = \frac{T_{i,j,k}}{\sum_{k'} T_{i,j,k'}}.$$

С учетом (1) функции k_{rw}^C и k_{ro}^C , а также модифицированная приведенная нефтенасыщенность \bar{S}_o^C могут быть представлены в виде следующих параметрических зависимостей от времени t :

$$k_{ro,i,j,k}^C = \sum_{k'} \beta_{i,j,k'} \bar{S}_{o,i,j,k'}(t), \quad \bar{S}_{o,i,j,k}^C = \sum_{k'} \alpha_{i,j,k'} \bar{S}_{o,i,j,k'}(t),$$

$$\alpha_{i,j,k} = \frac{V_{i,j,k}}{\sum_{k'} V_{i,j,k'}},$$

$$k_{rw,i,j,k}^C = \sum_{k'} \beta_{i,j,k'} \bar{S}_{w,i,j,k'}(t) = 1 - k_{ro,i,j,k}^C,$$

$$\bar{S}_{o,i,j,k}^C = \frac{S_{o,i,j,k}^C - S_{or,i,j,k}^C}{1 - S_{wc,i,j,k}^C - S_{or,i,j,k}^C} = 1 - \bar{S}_{w,i,j,k}^C, \quad (5)$$

где $S_{wc,i,j,k}^C$ и $S_{or,i,j,k}^C$ – модифицированные критические насыщенности воды и нефти, соответственно. Функции $k_{rw}^C(\bar{S}_w^C)$ и $k_{ro}^C(\bar{S}_w^C)$ зависят от начальных и граничных условий для задачи двухфазной фильтрации в области крупной ячейки [4, 5]. Пусть в начальный момент времени $t = 0$ в каждой мелкой ячейке средняя приведенная нефтенасыщенность $\bar{S}_{o,i,j,k}$ равна 1. Тогда полученное на основе уравнений фильтрации выражение для $\bar{S}_{o,i,j,k}(t)$ имеет вид

$$\bar{S}_{o,i,j,k}(t) = (1 - t / \tau_{i,j,k}) \eta(\tau_{i,j,k} - t).$$

Переход от приведенных насыщенностей к обычным осуществляется с помощью следующей из (5) связи между ними:

$$S_{o,i,j,k}^C = S_{or,i,j,k}^C + (1 - S_{wc,i,j,k}^C - S_{or,i,j,k}^C) \bar{S}_{o,i,j,k}^C. \quad (6)$$

Качественный вид функции $k_{ro}^C(\bar{S}_w^C)$ для соответствующих (см. рис. 1) трех ячеек приведен на рис. 2 синей линией. Точки излома этой функции имеют координаты $\bar{S}_w = \bar{S}_w(\tau_{i,j,k})$. Линейный участок между двумя соседними точками излома функции $k_{ro}^C(\bar{S}_w^C)$ образует с осью \bar{S}_w^C угол $\theta_{i,j,k}$, тангенс которого равен

$$\operatorname{tg} \theta_{i,j,k} = \frac{\beta_{i,j,k}}{\alpha_{i,j,k}}. \quad (7)$$

Из (2), (5) и (7) следует, что имеет место следующее соотношение:

$$\frac{\beta_{i,j,k}}{\alpha_{i,j,k}} = \frac{\tau_{i,j,k}}{\tau_{i,j,k}} = \frac{1}{n}, \quad (8)$$

где n – число подвижных поровых объемов воды, которое необходимо прокачать через крупную ячейку для полного вытеснения нефти из входящей в ее состав i,j,k -й мелкой ячейки. С помощью (8) тангенс угла $\theta_{i,j,k}$ можно выразить через n :

