

Никита Олегович ШЕВЦОВ¹
Сергей Викторович СТЕПАНОВ²
Татьяна Анатольевна ПОСПЕЛОВА³

УДК 519.633

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОГНОСТИЧЕСКОЙ СПОСОБНОСТИ ЧИСЛЕННОЙ И АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН

- ¹ аспирант кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет;
специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
noshevtsov@tnnc.rosneft.ru
- ² доктор технических наук, профессор
кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет;
старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
SVStepanov@tnnc.rosneft.ru
- ³ кандидат технических наук, заместитель генерального директора
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Главное назначение любой модели — давать возможность для изучения объекта моделирования и протекающих в нем процессов, в т. ч. и для получения прогнозных характеристик. В связи с этим возникает вопрос, какие математические модели целесообразно применять для анализа и сопровождения разработки залежей нефти, в частности для оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин.

Характерными особенностями математического моделирования разработки месторождений является то, что залежи нефти располагаются в природных пластах, которые не поддаются

Цитирование: Шевцов Н. О. Исследование прогностической способности численной и аналитической моделей на примере оценки взаимовлияния скважин / Н. О. Шевцов, С. В. Степанов, Т. А. Поспелова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 3 (23). С. 131-142.
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142

непосредственному наблюдению, а также то, что в пластах протекают сложные фильтрационные процессы, обусловленные строением пласта. Поэтому для математического моделирования разработки, с одной стороны, могут применяться сложные численные гидродинамические модели, опирающиеся на понимание пространственного распределения свойств пластов, в которых имеется возможность для детального описания фильтрационных процессов, а с другой стороны, могут применяться и относительно простые аналитические модели, в которых отсутствует необходимость в задании пространственного распределения свойств, но описание фильтрационных процессов является существенно упрощенным по сравнению с гидродинамическими моделями. Следовательно, практическая ценность результата моделирования зависит от того, насколько правильно выбран подход к моделированию. Для задачи оценки взаимовлияния скважин выбор численной или аналитической модели должен исходить из понимания прогностической способности рассматриваемых моделей. Поскольку такая способность зависит как от возможности детального описания фильтрационных процессов, так и от необходимости учитывать пространственное распределение свойств пластов, то изначально нельзя сделать вывод о том, какая модель характеризуется лучшей прогностической способностью. Выявить уровень прогностической способности можно, рассмотрев задачу оценки взаимовлияния скважин для синтетических моделей нефтяных залежей.

В статье результаты исследований получены на примере десяти синтетических моделей. На «фактические» данные работы скважин были настроены численные гидродинамические модели и аналитические модели CRM. По методу ретроспективного теста получено, что аналитические модели характеризуются более высокой прогностической способностью, нежели численные.

Ключевые слова

Взаимовлияние скважин, обратная задача, Capacitance-Resistive Models (CRM), гидродинамическое моделирование.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142

Введение

Одной из основных задач при добыче нефти из зрелых месторождений, разрабатываемых с поддержанием пластового давления, является регулирование работы нагнетательных скважин в целях повышения эффективности добычи нефти. Как правило, выбор режимов работы нагнетательных скважин состоит в анализе взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин, который проводится на основе гидродинамического моделирования. Гидродинамическое моделирование является трудоемким процессом, который зачастую не может быть выполнен в оперативном порядке. Следовательно, возникает необходимость в использовании более простых, чем гидродинамическое моделирование, подходов к анализу и прогнозированию работы скважин.

В статье [3] описаны несколько методов для оценки взаимовлияния скважин на основе фактических данных их работы. Однако не все из этих методов позволяют выполнять и прогнозные расчеты, т. е. решать задачу обоснования

решений по регулированию системы поддержания пластового давления не только с позиции анализа, но и с позиции прогнозирования. Более того, нельзя исключать, что разные инструменты моделирования могут иметь неодинаково надежную прогностическую способность. Поэтому выбор инструмента для обоснования решений по регулированию работы нагнетательных скважин должен исходить не только из возможности этого инструмента осуществлять прогноз работы скважин, но и из того, насколько надежен такой прогноз.

