

Александр Альфредович РУЧКИН¹

Сергей Викторович СТЕПАНОВ²

Александр Владимирович КНЯЗЕВ³

Анатолий Викторович СТЕПАНОВ⁴

Александр Васильевич КОРЫТОВ⁵

Игорь Николаевич АВСЯНКО⁶

УДК 662.5

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ МОДЕЛИ CRM

¹ кандидат технических наук,
эксперт, Тюменский нефтяной научный центр
aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

² доктор технических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет;
старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

³ старший менеджер, Тюменский нефтяной научный центр
avknyazev@tnnc.rosneft.ru

⁴ кандидат физико-математических наук, доцент кафедры прикладной и технической
физики, Тюменский государственный университет;
эксперт, Тюменский нефтяной научный центр
avstepanov5@tnnc.rosneft.ru

⁵ начальник отдела, Тюменский нефтяной научный центр
avkorytov2@tnnc.rosneft.ru

⁶ начальник управления по разработке месторождений, РН-Няганьнефтегаз
inavsyanko@nng.rosneft.ru

Цитирование: Ручкин А. А. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM / А. А. Ручкин, С. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Степанов, А. В. Корытов, И. Н. Авсянко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 148-168.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168

Аннотация

Количественная оценка взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин по данным об их работе (динамики дебитов/приемистостей, забойного/пластового давления) представляет собой обратную задачу, решение которой может характеризоваться существенной неоднозначностью. Очевидно, что для решения практических задач разработки месторождений, в частности по регулированию закачки, наличие неоднозначного (не надежного) решения не является приемлемым. В этой связи актуальным является исследование особенностей решения обратной задачи по оценке взаимовлияния скважин.

Целью работы было проведение на примере модели CRM исследования решения, а именно изменчивости количественной оценки коэффициентов взаимовлияния скважин при различных вариантах формулировки целевой функции, при использовании пяти методов оптимизации и применении различных наборов ограничений на управляющие параметры.

Исследования проведены для синтетической нефтяной залежи. Приведены результаты исследований для одной синтетической залежи в неоднородном пласте. В качестве эталона использованы данные, полученные на гидродинамическом симуляторе, при этом значения коэффициентов взаимовлияния рассчитаны по линиям тока как пост-процессинговая процедура.

Также показан пример апробации разрабатываемого метода для регулирования закачки в реальной залежи. Полученные результаты показали возможность перераспределить закачку между нагнетательными скважинами.

Отмечается, что время решения обратной задачи по модели CRM на стандартной рабочей станции составляет ориентировочно несколько минут. Это несоизмеримо меньше времени, требуемого для решения обратной задачи адаптации трехмерной гидродинамической модели. Поэтому преимуществом использования упрощенных моделей, в т. ч. аналитической модели CRM, является возможность получения оперативного решения.

Ключевые слова

Взаимовлияние скважин, обратная задача, Capacitance-Resistive Models, CRM.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168

Описание метода оценки взаимовлияния скважин на основе модели CRM

Определение коэффициентов взаимовлияния фактических скважин производится с использованием реальных исторических промысловых данных — технологических показателей разработки месторождений. Следовательно, данная задача является обратной и может иметь множество решений. Качество решения такой обратной задачи (с точки зрения практической полезности результата как источника для обоснования дальнейших действий по управлению работой скважин, в т. ч. с целью регулирования системы поддержания пластового давления (ППД)) кардинальным образом зависит не только от качества исходных

данных о пласте и по работе скважин, но и от специфики используемых математических моделей и применяемых математических методов решения обратных задач. При разработке представляемого метода оценки взаимовлияния скважин приоритетным элементом работы была выбрана его проработка исходя именно из специфики используемой модели и особенностей решения обратной задачи.

Модель CRM [8] представляет собой аналитическое решение уравнения материального баланса и позволяет рассчитать динамику дебита жидкости. Имеется несколько разновидностей CRM-моделей, например CRMT и CRMP. В CRMT-модели («танковой» модели) сделано допущение об укрупненных скважинах, когда все добывающие и все нагнетательные скважины объединяются соответственно в одну добывающую и одну нагнетательную скважины. Решение получено при использовании некоторых допущений, в частности о постоянстве коэффициента продуктивности и слабой сжимаемости системы пласт — флюиды. Исходя из собственного опыта [1, 3-5], использование модели CRM имеет хорошие перспективы для моделирования разработки нефтяных месторождений, как при непостоянном во времени коэффициенте продуктивности, так и при наличии свободного газа.

В CRMP-модели решение строится применительно к элементу, включающему одну добывающую скважину и потенциально реагирующие с ней нагнетательные скважины (возможно все нагнетательные скважины). Такое решение имеет вид [8]:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\left(\frac{t_n-t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^n \left\{ \left(e_w^k + \sum_{i=1}^{NI} (f_{ij}I_i) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k} \right) e^{-\left(\frac{t_n-t_k}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{-\left(\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}\right)} \right) \right\}. \quad (1)$$

В этой формуле индекс j показывает принадлежность величины к элементу пласта, ассоциируемому с j -ой добывающей скважиной; q — дебит; t_0, t_k, t_n — соответственно начальный, промежуточный и текущий моменты времени; τ — константа времени; f_{ij} — коэффициент взаимовлияния между i -й нагнетательной и j -й добывающей скважинами (по сути, доля объема воды, притекшей из i -й нагнетательной скважины в j -ю добывающую скважину); e_w^k — интенсивность аквифера; I — приемистость; J — коэффициент продуктивности; p — забойное давление. Константа времени определяется по формуле [8]:

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (2)$$

где c_t — полный коэффициент сжимаемости системы пласт — флюиды; V_p — поровый объем зоны дренирования. Исходя из вида первого слагаемого в (1), константа времени является величиной, обратной к коэффициенту падения добычи при истощении пластовой энергии.

