

**Сергей Викторович СТЕПАНОВ<sup>1</sup>**

**Сергей Викторович СОКОЛОВ<sup>2</sup>**

**Александр Альфредович РУЧКИН<sup>3</sup>**

**Анатолий Викторович СТЕПАНОВ<sup>4</sup>**

**Александр Владимирович КНЯЗЕВ<sup>5</sup>**

**Александр Васильевич КОРЫТОВ<sup>6</sup>**

УДК 662.5

## **ПРОБЛЕМАТИКА ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

<sup>1</sup> доктор технических наук, старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр;  
профессор, Тюменский государственный университет  
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

<sup>2</sup> кандидат технических наук, старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр  
svsokolov2@tnnc.rosneft.ru

<sup>3</sup> кандидат технических наук, эксперт, Тюменский нефтяной научный центр  
aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

<sup>4</sup> кандидат физико-математических наук, эксперт, Тюменский нефтяной научный центр;  
доцент, Тюменский государственный университет  
avstepanov5@tnnc.rosneft.ru

<sup>5</sup> старший менеджер, Тюменский нефтяной научный центр  
avknyazev@tnnc.rosneft.ru

<sup>6</sup> начальник отдела, Тюменский нефтяной научный центр  
avkorytov2@tnnc.rosneft.ru

---

**Цитирование:** 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

**Аннотация**

Эффективная разработка нефтяных месторождений невозможна без надежного понимания уровня взаимовлияния между скважинами. Для оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин существует масса вычислительных методов, использующих самые разные физико-математические модели. Многолетняя практика использования этих методов свидетельствует о том, что получаемая оценка не всегда одинакова даже на качественном уровне. Поэтому актуально с одной стороны объективно понимать возможности существующих методов, и, с другой стороны, разрабатывать новые методы. Целью работы было формирование обзора существующих методов оценки взаимовлияния скважин, включая новый метод, основанный на разбиении расчетной области на полигоны Вороного с учетом материального баланса между полигонами. Количество полигонов соответствует количеству скважин, внешние границы полигонов могут быть как непроницаемыми, так и проницаемыми, с возможностью задания потока. Всего в статье обсуждается 11 методов, в т. ч. широко используемый статистический анализ данных и наиболее ресурсоемкий — гидродинамическое моделирование.

В статье также приводятся результаты применения нескольких методов для оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. Расчеты выполнены на примере синтетической модели нефтяной залежи, расположенной в неоднородном пласте. Получено, что применение различных методов к одному и тому же нефтяному объекту может давать неоднозначную оценку. На основании этого делается вывод, что не существует универсальных методов оценки взаимовлияния скважин, а наиболее надежные для практического применения результаты можно получить, если использовать вычислительно эффективный и при этом физически содержательный подход.

**Ключевые слова**

Взаимовлияние скважин, матрица взаимовлияния скважин, CRM, гидродинамическое моделирование.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164**

**Введение**

Известно, что при разработке месторождений углеводородов в той или иной степени может проявляться взаимодействие (взаимовлияние) скважин. При использовании поддержания пластового давления взаимодействие, как правило, рассматривается между добывающими и нагнетательными скважинами, а его адекватное понимание, очевидно, играет принципиально важное значение для увеличения эффективности разработки месторождений с позиции регулирования закачки. Это связано как с влиянием закачки на энергетику пластовой системы, так и с ее влиянием на темпы обводнения.

Оценка взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин выражается в величинах, которые принято называть коэффициентами взаимовлияния или коэффициентами связности. Данные термины нашли широкое распростра-

нение на практике, однако необходимо дать некоторые комментарии. В данной статье проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин рассматривается с позиции различных способов получения соответствующих коэффициентов, что обуславливает и разный смысл этих коэффициентов. Важно, что даже если для разных способов диапазон изменения коэффициентов одинаков, например, от нуля до единицы, это не означает, что смысл этих коэффициентов также является одинаковым.

Понятие «коэффициент взаимовлияния» (а также «коэффициент самовлияния») встречается, например, в книге М. В. Меерова, Б. Л. Литвака [6] применительно к многосвязным объектам вообще и применительно к многоскважинной пластовой системе в частности. В цитируемой работе такие коэффициенты возникают при рассмотрении линейных уравнений, связывающих некоторые входные и выходные величины. Для многосвязных объектов записываются системы уравнений, которые могут быть записаны в матричной форме. Таким образом, возникает «матрица влияния», причем если поменять местами входные и выходные величины (или, другими словами, изменить направление передачи сигнала), появляется новая матрица влияния, обратная к ранее упомянутой. Для многоскважинной пластовой системы уравнения связи могут быть записаны относительно дебитов и депрессий. Если в качестве входных сигналов считаются депрессии, то соответствующая матрица называется «матрицей коэффициентов взаимовлияния скважин по давлению», а обратная ей матрица называется «матрицей коэффициентов взаимовлияния скважин по дебиту». В случае матрицы коэффициентов взаимовлияния по дебиту суть этих коэффициентов — коэффициенты продуктивности, поэтому иногда вместо термина «матрица взаимовлияния» используют термин «матрица взаимной продуктивности». Очевидно, что, поскольку коэффициенты матрицы взаимной продуктивности могут существенно отличаться между собой, это является следствием неоднородности пласта, причем не только по коллекторским свойствам, но и по насыщению. Поскольку строение и насыщение пласта влияют на формирование фильтрационных потоков, то это имеет прямое отражение на влияние скважин друг на друга, следовательно, по значениям коэффициентов взаимной продуктивности можно оценить и взаимовлияние скважин.