В связи с этим целью данной работы было изучение прогностической способности численной и аналитической моделей на примере оценки взаимовлияния скважин. В роли численной модели выступает гидродинамическая модель (ГДМ), в роли аналитической — модель CRM [4]. ГДМ создана в симуляторе tNavigator, модель CRM — в программном продукте «Ариадна», разработанном в Тюменском нефтяном научном центре.

Метод и объекты исследования

Метод исследования заключается в том, что ГДМ и CRM адаптируются на фактические данные по добыче и по закачке, полученные на «эталонной» синтетической ГДМ, а затем на этих адаптированных моделях проводятся прогнозные расчеты, результаты которых сопоставляются с результатами прогнозных расчетов, полученных на эталонной ГДМ.

Всего было создано 10 эталонных ГДМ (размерностью 63 x 50 x 1 ячеек по 50 x 50 x 10 м каждая). На рис. 1 приведен пример полей проницаемости эталонных моделей 1 и 4, в которых присутствуют линзы в районах добывающих скважин и непроницаемый разлом. Остальные эталонные модели отличались от этих только конфигурацией разлома или проницаемостью линз. Адаптируемые модели отличаются от эталонных тем, что в них отсутствуют линзы или разломы, при этом значения проницаемости расчетных ячеек, в которых располагаются скважины (ассоциируемые со значениями проницаемости призабойных зон), являются во всех моделях одинаковыми. Такая постановка задачи практически имитирует реальную ситуацию, когда имеются лишь фрагментарные данные о пласте, а процесс адаптации модели не гарантирует ее полное соответствие реальному объекту. Также для всех адаптируемых и эталонных ГДМ одинаковыми приняты «фоновые» поля проницаемости. Все адаптируемые модели изначально не имеют никаких различий между собой, а приобретают их только в результате процесса адаптации. Поля песчаности и пористости являются однородными и одинаковыми для всех моделей.

Во всех ГДМ на внешней границе пласта задаются граничные условия, соответствующие отсутствию притока. На скважинах (шесть добывающих и две нагнетательные), расположенных по пятиточечной системе с шагом 500 м, задаются граничные условия в виде немонотонной, находящейся в противофазе динамики приемистости для нагнетательных скважин (рис. 2) и постоянного забойного давления для добывающих скважин. Такие граничные условия на скважинах позволяют однозначно интерпретировать обусловленность динамики дебита жидкости.