Как видно из формулы (1), модель CRM учитывает влияние на работу скважины естественной пластовой энергии, аквифера, системы ППД и изменение

забойного давления в добывающей скважине. Важно, что по модели CRM количественная оценка взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин определяется непосредственно по значению соответствующего коэффициента, т. е. не требуется каких-то дополнительных вычислений, как, например, по методу линий тока. Отметим, что формула (1), а также аналогичные ей формулы, получены при использовании ряда допущений, в частности о постоянстве коэффициента продуктивности. Тем не менее опыт применения модели CRM к расчету динамик дебита скважин, у которых коэффициент продуктивности не постоянен во времени, показывает хорошие результаты [4, 5]. Это связано с тем, что формулу (1) можно рассматривать не только как аналитическое решение дифференциального уравнения материального баланса, но и как формулу, представляющую собой многомерную нелинейную регрессию для динамики дебита жидкости. Отметим, что в работе [8] также говорится о расчете параметров уравнения (1) с учетом факторов, определяющих их изменение во времени.

Оценка взаимовлияния скважин с использованием формулы (1) сводится к решению обратной задачи поиска коэффициентов взаимовлияния. Для этого необходимо сформулировать целевую функцию (ЦФ), по которой вычисляется невязка между фактическими и расчетными значениями дебита жидкости для некоторого временного промежутка. В работе рассмотрены два варианта формулировки ЦФ:

$$\Phi = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{t=0}^{T_j} \left(\frac{q_{j,t}^{\phi} - q_{j,t}^p}{q_{j,t}^{\phi}} \right)^2 \rightarrow \min, \quad (3)$$

$$\Phi_j = \sum_{t=0}^{T_j} \left(\frac{q_{j,t}^{\phi} - q_{j,t}^p}{q_{j,t}^{\phi}} \right)^2 \rightarrow \min, \quad j = 1, \dots, NP. \quad (4)$$

В (3) и (4) NP — количество добывающих скважин; T_j — количество временных шагов для работы j -й добывающей скважины; индексы «ф» и «р» показывают принадлежность величины дебита к факту или к расчету. Варианты формулировки ЦФ по формулам (3)-(4) назовем соответственно ЦФ1 и ЦФ2.

По варианту ЦФ1 оптимизационная задача решается один раз для всех добывающих скважин, по варианту ЦФ2 решается количество оптимизационных задач, равное количеству добывающих скважин. Необходимость рассмотрения двух формулировок ЦФ связана с тем, что качество решения обратных задач во многом зависит от количества управляющих параметров (УП). Очевидно, что для ЦФ1 количество УП больше, чем для ЦФ2, следовательно, больше и количество «степеней свободы» (уровень неопределенности) для получаемого решения. В этом смысле преимуществом ЦФ2 является отнесенность УП только к данной добывающей скважине, однако недостатком ЦФ2 является то, что при таком способе решения обратной задачи сложнее организовать учет каких-либо соотношений между параметрами, относящимися к разным скважинам.

Чтобы уменьшить уровень неопределенности при решении обратных задач, применяются различные ограничения на УП. На текущий момент времени реализована возможность использования трех ограничений. Отметим, что любое из ограничений, их комбинация может быть задано экспертно, поэтому одной из целей работы было исследование специфики в задании ограничений на конечный результат — корректность в определении коэффициентов взаимовлияния скважин.

Первое ограничение касается радиуса взаимовлияния скважин. Необходимость такого ограничения обусловлена тем, что вероятность взаимовлияния скважин, очевидно, уменьшается с увеличением расстояния между добывающей и нагнетательной скважинами. Математически данное ограничение реализовано в виде так называемой «маски» — матрицы с коэффициентами 0 и 1, в которой каждая строка относится к конкретной добывающей скважине, а каждый столбец — к каждой нагнетательной скважине. Значение 0 означает отсутствие взаимовлияния, 1 — возможность взаимовлияния. Расчет коэффициентов матрицы-маски реализован исходя из превышения/непревышения расстояния между добывающей и нагнетательной скважинами некоторой величины — радиуса взаимовлияния. Радиус взаимовлияния задается экспертно исходя из представлений о строении пласта и сложившейся системы разработки. Данное ограничение является оригинальным.

Второе ограничение имеет вид:

$$\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} \leq 1, \quad (5)$$

смысл которого состоит в том, что существует производительная закачка, которая полностью расходуется на добычу жидкости, и непроизводительная закачка, возникающая за счет перетоков в другие пласты или за контур. На практике существует также проблема с точностью замеров приемистостей, поэтому ограничения (5) в случаях непроизводительной закачки меньше либо равно единице. Данное ограничение не является оригинальным и встречается в публикациях по CRM, например, в статье [7]. Отметим, что неиспользование ограничения (5) может приводить к тому, что сумма коэффициентов взаимовлияния окажется больше единицы. Такая ситуация может быть связана, например, с некорректным учетом в модели активности водоносного горизонта (аквифера) или в случае существенного неверного учета и занижения закачки.

Третье ограничение является оригинальным и имеет вид:

$$\sum_{j=1}^{NP} \tau_j q_j^0 = \tau_T q_T^0. \quad (6)$$

Верхний индекс «0» означает начальный момент времени, нижний индекс «T» — принадлежность величины к «танковой» модели CRM (модели укрупненных скважин, CRMT). Произведение τq^0 , исходя из экспоненциальной кривой падения Арпса, есть извлекаемые запасы при истощении. Соответственно, количество извлекаемой всеми скважинами из пласта жидкости только за счет пластовой энергии должно равняться некоторому значению, которое можно

определить исходя из решения обратной задачи оценки взаимовлияния укрупненных добывающих и нагнетательных скважин в рамках модели CRMT.

Помимо ограничений, важным моментом, влияющим на качество решения обратных задач, является метод решения оптимизационной задачи, т. е. способ минимизации ЦФ. Это связано с тем, что поверхность функционала в пространстве УП может быть весьма сложной, со множеством локальных экстремумов. Поэтому метод решения оптимизационной задачи, с одной стороны, должен обеспечивать меньшую неопределенность и, с другой стороны, должен быть достаточно вычислительно эффективным. В ходе работы были рассмотрены пять методов решения оптимизационных задач, а именно: методы Нелдера — Мида (метод 1), Монте-Карло (метод 2), имитации отжига (метод 3), метод сверхбыстрого отжига (метод 4) и дифференциальной эволюции (метод 5).