При практическом использовании величин, описывающих взаимовлияние скважин, необходимо принимать во внимание не только особенности способов их определения, но и то, что каждый из этих способов может иметь свою область применения. Для принятия объективных решений на основе анализа коэффициентов взаимовлияния, полученных разными способами, можно ориентироваться либо на их качественное соответствие между собой, либо приводить их к единой размерности и нормировать на свои максимальные значения.

Учитывая большое количество существующих методов оценки взаимовлияния скважин, целью работы было формирование обзора существующих методов оценки взаимовлияния скважин, а также изложение сути нового метода, который может рассматриваться как компромисс между относительно простыми и сложными методами.

Далее рассмотрим методы оценки коэффициентов взаимовлияния, имея в виду, что их физическая содержательность может отличаться в зависимости от специфики метода получения.

### **Обзор методов оценки взаимовлияния скважин**

В статье [1] отмечается, что для установления взаимовлияния между скважинами имеются технологические и аналитические варианты решений. К технологическим вариантам авторы [1] относят закачку трассеров, гидропрослушивание, а к аналитическим — различные математические методы (оценка динамики работы скважин, моделирование фильтрационных потоков, метод парной корреляции). С таким делением можно согласиться, однако, если приведенный список технологических решений задачи оценки взаимовлияния, пожалуй, можно считать полным, то список аналитических решений определенно таковым не является. Поэтому рассмотрим существующие аналитические варианты, более подробно. Отметим, что в работе [1], исходя из ее контекста, под понятием аналитического метода оценки взаимовлияния скважин понимается как анализ-обработка промысловой информации с использованием различных математических методов, так и анализ-сопоставление промысловой информации с результатами моделирования процесса разработки. Тем не менее, в других работах по изучению интерференции скважин не редко понимают под аналитическими методами методы, в которых используются некоторые аналитические зависимости. При этом как альтернативу аналитическим методам выделяют статистические методы (обработка динамик промысловых данных) и численные методы, основанные на гидродинамическом моделировании разного уровня сложности. Далее будем придерживаться именно такой трактовки.

Простейшим аналитическим методом является так называемый геометрический подход, при котором предметом анализа являются элементы заводнения, а коэффициенты взаимовлияния рассчитываются по карте расположения скважин как доля угла между прямыми, исходящими из точки — нагнетательной скважины, например, к серединам сторон элемента заводнения, вершинами которого являются добывающие скважины (есть и другие способы формирования границ ячеек заводнения). В более сложных вариантах геометрического подхода коэффициенты взаимовлияния вычисляются с учетом: разницы давления на нагнетательной и добывающей скважинах, накопленной добычи жидкости, эффективных толщин, расстояний между скважинами. Применение этих методов, очевидно, может приводить к самым разным оценкам взаимовлияния, поэтому их применение оправдано, если отсутствует возможность для применения более состоятельных подходов.

Подходы, связанные со статистическим анализом данных (САД) — временных рядов (динамик технологических показателей), так же как и геометрические подходы, могут быть разного уровня сложности. Наиболее простым методом является ранговая корреляция Спирмена. Поскольку в реальных пластовых системах фиксируемая на добывающих скважинах реакция на возмущение от

нагнетательных скважин происходит с некоторой временной задержкой, применение этого метода требует смещения во времени сопоставляемых промысловых данных по добыче и по закачке. Это может вносить определенную погрешность в конечный результат.

В работе [1] рассматривается метод САД оценки взаимовлияния скважин, основанный на применении спектрального (частотного) анализа. Суть метода заключается в том, что проводится корреляционный анализ входного (динамика закачки жидкости) и выходного (динамика обводненности) сигналов не во временной, а в частотной области (используя дискретное преобразование Фурье) по теории обработки цифровых сигналов. Выбор обводненности в качестве выходного сигнала обусловлен тем, что этот показатель более чувствителен к изменению закачки, нежели дебит жидкости. По мнению авторов работы, в качестве колебательного процесса целесообразно рассматривать не исходную информацию, а ее приращение во времени, а для эффективного использования такого метода объект должен находиться на поздней стадии разработки в режиме активного заводнения.

В работах [4, 9] приводятся примеры, иллюстрирующие сравнение использования метода Спирмена и метода частотного анализа. Полученные коэффициенты взаимодействия скважин по этим методам могут существенно различаться не только по значениям, но и по тенденциям. По мнению Д. М. Васильева, «...наиболее предпочтительным к использованию является метод частотного анализа...» [4, с. 75], что связано с отсутствием субъективизма, свойственного методу Спирмена и применением исключительно вычислительных процессов, причем без участия человека.

