

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИ СОГЛАСОВАННОЙ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ. ЧАСТЬ 2. ОПОРНЫЕ ТОЧКИ

И.М. Ширяев, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров
ИПНГ РАН, e-mail: shiryayev.ivn@gmail.com

Адаптация геолого-гидродинамических моделей является сложной, комплексной задачей. С целью снижения количества уточняемых параметров и ускорения процедуры адаптации были предложены различные методы параметризации. Параметризация обычно используется для уточнения свойств пласта, распределенных по 3D сетке модели месторождения, таких как пористость и проницаемость. На сегодняшний день применяются такие методы параметризации, как метод зонирования (zoning method) [1], метод постепенной деформации (gradual deformation method) [2], метод возмущений вероятностей (probability perturbation method) [3], метод совместного моделирования возмущений (co-simulation perturbation method) [4].

Еще один широко используемый метод параметризации – метод опорных (пилотных) точек. Опорные точки – это набор ячеек модели в межскважинном пространстве, которые включаются в число параметров, уточняемых в рамках решения обратной задачи. Значения в других ячейках модели на каждом шаге обратной задачи рассчитываются методами геостатистики на основе данных на скважинах и в опорных точках.

В первой части данного исследования (см. часть 1 «Безградиентные методы оптимизации» в данном выпуске журнала) авторами были проанализированы особенности применения безградиентных методов при автоматизированной адаптации моделей в геологически согласованной постановке с одновременным определением параметров анизотропной вариограммы и зависимости «пористость-проницаемость». Показана возможность корректного воспроизведения полей фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта, проведена оценка влияния относительных весов на качество адаптации и точность определения отдельных управляющих параметров по динамическим данным эксплуатации. В качестве метода оптимизации использовался безградиентный метод Нелдера-Мида. Оценена эффективность метода.

В данной, второй части исследования в управляющие параметры, наряду с параметрами анизотропной вариограммы и зависимости «пористость-проницаемость»,

включены значения свойств пласта в отдельных опорных точках. Целью является оценка их влияния на эффективность решения обратной задачи, а также возможность преодоления выявленных недостатков безградиентных методов, таких как зависимость от начального приближения и стагнация в локальных минимумах.

Метод опорных точек

Изначально метод опорных точек применялся для адаптации моделей подземных вод [5–7] и позже был применен для адаптации моделей углеводородных систем [8]. Основной проблемой при использовании данного метода является вопрос расположения опорных точек. В некоторых работах предлагалось располагать опорные точки относительно равномерно по модели. Для выбора только тех точек, которые влияют на целевую функцию, было предложено проводить анализ чувствительности целевой функции по различным опорным точкам в полуавтоматическом режиме. Данный процесс был полностью автоматизирован RamaRao et al. [7]. На каждом шаге добавлялось по одной точке и проводился анализ чувствительности для выбора зоны ее расположения. Позднее была предложена модификация данного метода путем добавления функции правдоподобия к функционалу [9], что позволило сделать метод более устойчивым и улучшило качество идентификации неоднородностей пласта, что в свою очередь позволило увеличить количество используемых опорных точек. В современных реализациях предлагается объединять методы параметризации, например, метод постепенной деформации с методом опорных точек [10] или метод опорных точек с методом ансамблевого фильтра Калмана [11].

В данной работе проводится сравнительный анализ результатов адаптации модели со стандартными уточняемыми параметрами и с параметрами, включающими значения свойств пласта в опорных точках. Рассматриваются варианты с включением как одной, так и нескольких опорных точек в различных зонах модели.

Описание тестовой модели и постановка задачи

Исследования проводились на такой же, как и в части 1, неоднородной синтетической двухфазной модели (нефть–вода) пятиточечной системы заводнения. Параметры анизотропной вариограммы, значения пористости и проницаемости на скважинах, размерность модели остались без изменений. Исключением стало добавление значений пористости в опорных точках в уточняемые параметры. Схема размещения опорных точек показана на рис. 1. Для модели без опорных точек и моделей с различным

расположением одной опорной точки обратная задача решалась для двух начальных приближений (см. часть 1), а для моделей с двумя и тремя опорными точками – только для второго начального приближения, при котором без опорных точек алгоритм оптимизации «застревал» в локальном минимуме. Поскольку включение значений ФЕС в опорных точках в управляющие параметры существенно влияет на оптимизацию параметров вариограммы, это может позволить избежать попадания алгоритма в локальный минимум.