Далее рассмотрим результаты проработки метода оценки взаимовлияния скважин исходя из вида ЦФ, наборов ограничений на УП, метода оптимизации, а также ряда других особенностей.

Проработка и тестирование метода на синтетических моделях

Проработка метода проведена на основе данных по коэффициентам взаимовлияния скважин, полученным на синтетических гидродинамических моделях (ГДМ). Используемые в процессе проработки метода 30 синтетических ГДМ отличались между собой по строению пласта (однородный/неоднородный пласт, различные виды неоднородного распределения фильтрационно-емкостных свойств и т. п.), видом функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП), динамикой работы скважин и по другим параметрам. Модели были построены в одном из известных коммерческих симуляторов. «Эталонные» коэффициенты взаимовлияния рассчитывались по линиям тока как постпроцессинговая процедура. Представленные ниже результаты исследований получены на однослойной синтетической модели, с полем абсолютной проницаемости, показанным на рис. 1. В данной модели используется приближение «разноцветной жидкости» и это связано с тем, что формула (1) выведена для случая, когда изменение проводимости пласта вследствие изменения насыщенности не является значимым. Такая ситуация может реализовываться, например, на поздних временах разработки месторождений при заводнении. Тем не менее отметим, что моделирование на основе CRM возможно и при учете изменения насыщенности, причем существуют разные подходы [3, 6, 8].

В рассматриваемой синтетической модели имеются 9 добывающих и 3 нагнетательные скважины, работающие в непрерывном режиме, причем в ГДМ управление добывающими скважинами осуществлено по нестационарному забойному давлению, а управление нагнетательными скважинами — по нестационарной приемистости, индивидуальной для каждой скважины. Исходя из карты проницаемости (наличие экранов, барьеров, высокопроницаемых каналов) и сложных динамик дебита и приемистости, понятно, что для такой синтетической модели задача определения коэффициентов взаимовлияния только на основе обработки фактических данных по добыче и закачке является достаточно сложной.

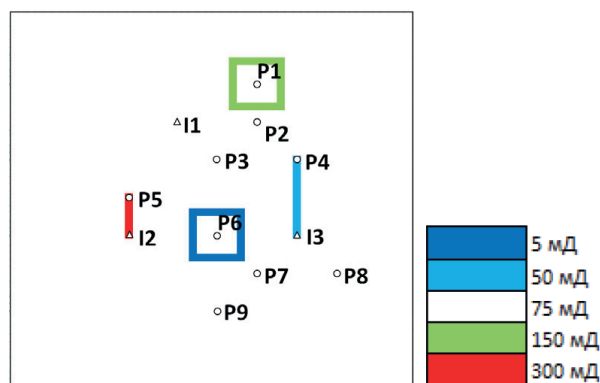


Рис. 1. Карта абсолютной проницаемости Fig. 1. Absolute permeability map

В таблицах 1 и 2 показаны коэффициенты взаимовлияния скважин, рассчитанные с использованием ЦФ1, ЦФ2 при одинаковых наборах ограничений и одном методе оптимизации (метод дифференциальной эволюции). Поскольку способы вычисления коэффициентов взаимовлияния по линиям тока, построенным по результатам расчетов на ГДМ, и по модели CRM различаются, все коэффициенты нормированы таким образом, чтобы их сумма для каждой нагнетательной скважины равнялась единице. Ячейки с коэффициентами, полученными по CRM, раскрашены в три цвета согласно модулю относительного отклонения (%) от коэффициента, полученного в ГДМ. Зеленый цвет — 0-20, желтый — 20-50, оранжевый — более 50. Такая же логика используется и в других таблицах в статье.

Видно, что решение обратной задачи с ЦФ2 является более стабильным — результат, близкий к фактическому (по ГДМ) достигается при любом варианте ограничений, исключая полное отсутствие ограничений. При ЦФ1 приемлемый вариант получается только при использовании маски (ограничение 1) и ограничения 2 на сумму коэффициентов взаимовлияния.

Как отмечалось выше, качество оценки взаимовлияния скважин может зависеть и от метода решения обратной задачи. В качестве примера в таблице 3 показаны диаграммы коэффициентов взаимовлияния, полученные при ЦФ2 и использовании всех ограничений, но с разными методами оптимизации. Можно сказать, что все рассмотренные методы оптимизации дают достаточно близкие результаты, однако наиболее хорошее соответствие с ГДМ получается по методу 4. Использование ЦФ1 более чувствительно к методу оптимизации, что по всей видимости связано с более сложной поверхностью функционала. Замечено, что по мере упрощения объекта моделирования как с позиции геологического строения, так и с позиции динамик дебита жидкости, требовательность к методу расчета, набору ограничений становится все более слабой. Тем не менее нельзя сказать, что данные комбинации являются универсальными. Это связано с тем, что при работе с реальными данными могут проявиться какие-то индивидуальные особенности моделируемого объекта, поэтому обобщенные рекомендации можно дать только по мере накопления соответствующей статистики.

Таблица 1

Коэффициенты взаимовлияния при ЦФ1 и различных наборах ограничений

Назн. скваж.	Доб. скваж.	ГДМ	CRM				
			все огр.	огр. 1, 2	огр. 1, 3	огр. 1	без огр.
I1	P1	0,318	0,311	0,309	0,490	0,240	0,143
	P2	0,347	0,242	0,362	0,283	0,394	0,150
	P3	0,336	0,447	0,329	0,227	0,366	0,007
I2	P5	0,397	0,568	0,495	0,230	0,230	0,206
	P6	0,282	0,131	0,221	0,481	0,481	0,017
	P9	0,321	0,302	0,284	0,290	0,290	0,086
I3	P4	0,311	0,358	0,329	0,277	0,160	0,241
	P6	0,085	0,118	0,088	0,007	0,251	0,108
	P7	0,315	0,259	0,278	0,316	0,397	0,196
	P8	0,288	0,266	0,305	0,400	0,192	0,173

Table 1

Mutual influence coefficients for objective function 1 (OF1) and different sets of constraints