В диссертации Е. В. Юдина [13] на основе полученного аналитического решения задачи о поле давления в многоскважинной системе (аналитическая многоскважинная модель) рассматривается его применение для анализа взаимовлияния скважин. Отметим, что данное решение получено при допущении о постоянстве коэффициента подвижности жидкости и неоднородности поля  $kh$ , причем эта неоднородность приписывается только к зонам, ассоциируемым с каждой конкретной скважиной. В итоге, решение можно представить в матричной форме типа: вектор дебитов по всем скважинам есть произведение матрицы коэффициентов (связана со свойствами пласта) на вектор давлений для этих скважин. Задача определения коэффициентов взаимовлияния скважин сводится к определению недиагональных элементов матрицы, отражающих неоднородность пласта: чем большее значение имеет недиагональный элемент, тем более сильное влияние оказывают друг на друга скважины, относящиеся к данному элементу. В диссертации автор приводит два примера реальных скважин с применением разработанного метода, результаты которого согласуются с промысловой информацией по бурению вторых стволов.

В статье С. В. Соколова [12] развивается идея матриц взаимовлияния. Размерность матрицы  $n \times n$ , где  $n$  — количество скважин. Указывается, что в математическом плане построение матрицы взаимовлияния скважин сводится к частичному обращению матрицы коэффициентов системы линейных уравнений, описы-

вающих двумерную стационарную фильтрацию. Используется разбиение области моделирования на расчетную сетку, в ячейках сетки задаются фильтрационно-емкостные свойства. Оригинальной стороной данного подхода является предложение автора при решении задач линейного программирования в качестве переменных использовать не дебиты скважин, а забойные давления. Это позволяет распространить данный метод оптимизации на залежи, разрабатываемые системами и добывающих, и нагнетательных скважин. Сопоставляя диагональные и недиагональные элементы матрицы, автор показывает, что изменение дебита жидкости более выгодно производить не за счет изменения объемов закачки, а за счет изменения забойного давления на добывающей скважине.

Другой вариант матрицы взаимовлияния рассматривается в статье [20] как результат аналитического решения задачи о псевдоустановившейся фильтрации однофазной жидкости в однородном изотропном пласте постоянной мощности. Коэффициенты взаимовлияния представляют собой функции влияния как безразмерный перепад давления и они зависят только от расположения скважин. Указывается, что обращение суммы матрицы взаимовлияния с матрицей скин-факторов дает многоскважинный индекс продуктивности (МПИ), или, по-другому, матрицу взаимной продуктивности, которая по сути своей аналогична безразмерному коэффициенту продуктивности для единичной скважины.

В работах [10, 11] задача оценки взаимовлияния скважин рассматривается как задача определения проницаемости вдоль зон (линий) взаимодействия нагнетательной скважины с добывающими скважинами. В основе метода лежит так называемая стохастико-аналитическая модель (САМ), которая представляет собой целевую функцию с квадратичной невязкой по давлению, причем расчетное давление находится по оригинальной аналитической формуле, учитывающей изменение дебитов и приемистостей с течением времени. И. П. Пуртова в своей работе отмечает такой факт, что точность разработанной САМ возрастет, «...если приемистость нагнетательных скважин будет периодически изменяться вследствие работы наземной части системы ППД» [11, с. 152]. Это означает, что на нагнетательных скважинах необходимо по возможности формировать специальное возмущение, отклик от которого можно отследить на промысловых данных по добывающим скважинам.

В современной практике сопровождения и проектирования разработки месторождений практически повсеместно используется трехмерное гидродинамическое моделирование: создаются модели для проектных документов, а также постоянно действующие модели. Естественно, такие модели дают представление о взаимовлиянии скважин, и в количественном выражении соответствующие параметры можно получить, например, используя метод линий тока как постпроцессинговую процедуру. Но у трехмерных моделей есть один большой недостаток: они, как правило, являются детерминированными. Отметим, что использование стохастического подхода на этапе геологического моделирования лишь отчасти решает проблему неопределенности моделирования. Более того, недостаточно внимания уделяется масштабным эффектам. Применительно к задаче взаимов-

лияния скважин, очевидно, ее решение на гидродинамических моделях (ГДМ) среди прочих факторов будет зависеть и от корректности в распределении фильтрационно-емкостных свойств. Здесь принципиальную роль играет адекватность петрофизических зависимостей, например, пористость — абсолютная проницаемость. Установлено, что вид этих зависимостей должен учитывать особенности используемых в моделях расчетных сеток [7].