$$\operatorname{tg} \theta_{i,j,k} = 1/n. \quad (9)$$

Углы θ изменяются в интервале от 0 до $\pi/4$ и не убывают с уменьшением \bar{S}_w . Пусть время вытеснения нефти из каждой ячейки одинаково и равно $\tau_{i,j,k}^C$ ($n = 1$), тогда тангенсы всех углов θ равны 1, а сами углы равны $\pi/4$. В этом случае $k_{ro}^C(\bar{S}_w^C)$, отмеченная на рис. 2 красной линией, не изменит свой вид после апскейлинга и останется линейной функцией. Максимальный (предельный) угол между исходными и модифицированными ОФП будет иметь место, когда для полного вытеснения нефти из ячейки потребуется прокачать бесконечное число подвижных поровых объемов ($n \rightarrow \infty$). В этом случае $\operatorname{tg} \theta = \theta = 0$ и соответствующие участки функции $k_{ro}^C(\bar{S}_w^C)$ будут параллельны оси водонасыщенности, что равносильно увеличению критической насыщенности нефти. Таким образом, причина изгиба ОФП заключается в том, что в каждой ячейке фронта вытеснения достигают грани, через которые вытекает жидкость, неодновременно. В некоторых работах, например [6], посвященных определению модифицированных ОФП в неоднородных средах, показывается, что они сильнее вогнуты к началу координат, чем исходные ОФП. Это может служить косвенным подтверждением сделанного вывода о форме модифицированной ОФП.

4. Модифицированные ОФП и коэффициент охвата вытеснением. В [7] показано, что после апскейлинга часть нефти в крупной ячейке может оказаться неподвижной. Тогда критические насыщенности модифицированных ОФП ($S_{wc,i,j,k}^{*C}$ и $S_{or,i,j,k}^{*C}$) могут быть больше, чем средние по объему критические насыщенности исходных ОФП ($\langle S_{wc,i,j,k}^C \rangle$ и $\langle S_{or,i,j,k}^C \rangle$). При гидродинамическом моделировании на симуляторе это может привести к завышенному значению КИН. Там же получена следующая формула, связывающая коэффициент охвата вытеснением и критические насыщенности фаз в крупной ячейке:

$$K_{\text{ОХВ.ВЫТ.}i,j,k}^C = \frac{1 - S_{wc,i,j,k}^{*C} - S_{or,i,j,k}^{*C}}{1 - \langle S_{wc,i,j,k}^C \rangle - \langle S_{or,i,j,k}^C \rangle}, \quad (10)$$

$$\langle S_{wc,i,j,k}^C \rangle = \frac{\sum_{k'} S_{wc,i,j,k} \bar{V}_{i,j,k'}}{\sum_{k'} \bar{V}_{i,j,k'}},$$

$$\langle S_{or,i,j,k}^C \rangle = \frac{\sum_{k'} S_{or,i,j,k} \bar{V}_{i,j,k'}}{\sum_{k'} \bar{V}_{i,j,k'}}.$$

С помощью коэффициента охвата вытеснением можно оценить влияние степени апскейлинга на КИН. Для гидродинамической модели $K_{\text{ОХВ.ВЫТ}}$ определяется по формуле

$$K_{\text{ОХВ. ВЫТ}} = \frac{\sum_{i,j,k=1}^{NX,NY,NZ} V_{i,j,k} K_{\text{ОХВ. ВЫТ},i,j,k}^C}{\sum_{i,j,k=1}^{NX,NY,NZ} V_{i,j,k}} \quad (11)$$

Из (11) следует, что для геологической модели $K_{\text{ОХВ. ВЫТ}} = 1$. Поэтому выражение (11) можно интерпретировать как отношение значений КИН после и до апскейлинга. Для того чтобы эти значения стали одинаковыми, надо модифицировать критические насыщенности фаз согласно [7].

В [8] предложен так называемый "динамический" коэффициент охвата вытеснением. В отличие от обычного "статического" коэффициента, он определяется при прокачке не бесконечного, а конечного числа поровых объемов. Пусть после прокачки через ячейку $n > 1$ поровых объемов воды оставшаяся в ней нефть считается "недренируемой". Насыщенность этой нефти S_{or}^{*D} назовем "динамической" остаточной нефтенасыщенностью. Тогда динамический коэффициент охвата вытеснением определяется по формуле (10) для "статического" коэффициента подстановкой в нее S_{or}^{*D} вместо S_{or}^* .

Чтобы выразить S_{or}^{*D} через n , воспользуемся следующим уравнением прямой с углом наклона φ к оси абсцисс, изображенной на рис. 2 фиолетовой линией:

$$\tilde{k}_{ro}^*(\bar{S}_w^C) = k_{ro}^C(\bar{S}_w^{**}) - (\bar{S}_w^C - \bar{S}_w^{**}) \text{tg } \varphi, \quad (12)$$