Таблица 2

Коэффициенты взаимовлияния при ЦФ2 и различных наборах ограничений

Назн. скваж.	Доб. скваж.	ГДМ	CRM				
			все огр.	огр. 1, 2	огр. 1, 3	огр. 1	без огр.
I1	P1	0,318	0,314	0,314	0,311	0,313	0,167
	P2	0,347	0,327	0,328	0,327	0,333	0,087
	P3	0,336	0,360	0,358	0,362	0,355	0,148
I2	P5	0,397	0,439	0,356	0,413	0,409	0,145
	P6	0,282	0,197	0,254	0,232	0,220	0,072
	P9	0,321	0,363	0,390	0,355	0,372	0,056
I3	P4	0,311	0,331	0,292	0,336	0,317	0,102
	P6	0,085	0,113	0,125	0,121	0,062	0,211
	P7	0,315	0,309	0,329	0,297	0,354	0,159
	P8	0,288	0,247	0,254	0,246	0,267	0,146

Table 2

Mutual influence coefficients for objective function 2 (OF2) and different sets of constraints

Таблица 3

Коэффициенты взаимовлияния при ЦФ2 и различных методах оптимизации

Нагн. скваж.	Доб. скваж.	ГДМ	CRM				
			Метод 1	Метод 2	Метод 3	Метод 4	Метод 5
I1	P1	0,318	0,310	0,311	0,324	0,294	0,314
	P2	0,347	0,337	0,340	0,331	0,357	0,327
	P3	0,336	0,353	0,348	0,345	0,350	0,360
I2	P5	0,397	0,503	0,447	0,508	0,403	0,439
	P6	0,282	0,067	0,164	0,058	0,278	0,197
	P9	0,321	0,430	0,389	0,434	0,319	0,363
I3	P4	0,311	0,281	0,282	0,270	0,333	0,331
	P6	0,085	0,248	0,178	0,237	0,073	0,113
	P7	0,315	0,284	0,294	0,277	0,326	0,309
	P8	0,288	0,186	0,246	0,217	0,267	0,247

Table 3

The coefficients of interference at OF2 and various optimization methods

В рассматриваемой синтетической модели все скважины работают с переменными во времени дебитами и приемистостями, причем запуска или остановки скважин на рассматриваемом периоде времени не происходит. На рис. 2 показан кросс-плот коэффициентов взаимовлияния, полученных по ГДМ и по CRM, для скважины I1 с тремя реагирующими с ней скважинами P1, P2, P3 для четырех анализируемых диапазонов времени — 2000 г., 2001 г., 2002 г. и периода с 2000 по 2002 г., с линиями отклонения $\pm 20\%$. Видно, что имеется смещение маркеров как в направлении оси абсцисс, так и в направлении оси ординат. Это означает, что как по ГДМ, так и по CRM происходит изменение взаимовлияния между скважинами во времени. На рис. 3 показаны карты линий тока для соседних моментов времени с разницей 1 мес, полученные по ГДМ. Изменение линий тока обусловлено только нестационарностью работы скважин. Здесь важно отметить, что при решении обратных задач для разных интервалов времени к изменению коэффициентов взаимовлияния скважин может приводить не только нестационарность работы скважин, но и факторы, связанные с особенностью решения обратных задач, в частности те, что отмечены выше.

Таким образом, связность скважин в пласте не является постоянной величиной, а количественная оценка анализа взаимовлияния скважин зависит еще и от интервала времени, в течение которого оценивается взаимовлияние скважин. Здесь уместно привести цитату из [2]: «Данные коэффициенты (взаимодействия. — *Ред.*) зависят только от строения пласта и от расположения скважин, они не зависят от скоростей

добычи или закачки...». Это мнение справедливо, если под коэффициентами взаимодействия понимать величины, связанные только с расстановкой скважин и со свойствами пласта, т. е. то, что можно получить из матриц взаимовлияния.

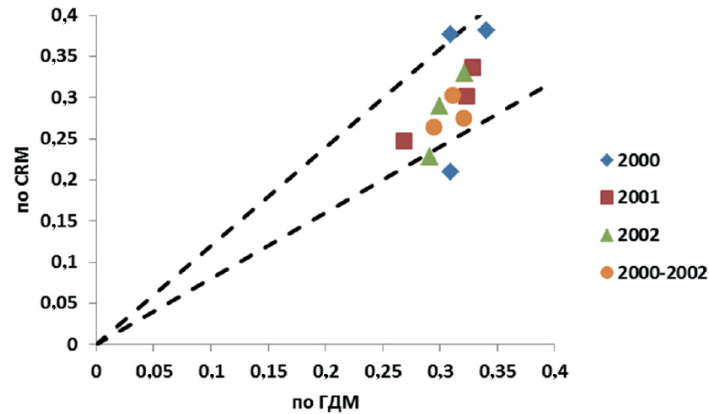


Рис. 2. Кросс-плот коэффициентов взаимовлияния на разные периоды анализа

Fig. 2. Cross-raft of mutual influence coefficients for different periods of analysis

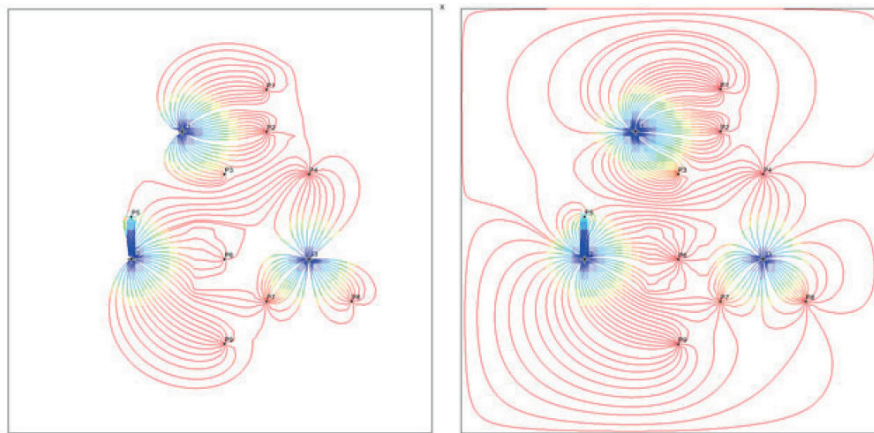


Рис. 3. Карты линий тока на двух соседних моментах времени

Fig. 3. Maps of electricity lines at two adjacent points in time

Из рис. 2 также видно, что уровень корреляции между коэффициентами взаимовлияния по ГДМ и по CRM в разные периоды времени отличается. Расчеты коэффициента корреляции показывают, что его наименьшее значение имеется для периода 2000-2002 гг. (0,41), а наибольшее — для 2001 г. (0,95). Аналогичные тенденции имеют место и для других пар скважин. Это означает, что применение CRM для оценки взаимовлияния скважин будет давать более качественный результат, если анализируемый период времени не является