Поэтому учитывая отсутствие надежной и детальной информации о природных пластах и некорректность обратной задачи адаптации модели на историю разработки, практическая значимость результатов моделирования, получаемых на таких трехмерных гидродинамических моделях, нередко является недостаточно высокой. Практическая значимость трехмерных гидродинамических моделей существенно возрастет, если их построение будет основываться на концепции иерархического моделирования. Предполагается, что в этом случае удастся соблюсти необходимый баланс между детальностью в описании физических процессов и существующими неопределенностями. Но даже в этом случае гидродинамическое моделирование ввиду больших трудозатрат на актуализацию нельзя будет отнести к инструментам оперативного анализа взаимовлияния скважин и, соответственно, регулирования закачки.

Более перспективным, чем использование детерминированных трехмерных гидродинамических моделей для задачи оценки взаимовлияния скважин, представляется использование так называемых прокси-моделей. Напомним, что прокси-моделями называются модели, в которых, по сравнению с традиционными трехмерными гидродинамическими моделями, применяется уменьшение размерности и упрощенное описание физических пластовых процессов. За счет таких упрощений прокси-модели делают возможным просчитывать большое количество своих реализаций, а значит, подходить к задаче оценки взаимовлияния скважин в вероятностной постановке.

В статье [18] отмечается, что для определения межскважинного взаимодействия наиболее широко используется гидродинамическое моделирование, но сделать надежные выводы с таким подходом затруднительно по разным причинам (точность исходных данных, временная ресурсоемкость и проч.). В этой связи авторы предлагают использовать искусственные нейронные сети, причем категорично заявляют, что нейронные сети дают более реалистичную картину взаимодействия между скважинами, чем другие существующие методы. Применение нейронных сетей для оценки взаимовлияния скважин развивается как за рубежом, так и в России. Например, в работе [8] предлагается формализованный подход к управлению заводнением, использующий результаты прокси-моделирования (на основе искусственных нейронных сетей) в единой схеме геолого-промыслового анализа и принятия решений. Интересно, что А. А. Потрясов с соавторами в своей работе отмечает, что «... с начала 1990-х гг. искусственные нейронные сети переживают настоящий бум, становятся ядром бизнес-процесса...» [8, с. 116]. Однако не стоит забывать, что использование нейронных сетей для оценки взаимовлияния скважин требует не только длительных временных интервалов для

их обучения, но и само по себе затруднительно, исходя из процедуры построения нейронной сети, в частности, выбора ее конфигурации под конкретную задачу.

Нейронные сети дают возможность получения результатов путем анализа только исходных временных промысловых данных, т. е., в отличие от гидродинамических моделей, не требуют понимания строения межскважинного пространства, свойств флюидов и т. д. В этой связи теряется физичность таких data-driven моделей, а сама модель, построенная по методу искусственной нейронной сети, является по сути сложной аппроксимацией исходных данных. В этом смысле более состоятельными являются подходы, также аппроксимирующие связи между входными и выходными данными, но при этом имеющие определенную «физическую сущность», пусть и в весьма упрощенной формулировке. В качестве примера таких reduced-physics моделей можно рассмотреть многомерную нелинейную регрессию на основе модели сопротивлений [14] и их развитие в виде емкостно-резистивной модели CRM [19]. Модель CRM представляет собой аналитическую формулу — решение нульмерного (по пространственным координатам) дифференциального уравнения материального баланса. Формула модели CRM содержит в явном виде коэффициенты взаимовлияния между нагнетательными и добывающими скважинами. В статье [15] на примерах синтетических моделей нефтяных залежей приводится сопоставление результатов оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин, полученных с использованием нейронных сетей и модели CRM. Отмечается, что оба эти подхода могут быть использованы для быстрой оценки связей между добывающими и нагнетательными скважинами, хотя сопоставление коэффициентов взаимовлияния согласуются только для части пар скважин.

К модели с «урезанной физикой» также относится CM-модель, дальнейшее развитие которой привело к появлению упомянутой выше CRM-модели. В статье В. А. Краснова с соавторами [5] приводится помехоустойчивый метод оценки связности пласта по данным эксплуатации месторождения. В основе метода лежит CM-модель, которая помимо прочих факторов, учитывает и воздействие на рассматриваемую добывающую скважину соседних добывающих скважин. В своей статье авторы справедливо обращают внимание на особенности решения таких обратных задач, в частности, на нестабильность решения и необходимость использования регуляризаторов решения в целевых функциях и условий на параметры, содержащиеся в формуле CM-модели. Целевая функция для решения оптимизационной задачи определения связности скважин (поиска коэффициентов взаимодействия) содержит в себе регуляризатор. Данный регуляризатор сформирован из коэффициентов взаимовлияния, полученных с использованием метода MPI [20].