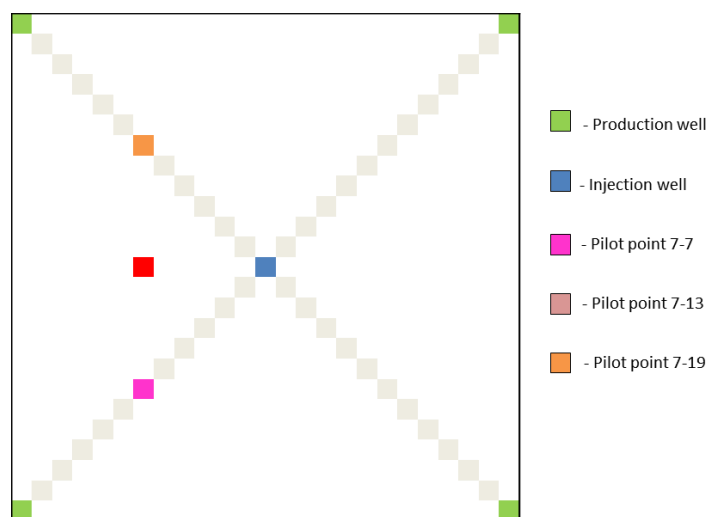


Рис. 1. Схема модели пятиточечного элемента заводнения с расположением опорных точек: Production well–добывающая скважина, Injection well–нагнетательная скважина, Pilot point–опорная точка, цифрами обозначены координаты ячейки с опорной точкой

Для всех расчетов выбраны модели с равносильным вкладом в функционал суммарной невязки по дебитам/расходу и суммарной невязки по забойным давлениям (модели 1-3 и 2-3 из части 1), что позволяет точнее оценить влияние опорных точек на адаптацию модели.

Также по результатам решения обратной задачи рассчитаны поля дисперсии кригинга для значений ФЕС, которые отражают неопределенность оцененных значений поля в каждой ячейке модели. Поля дисперсии кригинга позволяют наглядно оценить влияние каждого из параметров вариограммы и опорных точек на итоговое распределение ФЕС. Чем дальше удаленность от точек с измеренными статическими данными (скважин) и опорных точек, тем выше дисперсия кригинга.

Результаты решения обратной задачи с одной опорной точкой

Результаты адаптации для моделей с одной опорной точкой для различных начальных приближений приведены в табл. 1. На рис. 2, а и 2, б приведены соответствующие поля проницаемости и дисперсии для моделей с одной опорной точкой в сравнении с аналогичными моделями без опорных точек. Поля дисперсии наглядно

демонстрируют изменение неопределенности при удалении от точек с измеренными данными в соответствии с параметрами вариограммы. Значения дисперсии изменяются от нуля в ячейке с известными данными до максимума в зонах, где корреляция с измеренными данными более не наблюдается.

Таблица 1

Параметры начального приближения и результаты адаптации моделей с одной опорной точкой

Сводная таблица результатов адаптации синтетической модели с опорной точкой		Модель без опорных точек	С одной опорной точкой 7-7	С одной опорной точкой 7-13	С одной опорной точкой 7-19	
Начальное приближение 1	Параметры нач. пригл.:					
	R1	1600	1785	1768	1768	
	R2	700	416	200	200	
	Phi	110	128	122,4	122,4	
	a	8	10,1	10,1	10,1	
	b	16	18	17,9	17,9	
	PORO*			0,87	1,00	1,01
	error _{total} :		0,17	2,44	2,02	2,35
	error _{debt} :		0,14	1,75	1,49	1,84
	error _{pressure} :		0,03	0,69	0,53	0,51
	iters:		64	12	12	12
Начальное приближение 2	Параметры нач. пригл.:					
	R1	2000	1175	2112	1703	1703
	R2	300	1000	691	670	670
	Phi	160	211	149	187	187
	a	12	8,9	12	10,2	10,2
	b	20	18,6	17,2	18,3	18,3
	PORO*			0,87	1,00	1,07
	error _{total} :		3,59	1,87	5,65	5,83
	error _{debt} :		2,92	1,42	4,05	4,05
	error _{pressure} :		0,67	0,45	1,6	1,77
	iters:		22	32	15	15

Параметры реальной модели: $R1 = 1800$, $R2 = 500$, $Phi = 135$, $a = 10$, $b = 18$

$R1$ – радиус вариограммы в главном направлении, м;

$R2$ – радиус вариограммы в направлении, перпендикулярном главному, м;

Phi – угол поворота главного направления, м;

a и b – параметры зависимости «пористость-проницаемость», $K_{пр} = a \cdot \exp(b \cdot K_{п})$;

$PORO$ – значения пористости в опорной точке, нормированные на «реальную» модель;