слишком длительным. Но этот период не должен быть и слишком маленьким — иначе при решении обратной задачи будет затруднительно выявить необходимые закономерности в откликах добычи на изменение закачки. Ориентировочно приемлемым вариантом интервала времени, на котором идет определение взаимовлияния скважин, можно принять один год, но для более точного понимания необходимо проведение дополнительных исследований исходя из свойств объекта моделирования, специфики и темпов изменения добычи и закачки. На рис. 4 показаны фактическая (по ГДМ) и расчетные по CRM динамики суммарного по всем скважинам дебита жидкости. Расчет по CRM проведен в рамках решения обратной задачи в приближении CRMT с и без учета среднего по скважинам забойного давления. Видно, что расчет CRMT даже без учета забойного давления позволяет получить очень хорошее соответствие с фактической динамикой, а учет забойного давления позволяет добиться практически точного воспроизведения фактической динамики.

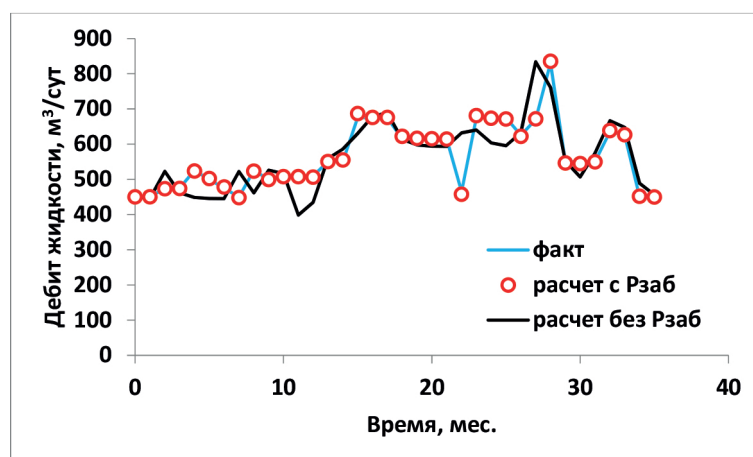


Рис. 4. Фактическая и расчетные динамики суммарного дебита жидкости

Fig. 4. Actual and calculated dynamics of the total flow rate of the liquid

Решение обратной задачи в приближении CRMP с учетом забойного давления также характеризуется лучшим соответствием с фактом, нежели расчет без учета забойного давления, однако качество адаптации не является столь высоким, как в «танковом» приближении, хотя и является приемлемым. Анализ, проведенный на синтетических моделях разной степени сложности, показал, что качество адаптации отдельных скважин с учетом забойного давления увеличивается, если уменьшается изменчивость забойного давления во времени. В приближении CRMP учет забойного давления позволяет улучшить соответствие в коэффициентах взаимовлияния — из десяти коэффициентов отклонение с фактическими значениями улучшилось для девяти (таблица 4, изменение коэффициентов в лучшую сторону показано зеленым цветом ячеек). В таблице 4 обращают на себя внимание большие абсолютные значения отклонений для

пары I3-P6. Эта пара скважин выделяется на фоне остальных пар скважин тем, что для нее коэффициенты взаимовлияния значительно ниже, а чувствительность к учету/неучету забойного давления самая высокая.

Таблица 4

Сопоставление отклонений от факта в коэффициентах взаимовлияния в зависимости от учета забойного давления

Table 4

The comparison of deviations from the fact in the mutual influence coefficients depending on the bottomhole pressure

Доб. скваж.	Нагн. скваж.					
	I1		I2		I3	
	без Pзаб, %	с Pзаб, %	без Pзаб, %	с Pзаб, %	без Pзаб, %	с Pзаб, %
P1	6,11	1,31				
P2	-10,35	5,75				
P3	4,90	-7,17				
P4					10,09	-0,83
P5			-29,33	-10,78		
P6			74,35	30,08	-157,14	-87,94
P7					9,31	7,27
P8					25,52	19,02
P9			-29,17	-13,14		

В заключение остановимся в данном разделе на таком существенном моменте, как возможность получения корректной количественной оценки коэффициентов взаимовлияния скважин. Для этого на модели SRMP был сделан расчет прямой задачи со всеми параметрами, взятыми из ГДМ, и расчет обратной задачи, когда неизвестными параметрами были только коэффициенты взаимовлияния. Оказалось, что значение целевой функции для прямой задачи больше, чем для обратной задачи. Другими словами, по ходу оптимизационного процесса алгоритм, стремясь найти наименьшее значение целевой функции, подбирает такие значения коэффициентов взаимовлияния, которые несколько отличаются от тех, что по прямой задаче (рис. 5).

Отклонения в коэффициентах взаимовлияния по прямой и обратной задаче объясняются тем, что исходные данные по работе скважин (которые принимаются за факт) получены по ГДМ, а ГДМ и CRM хотя и имитируют одинаковые объект и процессы, но отличаются по своей сути. Следовательно, даже при одних и тех же данных о моделируемом объекте может возникать ситуация, когда результаты расчета по этим моделям будут отличаться. Напомним, что различия могут быть даже в рамках одной физико-математической модели, реализованной в гидродинамическом симуляторе, но, например, при разных конечно-разностных аппроксимациях. Таким образом, при решении задачи оценки взаимовлияния скважин конечный результат зависит не только от адек-

ватности понимания моделируемого объекта, но и от способа моделирования. Поэтому приемлемым результатом является не столько количественная оценка, сколько качественная, т. е. определение взаимодействия на уровне «да/нет» и «больше/меньше». Этого вполне достаточно, чтобы принимать решения для регулирования закачки.