Есть мнение, что самым логичным и надежным способом оценки взаимовлияния скважин следует считать метод линий тока. Это связано с тем, что данный метод, во-первых, строится на базовых принципах теории многофазной фильтрации (точнее, фильтрации двухфазной несжимаемой жидкости), а во-вторых, в явном виде показывает направление фильтрационных потоков. На



самом деле, если говорить о применимости к реальным объектам, метод линий тока можно ставить в один ряд с традиционным гидродинамическим моделированием на симуляторах, в которых уравнения решаются методом конечных разностей. Другими словами, моделирование по методу линий тока (речь идет не о постпроцессинговой процедуре, а о самостоятельном методе моделирования), так же как и моделирование по методу конечных разностей, требует задания пространственного распределения свойств пласта, свойств флюидов и т. д. При этом нужно помнить, что модели, построенные по этим методам, в общем, могут также давать различающиеся коэффициенты взаимовлияния между скважинами. Поэтому преимуществом метода линий тока по сравнению с традиционным конечно-разностным моделированием стоит считать лишь более высокую скорость расчетов, но не более надежную оценку коэффициентов взаимовлияния. Исходя из сложившейся практики гидродинамического моделирования, линии тока для оценки взаимовлияния скважин используются преимущественно не как самостоятельный метод, а как постпроцессинговая процедура (см. выше).

В статье [17] приводится сопоставление коэффициентов влияния нагнетательных скважин на добывающие, полученные по методу линий тока и по CRM, при этом результат по CRM рассчитывается двумя способами: по методу бегущего окна и по методу увеличивающегося окна (имеется в виду временной диапазон для анализа). По рассмотренному примеру имеется удовлетворительное соответствие между коэффициентами по линиям тока и по CRM, причем для случая увеличивающегося окна уровень соответствия выше.

С. В. Соколовым разработан способ оценки взаимовлияния скважин, основанный на решении обратной задачи с использованием упрощенной гидродинамической модели (УГДМ). Суть данного способа ранее нигде не публиковалась, поэтому остановимся на нем более подробно.

Анализируемая группа скважин рассматривается на горизонтальной плоскости, расположение скважин задается координатами их забоев. Исходя из вида внешней границы области моделирования (например, прямоугольник) и расположения скважин формируются области Вороного. Количество областей (ячеек) Вороного равно количеству скважин, а конфигурация этих областей задает в том числе конфигурацию возможных перетоков жидкости между скважинами (рис. 1).

Для каждой ячейки записывается уравнение баланса потоков, учитывающее дебит/приемистость скважин и перетоки между гранями смежных ячеек, а также переток через границу области. Каждая ячейка обладает своей упругоэластичностью, которая определяется как произведение объема ячейки на средний коэффициент эффективной сжимаемости системы порода — флюиды. По скважинам в качестве исходных данных задаются следующие параметры: дебит скважины по жидкости, забойное давление и приведенный радиус.

Аппроксимация фильтрационных потоков осуществляется исходя из следующих допущений: в пределах ячейки для каждой скважины определяется ра-

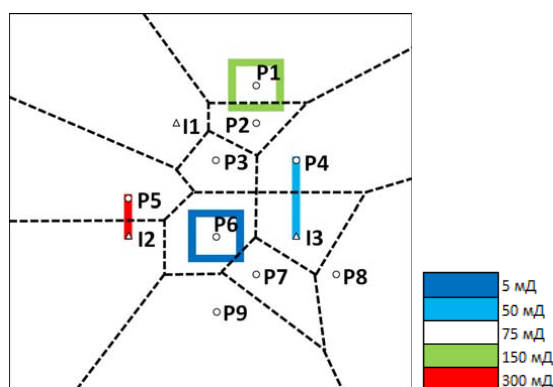


Рис. 1. Схема области моделирования с ячейками Вороного (границы ячеек показаны пунктирной линией)

Fig. 1. The modeling domain with Voronoi cells (dashed line — cell boundaries)

диус контура, внутри которого фильтрационный поток считается плоскорадиальным; между контурами смежных ячеек, контуром и границей фильтрационный поток принимается линейным. Балансовые уравнения записываются относительно тех пластовых давлений, которые приурочены к контурам. При этом гидропроводность для расчета линейного фильтрационного потока определяется через гидропроводности смежных ячеек, а коэффициент продуктивности/приемистости скважин вычисляется по формуле Дюпюи с учетом радиуса контура и приведенного радиуса скважины.

Уравнения баланса потоков с учетом сделанных допущений, заданных забойных давлений на работающих скважинах и пластовых давлений на пьезометрических скважинах преобразуются в систему линейных уравнений относительно пластовых давлений. Для решения системы используется схема Холецкого для симметричных матриц. Решение обратной задачи для каждого временного шага выполняется итерационно. При этом каждая итерация состоит в решении прямой задачи, по результатам которой осуществляется корректировка гидропроводности ячеек на основе дисбаланса расчетных и фактических дебитов жидкости. Итерационный процесс завершается при достижении заданного отклонения. Таким образом, результатом решения обратной задачи является идентификация поля гидропроводности и расчет перетоков через грани ячеек. В конечном итоге, понимание картины перетоков позволяет рассчитать не только коэффициенты взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами, но и коэффициенты взаимовлияния между скважинами одного назначения.