$error_{debt}$ – суммарная невязка по дебитам и расходу;

$error_{pressure}$ – суммарная невязка по забойным давлениям;

$iters$ – количество итераций алгоритма

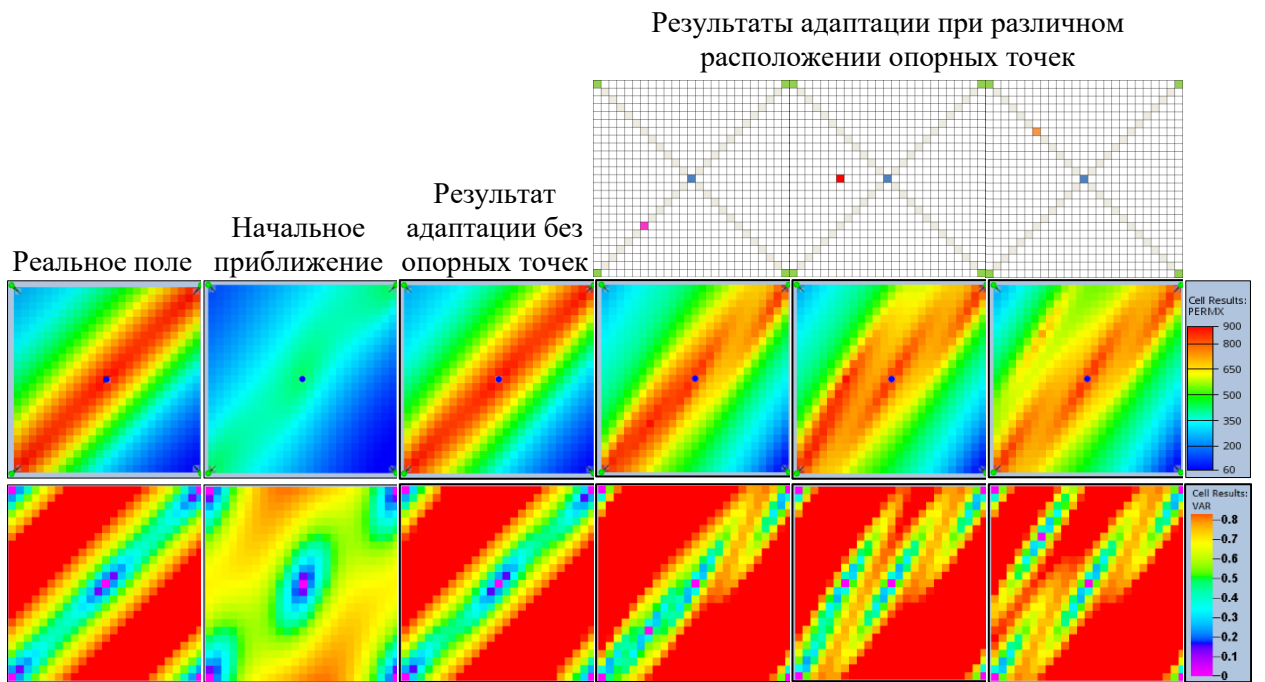


Рис. 2, а. Итоговые поля проницаемости (мДарси) и дисперсии кригинга без опорных точек и с одной опорной точкой для начального приближения 1