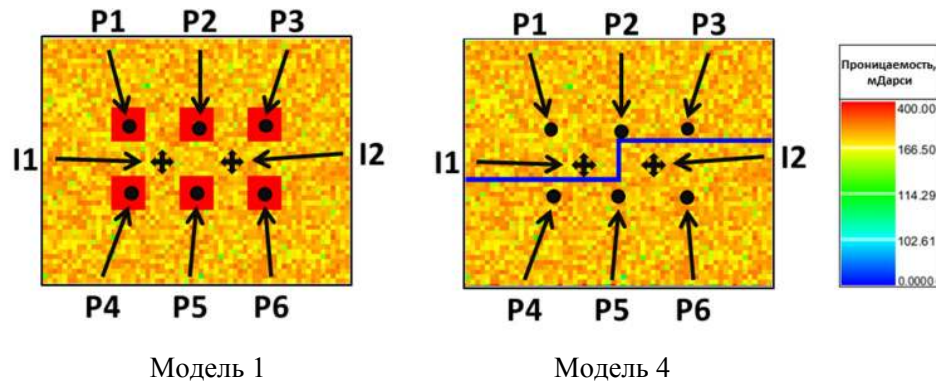


Рис. 1. Поля проницаемости «эталонных» моделей 1 и 4

Fig. 1. Permeability fields of the “reference” models 1 and 4

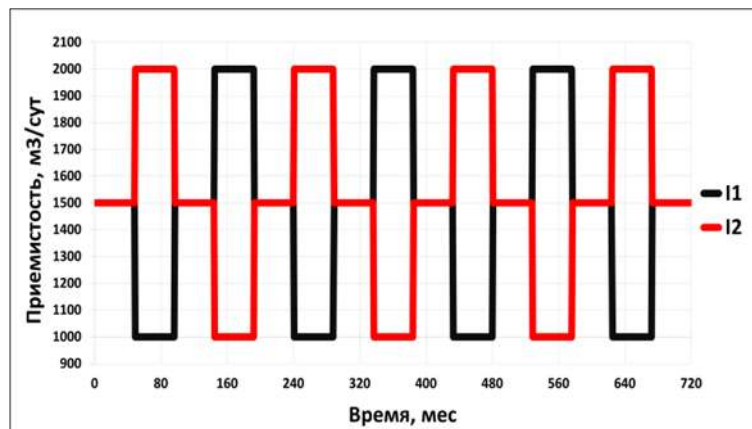


Рис. 2. Динамика приемистости

Fig. 2. The changes in injectivity

Модель CRM, результаты расчетов на которой сопоставляются с результатами расчетов на ГДМ, представляет собой формулу для дебита жидкости и в варианте CRMP [4] и имеет вид:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^n \left\{ e^{-\left(\frac{t_n - t_k}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{-\left(\frac{\Delta t_k}{\tau_j}\right)} \right) \left[\sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} I_i^{(k)} - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] \right\} \quad (1)$$

(для $j = 1, 2, \dots, NP$),

где q_j — дебит жидкости; $I_i^{(k)}$ — приемистость; J_j — коэффициент продуктивности; $p_{wf,j}^{(k)}$ — забойное давление; $\tau_j = (c_t V_p / J_j)$ — константа времени; $f_{ij} = q_j(t) / i_i(t)$ — коэффициент влияния i -ой нагнетательной скважины на j -ю добывающую (коэффициент взаимовлияния скважин); NP — количество добывающих скважин.

Как видно из формулы (1), в модели CRM отсутствует необходимость в задании пространственных полей свойств. Более того, в модели CRM величина абсолютной проницаемости прямо не входит — она присутствует косвенно в величинах коэффициентов продуктивности скважин и косвенно отражается на величинах коэффициентов взаимовлияния скважин.

Заметим, что существует несколько методов, позволяющих использовать CRM в двухфазном (нефть, вода) варианте [1]. Тем не менее в рассматриваемой задаче используется расчет только по жидкости. Такая постановка позволяет, с одной стороны, исключить фактор особенностей моделирования двухфазной фильтрации в CRM, а с другой стороны — сконцентрироваться на изучении прогностической способности моделей, исходя только из представлений о строении пласта. Изучение прогнозных свойств ГДМ и CRM в двухфазной постановке представляет предмет дальнейших исследований.

В практике гидродинамического моделирования расчеты на ГДМ при ее адаптации, как правило, проводятся в режиме контроля по дебитам жидкости, при этом настройка модели проводится по динамике дебитов нефти и забойных/пластовых давлений. В рассматриваемом случае, учитывая особенности модели CRM, адаптация ГДМ, так же как и адаптация CRM, проводилась при контроле по забойному давлению, а настройка проводилась по дебиту жидкости, причем в ГДМ это достигалось за счет корректировки коэффициентов продуктивности скважин — т. е. так, как это обычно происходит на практике гидродинамического моделирования.

Оценка качества адаптации осуществлялась относительно дебита жидкости на всем временном отрезке работы скважин, на котором проводилась адаптация модели. Для этого использовалась суммарная невязка, которая рассчитывалась как:

$$\varepsilon_j = \frac{100\%}{T_j} \sum_{t=1}^{T_j} \left| \frac{q_{j,t}^3 - q_{j,t}^p}{q_{j,t}^3} \right|, \quad (2)$$

где T_j — число временных шагов работы j -й скважины; $q_{j,t}^3$ — дебит жидкости скважины в эталонной модели; $q_{j,t}^p$ — дебит жидкости скважины в адаптируемой модели.