В таблице 1 приведено сопоставление перечисленных выше методов (без их отдельных вариаций) по уровням ресурсозатратности (учитывается трудоемкость создания модели и скорость вычислений) и физичности. Всего использовано три уровня оценки, которые условно примем как хороший (+), удовлетворительный ( $\pm$ ), плохой (-). Пустая ячейка означает невозможность оценить

по данному признаку. Например, метод, использующий физически содержательную (даже при сделанных допущениях) модель CRM, характеризуется сравнительно низкой ресурсозатратностью: сбор необходимых данных можно осуществить за несколько часов, а расчеты занимают от нескольких секунд до нескольких часов в зависимости от особенностей настройки алгоритма.

Как видно из таблицы 1, оперативную оценку коэффициентов взаимовлияния можно осуществлять только при использовании методов 1-8, 10. Методы 3-5, 7-8 и 10, ввиду своей низкой ресурсозатратности и наличия удовлетворительного уровня физичности, имеют хорошие перспективы для использования с целью выработки практически полезных рекомендаций по оптимизации системы поддержания пластового давления. Не исключено, что данные методы могут быть полезными и при бурении вторых стволов и новых скважин для извлечения остаточных запасов нефти.

Таблица 1

**Сопоставление методов оценки взаимовлияния скважин**

Table 1

**The comparison of methods for assessing the wells' interference**

Номер метода	Метод	Ресурсозатратность	Физичность
1	Геометрический	+	
2	Статистический анализ данных (САД)	+	
3	Аналитическая многоскважинная модель	±	±
4	Матрицы взаимовлияния	+	±
5	Стохастико-аналитическая модель (САМ)	±	±
6	Нейронные сети	±	
7	CRM	±	±
8	СМ	±	±
9	Линии тока	–	+
10	Упрощенная гидродинамическая модель (УГДМ по С. В. Соколову)	+	±
11	Гидродинамическая модель (ГДМ)	–	+

Таблица 1 не является полной, поскольку появляются новые методы оценки взаимовлияния скважин и их текущий статус можно характеризовать как научно-техническую наработку. Особенно активное развитие имеют упрощенные физически-содержательные методы. В качестве примера можно привести модели INSIM, INSIM-FT [16]. В этих моделях используется концепция линий тока, однако в отличие от традиционного метода линий тока, их конфигурация определяется не по ходу вычислительного процесса, а предварительно.

### Результаты оценки взаимовлияния скважин

На рис. 2 показаны коэффициенты взаимовлияния, полученные с использованием части рассмотренных выше методов, применительно к синтетическому примеру нефтяного месторождения, разрабатываемого в режиме заводнения. Пласт является неоднородным по проницаемости (рис. 1), флюиды — вода и нефть — «разноцветные» жидкости. Такие допущения сделаны исходя из того, чтобы максимально нивелировать численные эффекты, связанные с эффектами многофазной фильтрации. В качестве эталона используются коэффициенты взаимовлияния, полученные по линиям тока, которые, в свою очередь, рассчитаны по результатам гидродинамического моделирования в известном коммерческом симуляторе. Чтобы коэффициенты были сопоставимыми, они предварительно нормированы на свои максимальные значения.