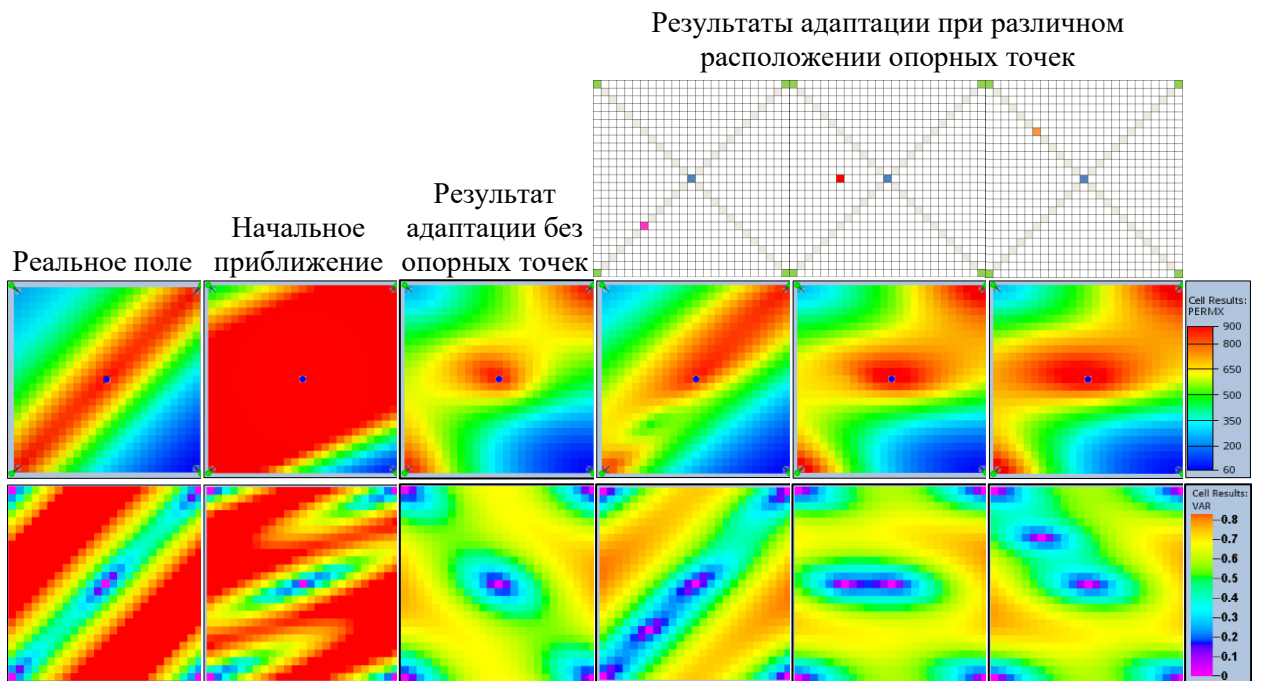


Рис. 2, б. Итоговые поля проницаемости (мДарси) и дисперсии кригинга без опорных точек и с одной опорной точкой для начального приближения 2

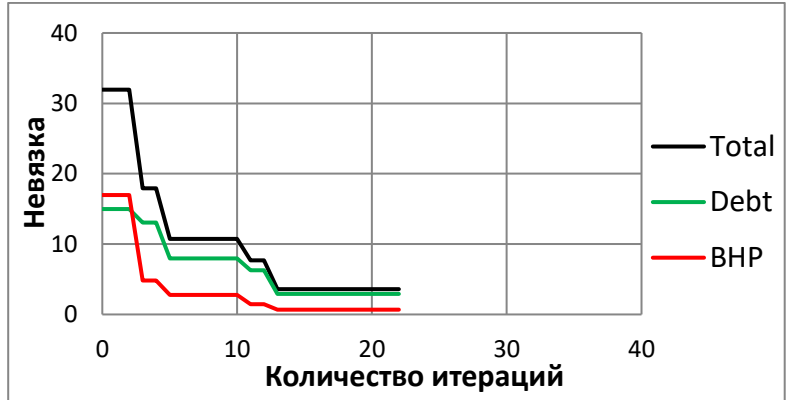
В случае с начальным приближением 1 без опорных точек параметры модели удалось восстановить близкими к истинным значениям (см. табл. 1). Общая невязка составила всего 0,17 ед. (для сравнения, в модели с начальным приближением 2 невязка составила 3,59 ед.). Восстановленные поля ФЕС также близки к «реальным» (см. рис. 2, а).

Для модели с начальным приближением 1 добавление в уточняемые параметры опорной точки приводит лишь к появлению дополнительных «артефактов» в виде зон с завышенными или заниженными значениями ФЕС и попаданию алгоритма оптимизации в локальный минимум уже на 12 итерации. В данном случае для восстановления правильных значений ФЕС в опорных точках не хватает динамических данных (замеров дебитов и давлений на скважинах). При этом включение опорной точки в исходные данные для построения полей ФЕС кригингом в рамках решения обратной задачи делает алгоритм очень чувствительным даже к незначительным изменениям в параметрах вариограммы. Таким образом, изменения в значениях уточняемых параметров значительно сказываются на полях ФЕС и, как следствие, на суммарной невязке, что объясняет стагнацию алгоритма в локальном минимуме. Наименьший негативный эффект имеет место при добавлении опорной точки 7-7, так как ее влияние совмещается с влиянием высокопроницаемой «диагонали» и не создает новых «геологических особенностей» модели.

В отличие от начального приближения 1, для начального приближения 2 в варианте с опорной точкой 7-7 удалось достичь качественного улучшения результатов адаптации. Общая невязка по сравнению со случаем без опорной точки уменьшилась почти в два раза – с 3,59 до 1,87. При этом значение в опорной точке также восстанавливается не точно, но общий вид полей ФЕС улучшается в силу расположения опорной точки между добывающей и нагнетательной скважинами, что оказывает значительное влияние на динамические данные добычи. В случаях с опорными точками 7-13 и 7-19, как и в случае начального приближения 1, результаты значительно ухудшаются в сравнении с адаптацией без опорных точек.