Адаптация модели CRM проводилась в автоматическом режиме с идентификацией значений управляющих параметров J_j, τ_j, f_{ij} путем минимизации целевой функции:

$$\Phi = \sum_{t=1}^{T_j} \left(\frac{q_{j,t}^3 - q_{j,t}^p}{q_{j,t}^3} \right)^2 \rightarrow \min, j = 1, \dots, NP. \quad (3)$$

Оценка качества адаптации CRM проводилась по той же формуле (2), что и для ГДМ. В таблице 1 представлено сравнение результатов адаптации ГДМ и

Таблица 1

Невязки добычи адаптированных
ГДМ и CRM

Table 1

The discrepancy of mining
the adapted HDM and CRM

Тип математической модели	Скв.	Модели пласта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГДМ	P1	0,6	1,9	14,3	10,0	6,8	6,9	10,0	10,1	3,4	1,2
	P2	0,1	0,5	15,2	16,4	4,2	4,3	15,6	14,6	0,2	0,3
	P3	0,1	2,3	13,3	32,5	10,9	9,5	14,0	13,8	5,3	13,5
	P4	1,5	3,8	13,9	36,3	11,1	11,4	17,0	24,3	4,6	14,5
	P5	0,1	0,4	12,5	12,2	3,3	3,5	13,7	13,0	0,1	0,4
	P6	0,2	2,0	21,2	11,2	8,3	8,5	12,0	11,1	2,6	1,8
CRM	P1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	P2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,1
	P3	0,0	0,1	3,1	9,4	0,1	0,1	3,6	3,7	0,1	0,1
	P4	0,0	0,1	3,9	12,1	0,1	0,1	5,2	13,1	0,1	0,1
	P5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
	P6	0,1	0,1	0,8	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

CRM по скважинам для каждой из десяти существующих эталонных моделей. Видно, что качество адаптации модели CRM значительно превышает качество адаптации ГДМ.

Изучение прогностической способности

Исследование прогностической способности ГДМ и CRM проводилась по методу ретроспективного теста. Ретроспективный тест состоит из двух частей.

На первом этапе проводится адаптация ГДМ и CRM, но не для всего временного диапазона работы скважин, а только для его части, составляющей начальные 1/3 всего временного диапазона. Таким образом, история разработки составляет интервал времени 0-240 мес., а прогноз — 241-720 мес.

На втором этапе адаптированные ГДМ и CRM работали в режиме забойного давления на добывающих скважинах и динамики приемистости на нагнетательных скважинах, взятых для оставшегося прогнозного интервала времени. В конечном итоге прогностическая способность ГДМ и CRM оценивалась, исходя из сопоставления суммарных невязок дебита жидкости на прогножном интервале времени, рассчитанных по формуле (2).

В таблице 2 приведены значения невязки (2) для ретроспективного теста. Видно, что невязки для ГДМ практически для всех моделей и всех скважин превышают невязки для CRM. Такая картина ясно показывает, что прогностическая способность модели зависит не столько от того, насколько модель физически содержательна (здесь, очевидно, преимущество за ГДМ по сравнению с CRM), а от того, насколько возможно вложить в модель представления о строении моделируемых объектов (здесь, очевидно, преимущество за CRM по сравнению с ГДМ).

Другими словами, ГДМ, в отличие от CRM, позволяя учитывать пространственное распределение свойств, теряет свою практическую значимость по причине того, что для реальных объектов (пластов) отсутствует возможность точного задания этих свойств. Данная особенность усиливается при увеличении сложности моделируемого объекта. Это видно на примере моделей 1 и 4, для которых невязка по прогнозной добыче жидкости заметно различается (таблица 2). Такое различие обусловлено наличием в модели 1 линз, а в модели 4 — разлома (рис. 1).