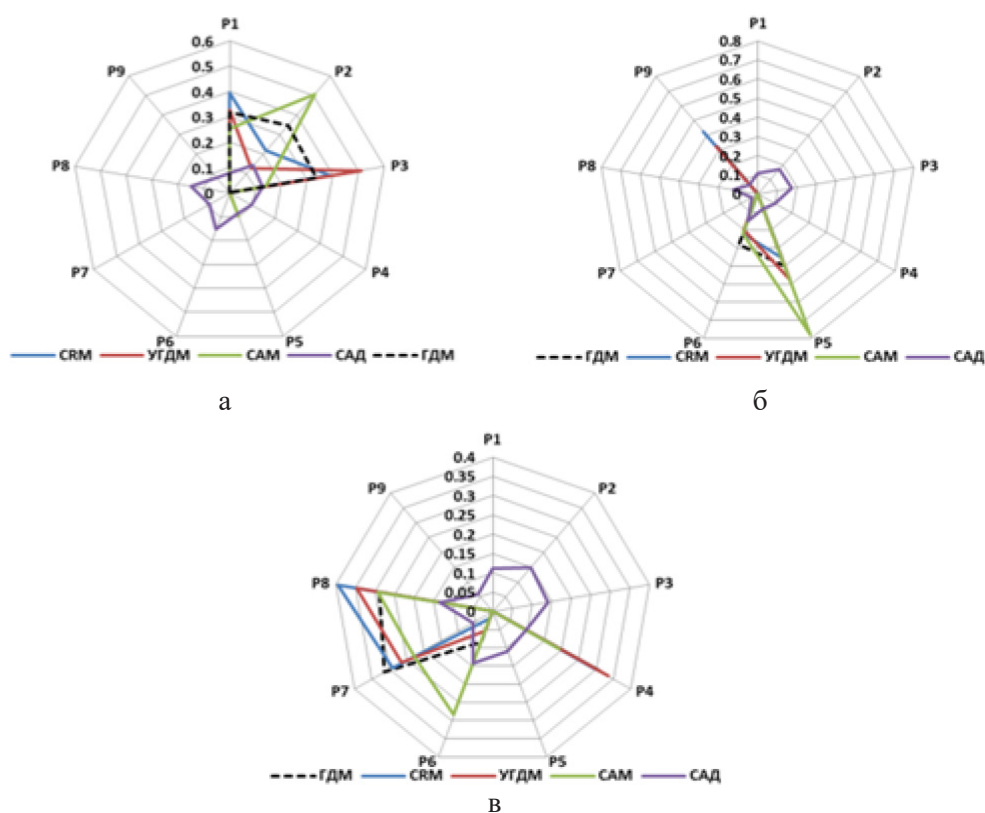


Рис. 2. Диаграммы коэффициентов взаимовлияния добывающих скважин с нагнетательными скважинами:

- а — со скважиной I1;
- б — со скважиной I2;
- в — со скважиной I3

Fig. 2. Diagrams of coefficients of producing wells interfering with injection wells:

- а — with well I1;
- б — with well I2;
- в — with well I3

Из рис. 2 видно, что все рассматриваемые методы, кроме САД, позволяют дать правильные (т. е. близкие с тем, что дает ГДМ) ориентиры в направлении взаимодействия скважин. Для части скважин имеется достаточно близкое совпадение в тенденциях поведения коэффициентов взаимовлияния. Например, относительно скважины II аналогичные тенденции получаются по методам CRM и УГРМ, причем по обоим этим методам взаимодействие со скважинами P1 и P3 слабее, чем со скважиной P2, что отличается от ГДМ. Интересно, что для данного примера метод САМ дает аналогичные тенденции, что и ГДМ, однако применительно к скважине I3, наоборот, к ГДМ более близкую картину дают методы CRM и УГДМ, нежели САМ.

Отметим, что по нашим расчетам САД показал результат наименее согласующийся с результатом по ГДМ. Тем не менее, это не означает, что применение статистических методов всегда нецелесообразно. Есть примеры, в которых статическая обработка промысловых данных позволяет сделать верные выводы о взаимовлиянии скважин [3].

Полученная противоречивость результатов согласуется с тем, что имеется во многих публикациях, где рассматриваются подходы к оценке взаимовлияния скважин. Подобная ситуация описана и в статье [2], где оценка сделана на примере анализа ячеек заводнения, корреляций Спирмена и по линиям тока. На примере реальной залежи показано, что все эти три метода могут давать (на качественном уровне) как одинаковые, так и противоположные результаты. По этой причине предлагается подход, состоящий в том, что взаимовлияние оценивается по комплексному коэффициенту связи, равному произведению оценок по каждому из используемых методов. Такой подход может быть не всегда целесообразен, поскольку учет оценок, полученных по методам, не имеющим под собой физической основы, может уменьшить уровень состоятельности конечной (комплексной) оценки. Тем не менее, дать общие рекомендации здесь не представляется возможным и при решении реальных задач нужно учитывать их конкретику.

### **Заключение**

Учитывая вышесказанное, видно, что не существует универсальных (применимых в различных ситуациях) и при этом надежных методов оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. Причина такой ситуации очевидна: все методы имеют те или иные упрощения, допущения, построены на разной математической основе. Поэтому предполагается, что наиболее надежные для практического применения результаты можно получить, если использовать подход, который не только учитывает на приемлемом уровне физическую сторону процессов, протекающих при разработке месторождений, но и также является при этом достаточно вычислительно эффективным, чтобы вместе с выходом на вероятностные представления о получаемом результате сделать возможным исследование особенности решения обратной задачи. Это крайне важный момент для понимания надежности получаемых при моделировании результатов.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абабков А. В. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин / А. В. Абабков, В. М. Васильев, Н. И. Хисамутдинов, И. Р. Сафиуллин, В. Ш. Шансламов // Нефтепромысловое дело. 2014. № 7. С. 10-13.
2. Аржиловский А. В. Сравнение методов анализа выработки остаточных запасов / А. В. Аржиловский, Д. Н. Гусева // Нефтепромысловое дело. 2016. № 10. С. 14-19.
3. Васильев В. В. Использование результатов оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации заводнения / В. В. Васильев // Нефтяное хозяйство. 2009. № 6. С. 30-32.
4. Васильев Д. М. Обоснование избирательной системы заводнения слабовыработанных обводненных пластов месторождений Нижнеуртовского свода: дисс. ... канд. техн. наук / Д. М. Васильев. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. 124 с.
5. Краснов В. А. Помехоустойчивый метод оценки связности пласта по данным эксплуатации месторождений / В. А. Краснов, В. А. Иванов, М. М. Хасанов // SPE 162053. Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче (16-18 октября 2012, Москва).
6. Мееров М. В. Оптимизация систем многосвязного управления / М. В. Мееров, Б. Л. Литвак. М.: Издательство «Наука», 1972. 344 с.
7. Оленчиков Д. М. Повышение точности оценки продуктивности пласта при помощи учета статистических данных о его свойствах / Д. М. Оленчиков, А. Е. Сапожников, Н. А. Штин, Д. С. Чебкасов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. Вып. 23. С. 39-41.
8. Потрясов А. А. Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении / А. А. Потрясов, Л. С. Бриллиант, М. Ф. Печеркин, А. И. Комягин // Недрапользование XXI век. 2016. № 6. С. 112-121.
9. Проскурин В. А. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения / В. А. Проскурин, Н. И. Хисамутдинов, М. С. Антонов, Д. К. Сагитов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2013. № 6. С. 36-38.
10. Пуртова И. П. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин / И. П. Пуртова, М. Ю. Савастыин, А. В. Стрекалов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 6. С. 34-36.
11. Пуртова И. П. Повышение эффективности разработки нефтяных залежей посредством адаптации гидродинамических моделей к условиям техногенного упруговодонапорного режима: дисс. ... канд. техн. наук / И. П. Пуртова. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2008. 160 с.
12. Соколов С. В. Алгоритм построения и возможности практического применения матрицы взаимовлияния скважин / С. В. Соколов // Сборник научных трудов. Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр, 2017. Вып. 3. С. 139-144.
13. Юдин Е. В. Моделирование фильтрации жидкости в неоднородных средах для анализа и планирования разработки нефтяных месторождений: дисс. ... канд. физ.-мат. наук / Е. В. Юдин. М.: Московский физико-технический институт, 2014. 173 с.