Динамика изменения невязок и уточняемых параметров в зависимости от количества итераций алгоритма оптимизации для начального приближения 2 приведена на рис. 3 и 4. На рис. 4 значения уточняемых параметров нормализованы таким образом, что значение 1 соответствует значению параметра в «реальной» модели. То есть, чем ближе значение к 1, тем лучше восстановился параметр.

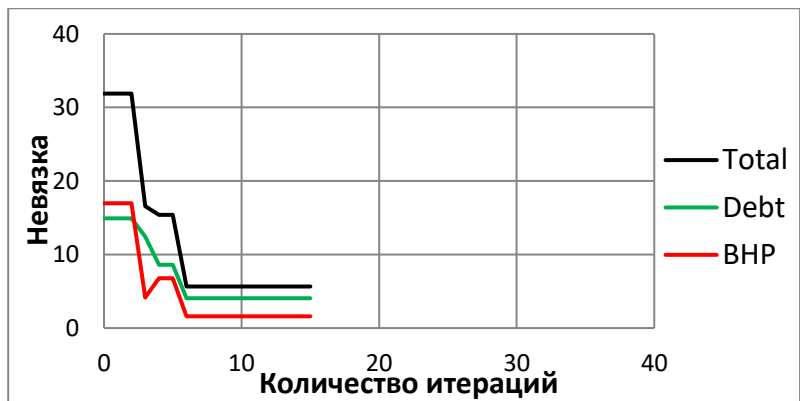
Модель без опорных точек



Модель с одной опорной точкой 7-7



Модель с одной опорной точкой 7-13



Модель с одной опорной точкой 7-19

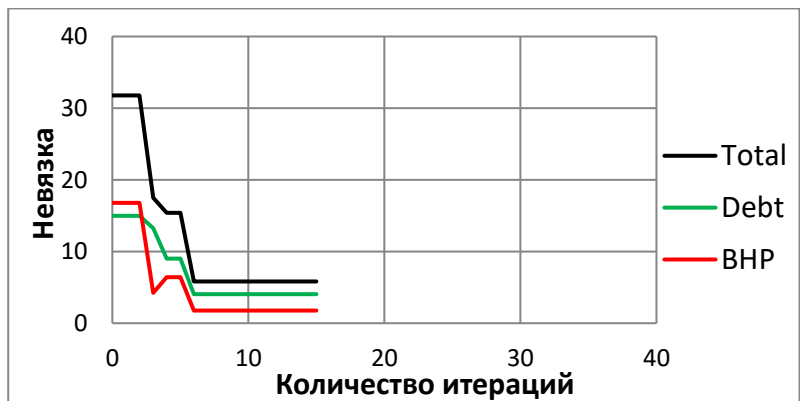
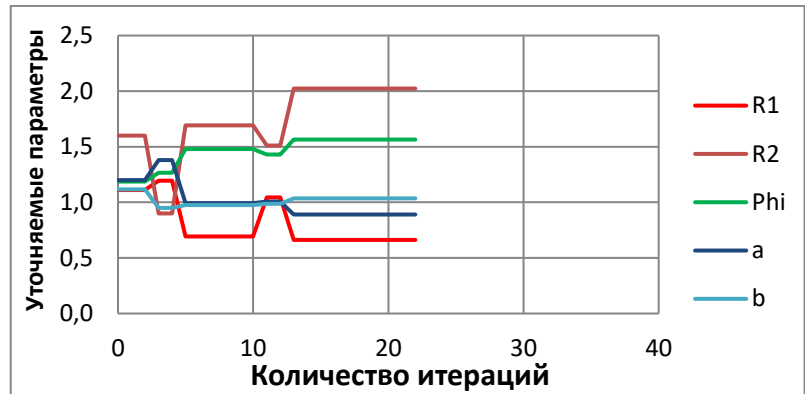
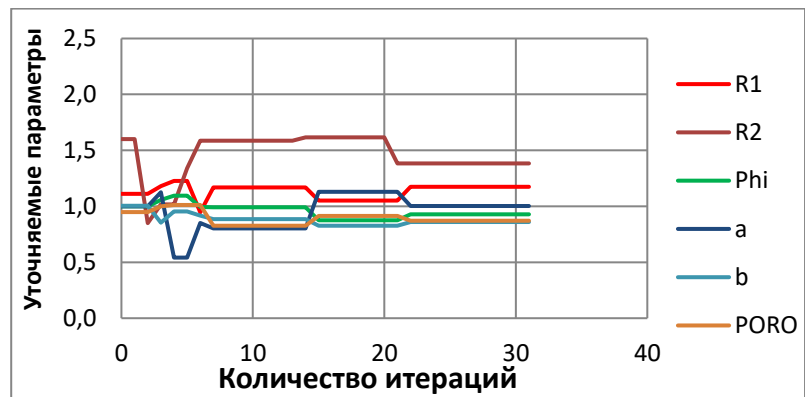