На рис. 3 показаны динамики дебита жидкости для скважины P3 по эталонной модели и по адаптированным ГДМ и CRM. Из сопоставления рис. 2 и 3 видно, что динамика дебита для скважины P3 по ГДМ согласуется с динамикой

Таблица 2

Невязка прогнозной добычи скважин в ГДМ и CRM

Table 2

The discrepancy of the predicted production in HDM and CRM

Тип математической модели	Скв.	Модели пласта									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГДМ	P1	0,5	2,0	16,9	13,0	8,5	8,7	12,2	13,2	4,1	1,2
	P2	0,1	0,4	17,7	20,7	5,2	5,5	20,7	16,9	0,2	0,3
	P3	0,1	2,8	15,3	43,9	11,8	11,0	16,1	15,8	5,9	17,1
	P4	1,4	4,4	18,4	40,2	13,2	14,5	22,5	32,5	5,7	16,5
	P5	0,1	0,4	16,3	14,4	3,9	4,3	15,5	17,2	0,1	0,4
	P6	0,2	2,3	27,9	13,0	9,2	9,8	13,8	12,8	3,1	1,7
CRM	P1	0,3	0,2	0,8	1,0	0,7	0,7	0,9	1,0	0,4	0,3
	P2	0,1	0,1	1,1	1,2	0,3	0,3	1,4	1,0	0,1	0,1
	P3	0,4	0,2	4,0	11,8	0,9	0,9	4,9	4,9	0,6	0,5
	P4	0,4	0,2	5,3	13,9	1,0	1,0	7,0	15,8	0,7	0,5
	P5	0,1	0,1	0,9	0,9	0,2	0,2	0,9	1,0	0,1	0,1
	P6	0,3	0,2	1,9	1,5	0,8	0,8	1,0	1,0	0,5	0,3

приемистости скважины I2. В то время как по эталонной модели и по модели CRM картина обратная: динамика дебита для скважины P3 полностью согласуется с динамикой приемистости по скважине I1. Такая картина обусловлена тем, что в адаптируемой ГДМ отсутствует протяженный разлом, который имеется в эталонной модели 4. Данный разлом блокирует влияние скважины I2 на скважину P3, но при этом скважина P3 имеет динамику дебита, полностью согласующуюся с динамикой приемистости скважины I1.

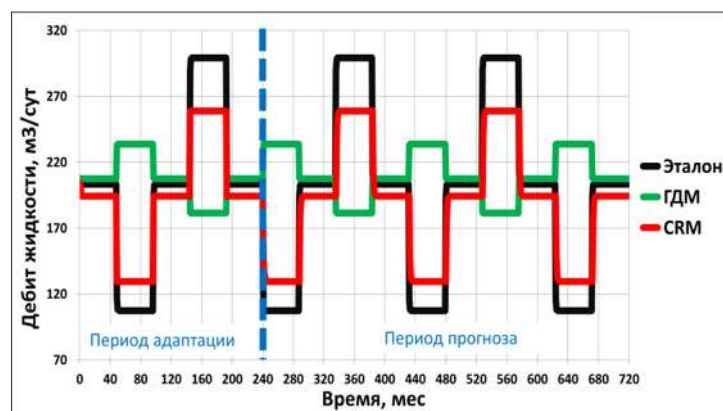
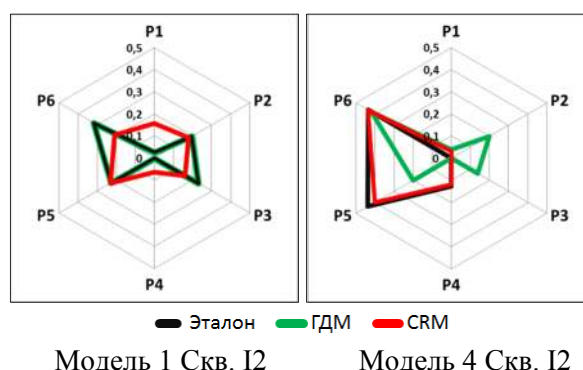