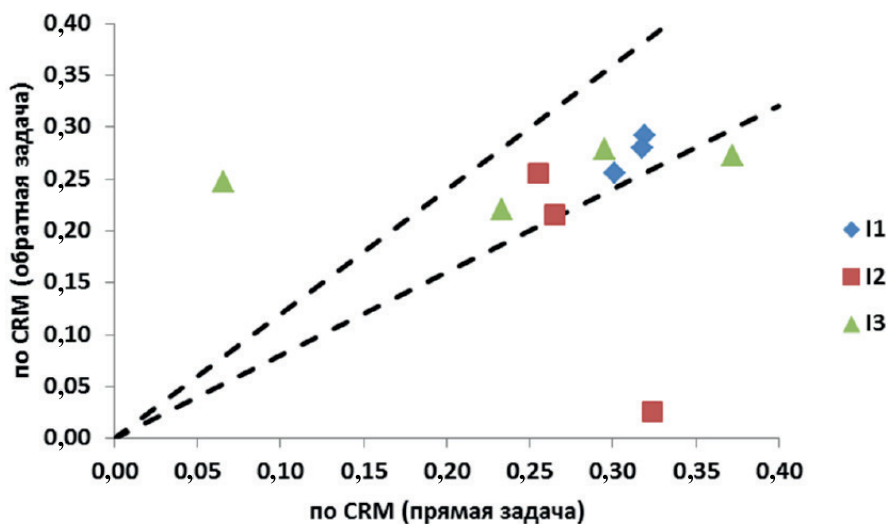


Рис. 5. Кросс-плот коэффициентов взаимовлияния по прямой и обратной задачам

Fig. 5. Cross-raft of mutual influence coefficients by direct and inverse problems

Апробация метода на примере реального месторождения

Рассмотрим пример апробации разрабатываемого метода для одного из реальных месторождений Западной Сибири. Данное месторождение характеризуется существенным фондом добывающих и нагнетательных скважин, длительной историей заводнения и необходимостью оптимизации режимов нагнетания исходя из задачи максимизации добычи нефти в условиях высокой обводненности. На месторождении реализованы площадные системы разработки, имеющие низкий потенциал к усилению за счет организации новых очагов нагнетания, но нуждающиеся в постоянном оперативном регулировании для снижения неэффективной закачки и максимизации/стабилизации добычи нефти.

Отметим, что традиционно для решения задач регулирования закачки на данном месторождении используются три подхода: гидродинамическое моделирование, анализ технологических режимов элементов заводнения и «ручной» анализ промысловых данных.

Несмотря на высокий охват гидродинамическими моделями, этот инструмент не нашел широкого применения в практике принятия оперативных решений, во-первых, ввиду огромных трудозатрат на поддержание моделей в актуальном со-

стоянии для решения оперативных задач, а во-вторых, по причине сложного геологического строения месторождения, предопределяющего неопределенности в распространения фильтрационных свойств по площади, в задании проводимости разломов, в определении вовлеченности в дренирование подстилающего водоносного горизонта.

Анализ технологических режимов элементов заводнения в корпоративном ПО «РН-КИН» является инструментом оперативного контроля и регулирования закачки и основан на геометрическом подходе оценки коэффициентов взаимовлияния. Как упоминалось ранее, данный подход является самым простейшим, не учитывает хоть какое-то описание физических пластовых процессов, но применим при отсутствии в распоряжении более состоятельных подходов.

«Ручной» анализ промысловых данных основан на визуальном анализе динамики показателей добывающих и нагнетательных скважин и выявлении на экспертном уровне связи скважин. Этот подход является крайне трудозатратным и субъективным. Однако этот подход применим для установления причин снижений в единичных скважинах с наибольшими потерями и формирования адресных корректирующих мероприятий.

Как видно, ни один из этих реализованных подходов не является универсальным с точки зрения затрачиваемых ресурсов и качества получаемого результата, в то время как CRM имеет потенциал стать таким универсальным подходом.

На рис. 6 приведена карта участка месторождения, где представлена обращенная 7-точечная система разработки с расстояниями между скважинами 400 м. Как было показано выше, наиболее действенным ограничением при решении обратной задачи является радиус взаимовлияния скважин, на основании которого строится маска взаимовлияния. Для практического применения модели CRM ясно, что при большом количестве фонда скважин также необходимо ограничить зону влияния для нагнетательных скважин. В противном случае, поскольку модель CRM — это нульмерная (по пространственным координатам) модель, поиск взаимосвязей будет осуществляться независимо от расстояния между скважинами, что, в свою очередь, приведет к выявлению «ложных связей».

Для ограничения зоны влияния на представленном участке экспертно выделены три контура для самостоятельных расчетов (рис. 6). Границы контура выбирались таким образом, чтобы в каждом контуре в центре находилась нагнетательная скважина, равномерно окруженная первым и вторым рядами добывающих и нагнетательных скважин. При этом зона реагирования центральной нагнетательной скважины ограничена первым рядом добывающих скважин или, как видно, элементом 7-точечной системы. Аналогичным образом зона реагирования краевых скважин контура также ограничена близлежащими добывающими скважинами в пределах этого контура. Очевидно, что краевые нагнетательные скважины каждого контура будут влиять на добывающие и за этим контуром. Поэтому отметим, что целью выбранного способа задания контуров является определение взаимовлияния только применительно к одной — центральной нагнетательной скважины каждого контура.