Рис. 3. Зависимость значений невязок от номера итерации алгоритма в случае начального приближения 2

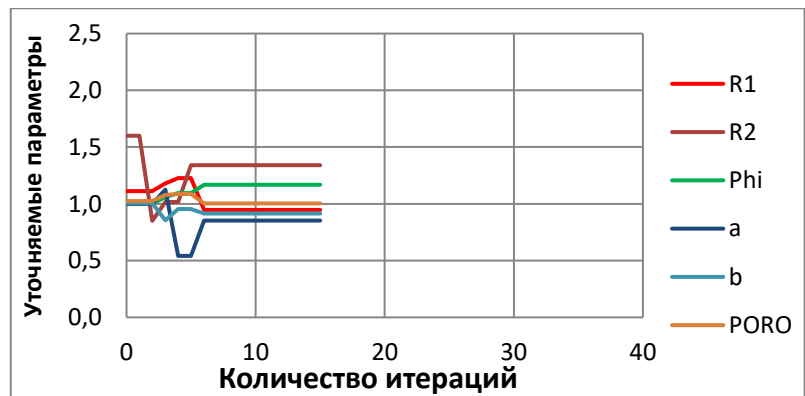
Модель без опорных точек



Модель с одной опорной точкой 7-7



Модель с одной опорной точкой 7-13



Модель с одной опорной точкой 7-19

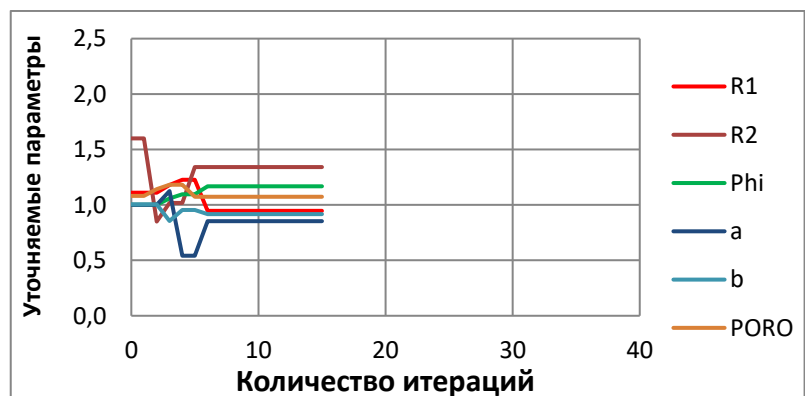


Рис. 4. Зависимость значений уточняемых параметров от номера итерации алгоритма в случае начального приближения 2

Рис. 3 и 4 наглядно показывают, что наилучшим образом алгоритм Нелдера-Мида сработал в случае с опорной точкой 7-7, а в случаях с опорными точками 7-13 и 7-19 алгоритм стагнировал уже через несколько итераций и выйти из локального минимума не смог. Здесь проявляются отмеченные в части 1 данной работы проблемы метода – возможность стагнации в неоптимальной точке и сильная чувствительность к начальному приближению, усиленные увеличением числа степеней свободы в обратной задаче без добавления новых источников информации в функционале.

Результаты адаптации с двумя и тремя опорными точками

В табл. 2 представлены результаты адаптации для моделей с 2 и 3 опорными точками. На рис. 5 видно, что визуально поле ФЕС восстановилось только в случаях с двумя опорными точками 7-7 и 7-19, а также с тремя опорными точками. При этом во всех случаях с двумя точками алгоритм «застревает» практически в одном и том же локальном минимуме.