Рис. 3. Динамики прогнозных дебитов жидкости для скв. P3 в модели 4

Fig. 3. The changes in fluids' predictive debits for the well R3 in the model 4

Аналогичная ситуация имеет место и для скважины P4. Более того, в сравнении с другими добывающими скважинами, для модели 4 из таблицы 2 видно, что для скважин P3 и P4 невязка наибольшая. Это связано с тем, что данные скважины расположены ближе к нагнетательным скважинам, изолированным от них разломом, чем к не изолированным от них разломом нагнетательным скважинам. Другими словами, для скважин P3 и P4 влияние не изолированных от них нагнетательных скважин слабее, поскольку возмущения от этих нагнетательных скважин «перехватываются» другими, более близкими к ним, добывающими скважинами. А значит, при постоянном забойном давлении их фактическая динамика приемистости является менее представительной, чем для других скважин. Такая ситуация приводит к тому, что для пластов, на которых существенен фактор влияния закачки на работу добывающих скважин, вероятность ошибиться при адаптации модели по скважинам с непредставительной динамикой фактических данных становится выше, чем для скважин с более представительной динамикой фактических данных.

Для анализа эффективности заводнения удобно использовать диаграммы коэффициентов взаимовлияния скважин. На рис. 4 показаны диаграммы накопленных (рассчитанных за весь период работы скважин) коэффициентов взаимовлияния для скважины I2 в моделях 1 и 4, полученные по ГДМ и по CRM. Заметим, что коэффициенты взаимовлияния по ГДМ рассчитаны с использованием линий тока, трассируемых по найденным в результате расчетов на ГДМ полям скоростей.



Модель 1 Скв. I2

Модель 4 Скв. I2

Рис. 4. Диаграммы коэффициентов влияния скважин

Fig. 4. The diagrams of the coefficients of the wells' influence

Как видно из рис. 4, в безразломной модели 1 наблюдается несоответствие значений коэффициентов взаимовлияния из CRM и эталонной ГДМ, в то время как для модели 4 (наличие разлома) соответствие практически идеально. Это связано с тем, что модель CRM формально «завязана» на согласованность динамик приемистости и дебита. Поэтому в безразломной модели 1 для скважин P1 и P4, наиболее удаленных от скважины I2 и испытывающих большее влияние со стороны работающей в «противофазе» скважины I1, коэффициенты взаимовлияния получились заметно отличающимися от эталонных значений. Аналогичная ситуация наблюдается и для остальных 8 моделей, где для группы моделей с протяженными непроницаемыми разломами обеспечивается высокая точность совпадения значений коэффициентов, а для моделей с наличием только локальных разломов или их отсутствием наблюдается расхождение.

Из рис. 4 также видно, что для адаптируемой ГДМ и эталонной ГДМ имеет место противоположная картина — совпадение значений коэффициентов в безразломных моделях и различие в моделях с разломами. Это связано с тем, что в ГДМ коэффициенты взаимовлияния формируются согласно картине линий тока. Другими словами, чем ближе в адаптируемой ГДМ представления о строении пласта к тому, что имеет место в эталонной ГДМ, тем больше совпадение в коэффициентах взаимовлияния.

Как видно из таблицы 2, по CRM и адаптируемой ГДМ невязка прогнозной добычи для модели 1 ниже, чем для модели 4. Интересно, что такая ситуация имеет место при неполной картине в соответствии коэффициентов взаимовлияния по модели 1 для CRM, рис. 4. Следовательно, прогностическая способность модели не зависит в первую очередь от точности в идентификации конкретных параметров моделей. Необходимо понимать, что данное обстоятельство является следствием специфики решения обратной задачи на этапе адаптации модели, на которое накладывает отпечаток и внутреннее содержание самой модели [2].