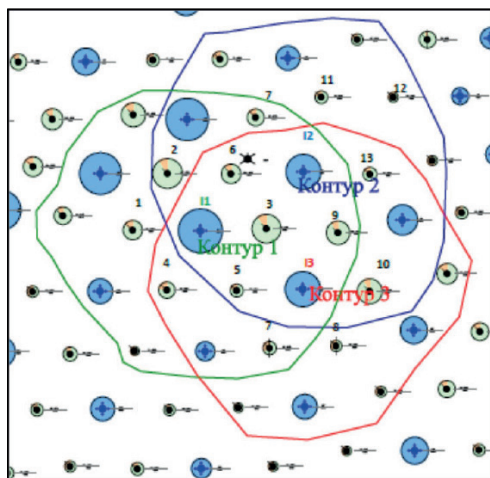


Рис. 6. Схема участка и границы зон влияния нагнетательных и добывающих скважин

Fig. 6. The site and boundaries of the influence zones of injection and production wells

Расчеты на модели CRM выполнялись со всеми ограничениями, указанными выше, настройка коэффициентов взаимовлияния осуществлялась за последний год истории. Спецификой расчетов является их этапность. На первом этапе выполнялись расчеты для контура 1. На втором этапе при известных и зафиксированных коэффициентах взаимовлияния центральной нагнетательной скважины контура 1 выделяется следующий контур 2, обеспечивающий перекрытие с контуром 1. В контуре 2 также выделяется центральная нагнетательная скважина, для которой определяются коэффициенты взаимовлияния. Далее аналогичная процедура выполняется со следующими контурами, спирально покрывающими весь участок вплоть до необходимых границ залежи.

В таблице 5 показано сопоставление коэффициентов взаимовлияния, полученных по CRM и рассчитанных по линиям тока, как постпроцессинговая процедура с результатами расчетов на ГДМ. Пустые клетки в таблице означают отсутствие взаимовлияния между скважинами, определенное по маске взаимовлияния. В этой связи обращает на себя внимание пара скважин I2-P12, взаимодействие между которыми в ГДМ отмечено, однако методом CRM не обнаружено. Отмечается закономерность в сильном отклонении коэффициентов взаимовлияния для пар скважин со слабыми связями (менее 0,1), что объясняется, по всей видимости, зашумленностью исходных данных и требует дальнейшего изучения. Эту особенность следует считать несущественной, поскольку пары скважин с «сильной» связью, наоборот, определяются уверенно. Например, скважины I1 и I2 имеют высокий коэффициент влияния на скважину P3, а скважина I3 большую часть закачки отдает скважине P7.

Таблица 5

Сопоставление коэффициентов взаимовлияния по линиям тока и CRM

Table 5

The comparison of the mutual influence coefficients by the current lines and CRM

Доб. скваж.	Нагн. скваж.					
	I1		I2		I3	
	ГДМ	CRM	ГДМ	CRM	ГДМ	CRM
P1	0,278	0,348				
P2	0,130	0,072				
P3	0,310	0,267	0,724	0,713	0,032	0,055
P4	0,101	0,081				
P5	0,111	0,123			0,024	0,034
P6	0,070	0,111	0,040	0,022		
P7					0,791	0,707
P8					0,013	0,024
P9			0,109	0,131	0,140	0,158
P10					0,001	0,023
P11			0,102	0,119		
P12			0,014	0,000		
P13			0,011	0,016		

Полученные результаты показали возможность перераспределить закачку между нагнетательными скважинами. Так, например, скважина P3, которая, как отмечалось, в значительной доле «потребляет» закачку от скважин I1 и I2, имеет высокую обводненность, которую можно объяснить именно большими объемами поступающей в эту скважину закачиваемой воды. Поэтому необходимо перераспределить закачку со скважин I1 и I2 в другие нагнетательные скважины, которые имеют высокие значения коэффициентов взаимовлияния с добывающими скважинами, характеризующимися меньшими, чем P3, значениями обводненности. Резерв оптимизации заводнения на этом участке оценивается в 15% увеличения добычи нефти, и это при сохранении общих объемов закачки участка.

Для описываемого реального месторождения были выполнены расчеты по оптимизации заводнения путем поиска режимов нагнетания, обеспечивающих максимизацию добычи нефти на ближайшую перспективу. Оптимизация приемистостей проводилась с учетом ограничений по суммарной закачке куста/участка, приемистости скважин «сверху» на давление автогидроразрыва пласта, при этом предельная величина приемистости «снизу» не должна допускать замерзание водоводов. Также ограничения касались дебитов жидкости с учетом возможности обеспечения скважин необходимым типоразмером глубинно-насосного оборудо-

вания. Дополнительным условием являлось удержание целевой компенсации на уровне 100% при недопущении потерь по пластовому давлению. По результатам таких прогнозных расчетов утверждена производственная программа по изменению техрежимов нагнетательных скважин, обеспечивающая прирост суточной добычи нефти на уровне 10-15% по сравнению с базовым значением, что согласуется с расчетами на постоянно действующих секторных ГДМ. На момент написания статьи реализованы первоочередные мероприятия, обеспечившие восполнение потерь нефти за счет предложенного регулирования процесса поддержания пластового давления.

Время расчета по модели CRM на стандартной рабочей станции составило ориентировочно 10 минут, что несоизмеримо меньше времени, требуемого для ГДМ. Таким образом, апробация модели CRM на примере реального месторождения показало возможность использования данного инструмента для оперативной количественной оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие и выдачи рекомендаций по регулированию закачки на всей разрабатываемой площади.

Заключение

Проведенное исследование показало, что решение задачи определения взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами является достаточно сложной задачей и конечный результат зависит от массы факторов, связанных как с особенностями рассматриваемой модели, так и с алгоритмом решения обратной задачи. По сути это означает, что получение практически полезных данных по оценке взаимовлияния скважин на основе модели CRM является не столько техническим, сколько научно-исследовательским процессом.