Таблица 2

Параметры реальной модели, начального приближения и результаты адаптации моделей с двумя и тремя опорными точками для начального приближения 2

	Реальная модель	Начальное приближение	Без опорных точек	2 опорные точки			3 опорных точки	
<i>Индексы опорных точек:</i>				-	7-7/7-13	7-7/7-19	7-13/7-19	7-7/7-13/7-19
<i>R1</i>	1800	2000	1175	2042	2369	1725	2135	
<i>R2</i>	500	300	1000	667	669	669	827	
<i>Phi</i>	135	160	211	187	140	187	154	
<i>a</i>	10	12	8,9	10	10	10	11,6	
<i>b</i>	18	20	18,6	18,3	18,3	18,3	17,3	
<i>PORO</i>	1,0	-	-	0,8/1,0	0,95/1,06	1,0/1,11	0,88/0,99/1,02	
<i>error_{total}</i>	-	33,58	3,59	3,55	5,44	3,75	1,98	
<i>error_{debt}</i>	-	16,74	2,92	2,81	4,14	2,86	1,70	
<i>error_{pressure}</i>	-	16,84	0,67	0,74	1,3	0,89	0,28	
<i>iters</i>	-	-	22	16	16	16	64	

Примечание: *R1* – радиус вариограммы в главном направлении, м;
R2 – радиус вариограммы в направлении, перпендикулярном главному, м;
Phi – угол поворота главного направления, м;
a и *b* – параметры зависимости «пористость-проницаемость», $K_{пр} = a \cdot \exp(b \cdot K_{п})$;
PORO – значения пористости в опорной точке, нормированные на «реальную» модель;
error_{debt} – суммарная невязка по дебитам и расходу;
error_{pressure} – суммарная невязка по забойным давлениям;
iters – количество итераций алгоритма

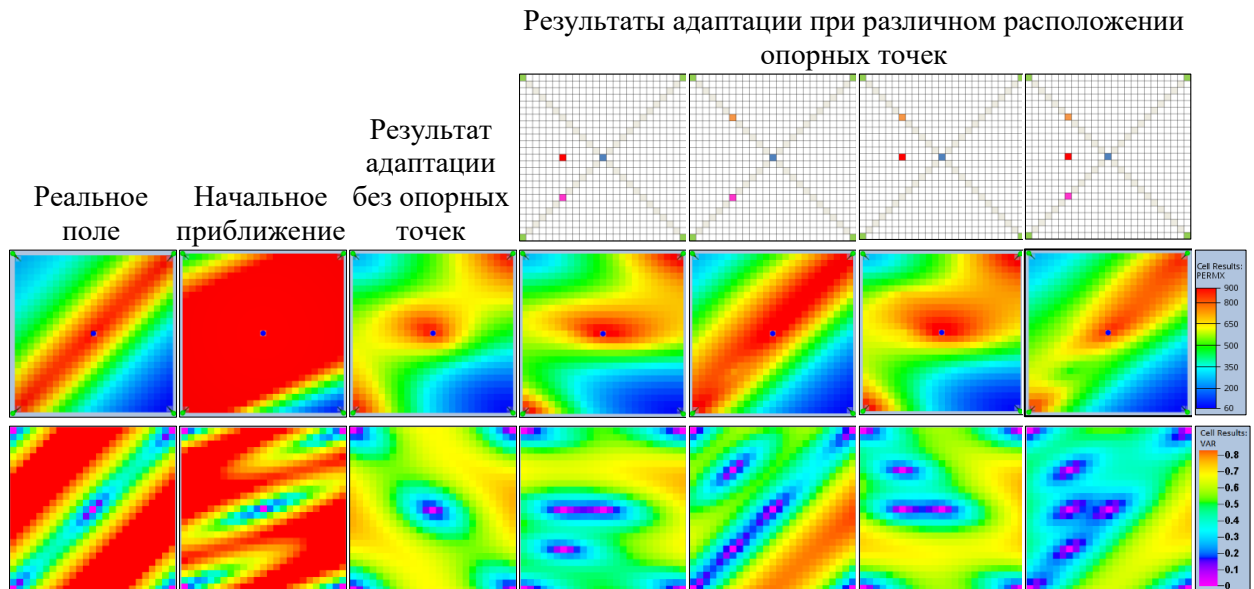


Рис. 5. Итоговые поля проницаемости (мДарси) и дисперсии кригинга с двумя и тремя опорными точками для начального приближения 2

Точка 7-13, расположенная в радиусе влияния центральной скважины, усиливает влияние значений ФЕС на этой скважине на конфигурацию поля в целом. В обратной задаче не хватает измеряемых динамических данных для преодоления данного влияния, и алгоритм стагнирует в локальном минимуме. Включение в уточняемые параметры опорной точки 7-7 на диагонали между скважинами компенсирует влияние точки 7-13 и центральной нагнетательной скважины, что позволяет алгоритму восстановить параметры вариограммы несколько лучше в сравнении со всеми случаями с двумя опорными точками. При этом параметры зависимости «пористость-проницаемость» восстанавливаются хуже, что связано с тем, что измеряемые динамические данные на скважинах недостаточно чувствительны для корректного восстановления поля проницаемости.