Заключение

Проведенное исследование прогностических способностей моделей ГДМ и CRM по оценке взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин показывает, что в случае, когда не имеется надежных представлений о строении пластов, относительно простые аналитические модели CRM имеют более высокую прогностическую способность, нежели сложные численные ГДМ. Это означает, что при математическом моделировании разработки месторождений с целью анализа эффективности заводнения и выработки решений, фактор незнания точного распространения свойств является более весомым, чем фактор детальности в описании фильтрационных процессов. Поэтому для оценки взаимовлияния скважин предпочтительнее использовать простые аналитические модели типа CRM, а не сложные ГДМ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бекман А. Д. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования / А. Д. Бекман, Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 192-207. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207
2. Степанов С. В. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений / С. В. Степанов, Т. А. Поспелова // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 50-53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-50-53
3. Степанов С. В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С. В. Степанов, С. В. Соколов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Корытов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 3. С. 146-164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164
4. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods: Ph.D. Dis. / M. Sayarpour. Austin, TX: University of Texas, 2008. 236 pp. URL: <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>

Nikita O. SHEVTSOV¹
Sergei V. STEPANOV²
Tatiana A. POSPELOVA³

UDC 519.633

**THE STUDY OF THE PREDICTIVE ABILITY
OF NUMERICAL AND ANALYTICAL MODELS
(THE CASE OF MUTUAL WELL IMPACT EVALUATION)**

¹ Postgraduate Student,
Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen;
Specialist, Tyumen Oil Research Center
noshevtsov@tnnc.rosneft.ru

² Dr. Sci. (Tech.), Professor,
Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen;
Senior Expert, Tyumen Oil Research Center
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

³ Cand. Sci. (Tech.), Deputy General Director
of Tyumen Oil Research Center
tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The main purpose of any model is to provide an opportunity to study the model object and the processes running in it for obtaining the predictive characteristics, among other reasons. In this connection, it is important to know, which mathematical models can help in analyzing and supporting oil deposit development, in particular, in assessing the mutual influence of production and injection wells.

Citation: Shevtsov N. O., Stepanov S. V., Pospelova T. A. 2020. "The study of the predictive ability of numerical and analytical models (the case of mutual well impact evaluation)". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 3 (23), pp. 131-142.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142

The characteristic features of mathematical modeling of field development include the oil deposits being located in natural formations that cannot be directly observed, as well as the complex filtration processes taking place in the formations due to the formation structure. Therefore, the mathematical modeling of development can be both complex and simple. On the one hand, it may use complex numerical hydrodynamic models, based on the understanding of spatial distribution of reservoir properties, which have an opportunity for detailed description of filtration processes. On the other hand, the modeling may use relatively simple analytical models, which have no need to specify the spatial distribution of properties; yet, the description of filtration processes is significantly simplified in comparison with hydrodynamics. Therefore, the practical value of the modeling result depends on the right approach to modeling.

The task of estimating the mutual influence of wells requires the choice of numerical or analytical model to be based on understanding of the predictive ability of the models under consideration. Since such ability depends both on the ability to describe filtration processes in detail and on the need to take into account the spatial distribution of reservoir properties, it is initially impossible to conclude, which model has the best predictive ability. It becomes possible to reveal the level of predictive ability when considering the problem of mutual well impact assessment for synthetic models of oil deposits.

This article presents the results of studies in the case of ten synthetic models. Numerical hydrodynamic models and analytical CRM models were set up for “actual” data of well operation. Using the retrospective test method, the authors have shown that the analytical models have a higher predictive power than the numerical models.

Keywords

Mutual influence of wells, inverse problem, Capacitance-Resistive Models (CRM), hydrodynamic modeling.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142

REFERENCES

1. Bekman A. D., Pospelova T. A., Zelenin D. V. 2020. “A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 1 (21), pp. 192-207. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207
2. Stepanov S. V., Pospelova T. A. 2019. “New concept of mathematical modeling for making reservoir engineering decisions”. Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry, no. 4, pp. 50-53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-50-53
3. Stepanov S. V., Sokolov S. V., Ruchkin A. A., Stepanov A. V., Knyazev A. V., Korytov A. V. 2018. “Considerations on mathematical modeling of producer-injector interference”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no. 3, pp. 146-164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164
4. Sayarpour M. 2008. “Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods”. Ph. D. dis. Austin, TX: University of Texas, 2008. 236 pp. <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/15357>