где \bar{S}_w^{**} является единственной общей точкой функции $k_{ro}^*(\bar{S}_w^{**})$ и прямой (12). Другими словами, для определения \bar{S}_w^{**} надо найти единственное решение уравнения $\tilde{k}_{ro}^*(\bar{S}_w^{**}) - k_{ro}^C(\bar{S}_w^{**}) = 0$. Искомым значением будет являться координата точки пересечения прямой (12) с осью абсцисс, т. е. $1 - \bar{S}_{or}^{*D}$. Учитывая, что $\text{tg } \varphi = 1/n$, из (12) имеем

$$\bar{S}_{or}^{*D} = 1 - \bar{S}_w^{**} - nk_{ro}^C(\bar{S}_w^{**}). \quad (13)$$

Поскольку S_{or}^{*D} – остаточная нефтенасыщенность, то при ней необходимо выполнение условия равенства нулю значения ОФП. Этому условию удовлетворяет следующая функция, отличающаяся от изображенной на рис. 2 ОФП $k_{ro}^C(\bar{S}_w^C)$ лишь при значениях $\bar{S}_w^C > \bar{S}_w^{**}$:

$$k_{ro}^C(\bar{S}_w^C) = \begin{cases} k_{ro}^C(\bar{S}_w^C), & 0 \leq \bar{S}_w^C \leq \bar{S}_w^{**}, \\ k_{ro}^*(\bar{S}_w^{**}) - (\bar{S}_w^C - \bar{S}_w^{**}) \frac{1}{n}, & \bar{S}_w^{**} < \bar{S}_w^C \leq \bar{S}_w^{*D}, \\ 0, & 1 - \bar{S}_{or}^{*D} < \bar{S}_w^C \leq 1, \end{cases} \quad (14)$$

где обычная критическая насыщенность S_{or}^{*D} выражается через приведенную \bar{S}_{or}^{*D} согласно (6).

Относительные фазовые проницаемости (14) и понятие "динамическая остаточная нефтенасыщен-

ность" могут быть полезными при адаптации гидродинамической модели к истории разработки. Чтобы добиться лучшего согласования промышленной истории и результатов моделирования, можно управлять формой ОФП, а также значением критической нефтенасыщенности или числом прокачанных поровых объемов.

5. Некоторые результаты. В процессе последовательного выполнения шагов описанной выше процедуры апгрединга число слоев NZ изменяется от $NZ = NZ_0$ до $NZ = 1$, причем зависимость $W(NZ) = W_{\min}(NZ)$ не убывает с уменьшением NZ . По виду этой зависимости можно оценивать чувствительность погрешности геолого-гидродинамической модели к объединению слоев. Для этого можно использовать также зависимость $W(NZ) = W_{\max}(NZ)$, соответствующую, в отличие от $W_{\min}(NZ)$, не наилучшему, а наихудшему сценарию последовательного объединения слоев. Погрешность W , имеющую размерность объема, удобно представлять в безразмерном виде $W(NZ)/H$, где $0 \leq W(NZ)/H \leq 1$ при $1 \leq NZ \leq NZ_0$ и $H = W(1)$.

На рис. 3, б представлены зависимости относительных погрешностей $W_{\min}(NZ)/H$ и $W_{\max}(NZ)/H$ от NZ (в %) для реального месторождения. Для сравнения приведена аналогичная зависимость для равномерного объединения слоев. Сопоставление приведенных зависимостей показывает, что выигрыш в точности расчетов от оптимизации апскейлинга может быть существенным. Для учета влияния на апгрединг расстановки скважин и распределения запасов по площади удобно использовать приведенную на рис. 3, в карту погрешностей апскейлинга.

Используя полученные выше результаты, можно выявить связь между формой модифицированных ОФП и погрешностью апскейлинга. Выражение для погрешности апскейлинга (2) с помощью соотношений (7) и (8) может быть преобразовано к следующему виду:

$$W_{i,j,k} = \sum_{k'} q_{i,j,k} |\tau_{i,j,k}^C - \tau_{i,j,k}^*| = \sum_{k'} V_{i,j,k} |1 - \text{tg } \theta_{i,j,k}|. \quad (15)$$

Из формулы (15) видно, что погрешность апскейлинга равна взвешенной по подвижному поровому объему сумме разностей тангенсов углов модифицированных и исходных ОФП (равных 1). В этой связи представленную карту погрешностей апскейлинга (см. рис. 3, в) можно использовать для выделения областей изменения ОФП.