Как видно из результатов (см. табл. 2), в случае с тремя опорными точками алгоритм справился с адаптацией лучше, чем в любом из случаев с двумя точками. Однако можно было достигнуть даже более качественной адаптации, используя лишь одну опорную точку 7-7, расположенную в «правильной» зоне (см. табл. 1).

Таким образом, подтверждается вывод о необходимости включения в уточняемые параметры значений ФЕС только в тех опорных точках, которые оказывают существенное влияние на измеряемые динамические данные добычи – дебиты и забойные давления на скважинах.

Выводы

Представленные в статье результаты демонстрируют некоторые особенности решения обратных задач адаптации гидродинамических моделей в геологически согласованной постановке с использованием опорных точек.

1. Включение в управляющие параметры значений ФЕС в опорных точках совместно с параметрами вариограммы позволяет повысить гибкость решения обратной задачи и контролировать неоднородности ФЕС в межскважинном пространстве, не прослеживаемые по статическим данным на скважинах, сохраняя геологическую (геостатистическую) согласованность получаемых полей ФЕС.

2. Опорные точки вносят значительный вклад в качество и скорость адаптации модели, однако могут как улучшить, так и ухудшить результаты.

Надежное восстановление значений ФЕС в опорных точках возможно только в случае, когда они оказывают существенное влияние на измеряемые динамические данные (дебиты, забойные давления) на скважинах. В обратном случае избыточное число степеней свободы в обратной задаче приводит к появлению дополнительных локальных экстремумов и смещению оценок параметров вариограммы в найденном решении. В частности, усугубляются проблемы безградиентных методов оптимизации, связанные с чувствительностью к начальному приближению.

3. Одновременное уточнение параметров вариограммы и значений свойств в опорных точках позволяет расширить возможности автоматизированных методов адаптации при условии внедрения надежных критериев выбора опорных точек. Для этого могут быть использованы как геологические данные, так и математические подходы, например, на основе расчета полей производных функционала по значениям ФЕС ячеек модели.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. Keidser A., Rosjberg D. A comparison of four inverse approaches to groundwater flow and transport parameter identification // Water Resour. Res. 1991. Vol. 27, No. 9. P. 2219–2232.

2. *Hu L.Y.* Gradual deformation and iterative calibration of Gaussian-related stochastic models // *Math. Geol.* 2000. Vol. 32, No. 1. P. 87–108.
3. *Caers J., Srinivasan S.* Combining geological information with seismic and production data // *Developments in Petroleum Science.* 2003. Vol. 51, Chap. 23. Elsevier Science BV. P. 499–525.
4. *Le Ravalec-Dupin M., Da Veiga S.* Cosimulation as a perturbation method for calibrating porosity and permeability fields to dynamic data // *Comput. Geosci.* 2011. Vol. 37, No. 9. P. 1400–1412.
5. *De Marsily G., Lavedan G., Boucher M., Fasanino G.* Interpretation of interference tests in a well field using geostatistical techniques to fit the permeability distribution in a reservoir model // *Geostatistics natural resources characterization. Part 2.* 1984. P. 831–849.
6. *Lavenue A., Pickens J.* Application of a coupled adjoint sensitivity and kriging approach to calibrate a groundwater flow model // *Water Resour. Res.* 1992. Vol. 28, No. 6. P. 1543–1569.
7. *Ramarao B.S., Lavenue A.M., De Marsily G., Marietta M.G.* Pilot point methodology for automated calibration of an ensemble of conditionally simulated transmissivity fields. Part 1. Theory and computational experiments // *Water Resour. Res.* 1995. Vol. 31, No. 3. P. 475–493.
8. *Bissell R., Dubrule O., Lamy P., Swaby P., Lepine O.* Combining geostatistical modelling with gradient information for history matching: the pilot point method // *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, 5–6 October 1997.* SPE-38730. P. 139–154.
9. *Alcole A., Carrera J., Medina A.* Pilot points method incorporating prior information for solving the groundwater flow inverse problem // *Adv. Water Resour.* 2006. Vol. 29, No. 11. P. 1678–1689.
10. *Le Ravalec-Dupin M.* Pilot block method methodology to calibrate stochastic permeability fields to dynamic data // *Math. Geoscience.* 2010. Vol. 42, No. 2. P. 165–185.
11. *Heidari L., Gervais V., Le Ravalec-Dupin M.L., Wackernagel H.* History matching of petroleum reservoir models by the ensemble Kalman filter and parameterization methods // *Computers&Geosciences.* 2013. Vol. 55, June. P. 84–95.