Как видно из сопоставления результатов расчетов по CRM и ГДМ, аналитическая модель способна имитировать сложную картину взаимовлияния скважин и поэтому может рассматриваться как перспективная для создания специализированного инструмента. В текущем статусе разработанная модель способна давать коэффициенты взаимовлияния, на основании которых можно выработать рекомендации по регулированию системы заводнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунин А. Е. Использование материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С. 56-60.
2. Краснов В. А. Помехоустойчивый метод оценки связности пласта по данным эксплуатации месторождения / В. А. Краснов, В. А. Иванов, М. М. Хасанов // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче (16-18 октября 2012, Россия, Москва). SPE 162053.
DOI: 10.2118/162053-MS

3. Степанов С. В. Аналитический метод разделения добычи жидкости и нефти по пластам при их совместной разработке / С. В. Степанов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов // Нефтепромысловое дело. 2018. № 2. С. 10-17.
4. Степанов С. В. Усовершенствованный аналитический метод разделения добычи и закачки по пластам при их одновременной совместной разработке / С. В. Степанов, В. В. Васильев, А. Е. Алтунин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 27-31.
5. Степанов С. В. Численно-аналитический подход к решению задачи оперативного прогнозирования работы нефтяной скважины в условиях образования газового конуса / С. В. Степанов, А. В. Степанов, С. В. Елецкий // Нефтепромысловое дело. 2013. № 2. С. 53-58.
6. Cao F. Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model: Ph.D. diss. / F. Cao. Austin: The University of Texas at Austin, 2014.
7. Naudomsup N. Extension of Capacitance-Resistance Model to Tracer Flow for Determining Reservoir Properties / N. Naudomsup, L. W. Lake // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (9-11 October 2017, USA, Texas, San Antonio). SPE-187410-MS. DOI: 10.2118/187410-MS
8. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water / CO₂ Floods: Ph.D. diss. / M. Sayarpour. Austin: The University of Texas at Austin, 2008.

Aleksandr A. RUCHKIN¹

Sergey V. STEPANOV²

Aleksandr V. KNYAZEV³

Anatoliy V. STEPANOV⁴

Aleksandr V. KORYTOV⁵

Igor N. AVSYANKO⁶

UDC 662.5

APPLYING CRM MODEL TO STUDY WELL INTERFERENCE

¹ Cand. Sci. (Tech.), Expert, Tyumen Petroleum Research Center
aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

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

³ Senior Manager, Tyumen Petroleum Research Center
avknyazev@tnnc.rosneft.ru

⁴ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen; Expert, Tyumen Petroleum Research Center
avstepanov5@tnnc.rosneft.ru

⁵ Section Head, Tyumen Petroleum Research Center
avkorytov2@tnnc.rosneft.ru

⁶ Head of Field Development Divison, RN-Nyaganneftegaz
inavsyanko@nng.rosneft.ru

Abstract

The quantitative evaluation of producer and injector well interference based on well operation data (profiles of flow rates/injectivities and bottomhole/reservoir pressures) is an inverse

Citation: Ruchkin A. A., Stepanov S. V., Knyazev A. V., Stepanov A. V., Korytov A. V., Avsyanko I. N. 2018. "Applying CRM Model to Study Well Interference". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 4, pp. 148-168.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168

problem. The solution to that issue demonstrates significant ambiguity. Solving practical field development problems, such as injection control, requires more than a single ambiguous (unreliable) solution. Therefore, the evaluation of well interference demands studying the solutions to an inverse problem.

This article aims to study the solution using the CRM model, namely, the variability of the quantitative estimation of well interference coefficients for different options of objective function formulation using five optimization methods and applying different sets of constraints on control parameters.

The studies were conducted on a synthetic oil accumulation model. The results of studies for one of the synthetic accumulations in a heterogeneous reservoir are shown. The flow simulation data was used as a standard, while the interference coefficients were calculated from the stream lines as a postprocessing procedure.

The authors provide an example of testing the developed injection control method for a real reservoir. The results confirmed the possibility to redistribute injection between injection wells. The authors note that the process of solving the inverse problem on the CRM model on a standard workstation takes approximately a few minutes. This is incommensurably less than the time required to solve an inverse problem of matching a three-dimensional flow simulation model. Therefore, an advantage of simplified models, including analytical CRM models, is the possibility to obtain a prompt solution.

Keywords

Well interference, inverse problem, Capacitance-Resistive Models, CRM.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168

REFERENCES

1. Altunin A. E., Semukhin M. V., Stepanov S. V. 2012. "Ispol'zovaniye material'nogo balansa i teorii nechetkikh mnozhestv dlya resheniya zadachi razdeleniya dobychi pri odnovremennoy razrabotke neskol'kikh plastov" [Applying Material Balance and a Fuzzy Sets Theory to Solve the Problem of Separating Produced Liquids during Commingled Production]. *Oil Industry Magazine*, no 12, pp. 56-60.
2. Krasnov V. A., Ivanov V. A., Khasanov M. M. 2012. "Pomekhoustoychivyy metod otsenki svyaznosti plasta po dannym ekspluatatsii mestorozhdeniya" [An Interference-Free Method for Assessing Reservoir Connectivity from Field Operation Data]. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (16-18 October, Moscow, Russia)*. DOI: 10.2118/162053-MS
3. Stepanov S. V., Ruchkin A. A., Stepanov A. V. 2018. "Analiticheskiy metod razdeleniya dobychi zhidkosti i nefi po plastam pri ikh sovmestnoy razrabotke" [Analytical Method for Separating Produced Liquid and Oil during Commingled Production]. *Petroleum Engineering Magazine*, no 2, pp. 10-17.

4. Stepanov S. V., Vasilyev V. V., Altunin A. E. 2015. "Uovershenstvovanny analiticheskiy metod razdeleniya dobychi i zakachki po plastam pri ikh odnovremennoy sovmestnoy razrabotke" [An Improved Analytical Method for Separating Production and Injection During Commingled Production]. Oil Industry Magazine, no 11, pp. 27-31.
5. Stepanov S. V., Stepanov A. V., Yeletsky S. V. 2013. "Chislenno-analiticheskiy podkhod k resheniyu zadachi operativnogo prognozirovaniya raboty neftyanoy skvazhiny v usloviyakh obrazovaniya gazovogo konusa" [Numerical-Analytical Approach to Solving the Problem of Prompt Prediction of Oil Well Operation at Gas Coning Conditions]. Petroleum Engineering Magazine, no 2, pp. 53-58.
6. Cao F. 2014. "Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model". Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, USA.
7. Naudomsup N., Lake L. W. 2017. "Extension of Capacitance-Resistance Model to Tracer Flow for Determining Reservoir Properties". SPE Annual Technical Conference and Exhibition (9-11 October, San Antonio, Texas, USA). DOI: 10.2118/187410-MS
8. Sayarpour M. 2008. "Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods". Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, USA.