В качестве примера рассмотрим влияние апскейлинга на динамику обводненности добываемой жидкости и накопленной добычи нефти. На рис. 4, а представлена схематическая постановка задачи, а на рис. 4, б – расчетные зависимости этих величин от времени для "синтетической" гидродинамической модели, состоящей из трех слоев. Расчеты выполнялись на гидродинамическом симуляторе CMG

STARS. Из рис. 4, б видно, что объединение слоев с меньшей (нулевой) погрешностью приводит к меньшей погрешности в расчетах. Из рис. 4 также следует, что модификация ОФП для слоев с большей погрешностью апскейлинга может значительно увеличить точность гидродинамических расчетов.

Заключение. С использованием аналитического решения уравнений двухфазной фильтрации получена формула для расчета погрешностей апскейлинга геологической модели. Предложен метод выбора варианта объединения слоев геологических моделей (апгрейдинг), основанный на минимизации погрешности апскейлинга. Показано, что выбор варианта объединения слоев геологической модели существенно влияет на погрешность апскейлинга.

Предложена схема расчета получающихся в результате апскейлинга модифицированных относительных фазовых проницаемостей. Получена формула, связывающая модифицированные ОФП и погрешность апскейлинга.

Показано, что модификацией относительных фазовых проницаемостей можно добиться практически полного устранения погрешности апскейлинга. Карта погрешностей апскейлинга может служить основой для выбора регионов изменения модифицированных ОФП.

На основе понятий "динамический коэффициент охвата вытеснением" и "динамическая критическая нефтенасыщенность" предложен способ оценки изменения коэффициента извлечения нефти в результате апскейлинга геологической модели. Этот способ также может быть полезен при варьировании критических насыщенных фаз в процессе адаптации гидродинамической модели к истории разработки.

1. Родионов С.П., Соколюк Л.Н., Рычков И.В. Методы апгрейдинга геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов // Математическое моделирование. – 2012. – Т. 24, № 5. – С. 21–34.
2. Родионов С.П., Соколюк Л.Н., Рычков И.В. Анализ чувствительности вычислительной погрешности при объединении слоев геолого-гидродинамической модели // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2010. – № 6. – С. 26–33.
3. Kyte J.R., Berry D.W. New pseudofunctions to control numerical dispersion // SPE Journal. – 1975. – Vol. 15. – № 3. – P. 269–276.
4. Родионов С.П., Соколюк Л.Н. Расчет и использование модифицированных относительных фазовых проницаемостей при преобразовании геологической модели в гидродинамическую // Тр. МФТИ. – 2010. – Т. 2. – № 2. – С. 130–136.
5. Родионов С.П., Орехова Л.Н. Определение модифицированных относительных фазовых проницаемостей при преобразовании геологической модели в гидродинамическую // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2008. – № 6. – Ч. 1. – С. 12–17.
6. Максимов В.М., Дмитриев М.Н., Антонец Ю.С. Эффекты тензорного характера относительных фазовых проницаемостей при взаимном вытеснении газа водой в анизотропных пластах // Газовая пром-сть. – 2009. – № 12. – С. 10–12.
7. Родионов С.П., Орехова Л.Н. Определение модифицированных относительных фазовых проницаемостей при преобразовании геологической модели в гидродинамическую // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – Ч. 2. – С. 4–9.
8. Исследование влияния прерывистости пласта на коэффициент охвата процессом вытеснения / В.А. Бадьянов, В.М. Ревенко, А.Н. Юрьев, Н.М. Закомалдина // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1984. – Вып. 61. – С. 31–33.

УДК 532.546:622.276

НАЗНАЧЕНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ЗОНАЛЬНО-НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ

С.П. Родионов^{1,2}, О.Н. Пичугин¹, В.П. Косяков^{1,2}, Э.Н. Мусакаев³
(ООО "ЮНИ-КОНКОРД"¹, Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН²,
Тюменский государственный университет³)

Введение. Для успешного управления разработкой нефтяных месторождений необходимо выбирать такие управляющие воздействия на пласт, чтобы добиться как можно лучшего соответствия проектных и эксплуатационных показателей. Поскольку с течением времени, как правило, наблюдается расхождение этих показателей, то возникает необходимость периодической корректировки управляющих параметров в соответствии с целью эксплуатации

месторождения. Целями эксплуатации месторождения являются достижение максимального чистого дисконтированного дохода (NPV) или коэффициента извлечения нефти (КИН) за определенный период времени (период разработки). В качестве управляющих параметров можно выделить переназначенные режимы работы уже действующих скважин, бурение новых или введение в эксплуатацию резервных скважин.