14. Albertoni A. Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods / A. Albertoni, L. W. Lake // SPE 83381. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2003. Vol. 6. № 1. Pp. 6-16.
15. Artun E. Characterizing Reservoir Connectivity and Forecasting Waterflood Performance Using Data-Driven and Reduced-Physics Models / E. Artun // SPE-180488-MS. SPE Western Regional Meeting (23-26 May 2016, USA, Alaska, Anchorage).
16. Guo Zh. A Physics-Based Data-Driven Model for History Matching, Prediction, and Characterization of Waterflooding Performance / Zh. Guo, A. C. Reynolds, H. Zhao // SPE Journal. 2018. Vol. 23. № 2. Pp. 367-395.
17. Kansao R. Waterflood Performance Diagnosis and Optimization Using Data-Driven Predictive Analytical Techniques from Capacitance Resistance Models CRM / R. Kansao, A. Yrigoyen, Z. Haris, L. Saputelli // SPE-185813-MS. SPE Europec featured at 79<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition (12-15 June 2017, France, Paris).
18. Panda M. N. An Integrated Approach to Estimate Well Interactions / M. N. Panda, A. K. Chopra // SPE 39563. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 1998. Pp. 517-530.
19. Sayarpour M. Field Application of Capacitance-Resistive Models in Waterfloods / M. Sayarpour, C. S. Kabir, L. W. Lake // SPE 114983. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2009. Vol. 12. № 6. Pp. 853-864.
20. Valko P. P. Development and Application of the Multiwell Productivity Index (MPI) / P. P. Valko, L. E. Doublet, T. A. Blasingame // SPE Journal. 2000. Vol. 5. № 1. Pp. 21-31.

**Sergey V. STEPANOV<sup>1</sup>**

**Sergey V. SOKOLOV<sup>2</sup>**

**Alexander A. RUCHKIN<sup>3</sup>**

**Anatoly V. STEPANOV<sup>4</sup>**

**Alexander V. KNYAZEV<sup>5</sup>**

**Alexander V. KORYTOV<sup>6</sup>**

UDC 662.5

## **CONSIDERATIONS ON MATHEMATICAL MODELING OF PRODUCER-INJECTOR INTERFERENCE**

- <sup>1</sup> Dr. Sci. (Tech.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center;  
Professor, University of Tyumen  
svstepanov@tnc.rosneft.ru
- <sup>2</sup> Cand. Sci. (Tech.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center  
svsokolov2@tnc.rosneft.ru
- <sup>3</sup> Cand. Sci. (Tech.), Expert, Tyumen Petroleum Research Center  
aaruchkin@tnc.rosneft.ru
- <sup>4</sup> Cand. Sci. (Phys.-Math.), Expert, Tyumen Petroleum Research Center;  
Associate Professor, University of Tyumen  
avstepanov5@tnc.rosneft.ru
- <sup>5</sup> Senior Manager, Tyumen Petroleum Research Center  
avknyazev@tnc.rosneft.ru
- <sup>6</sup> Section Head, Tyumen Petroleum Research Center;  
avkorytov2@tnc.rosneft.ru

---

**Citation:** 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

---



**Abstract**

Oil field development would be inefficient without a reliable understanding of the level of wells interference. There is a whole lot of computational methods using a variety of physical and mathematical models to assess the interference of production and injection wells. The years-long application of these methods reveals that the evaluation results are not always the same even at a qualitative level. Therefore, it is both important to comprehend the potential of existing methods and to develop new ones.

In this paper, the authors review the existing methods for estimating well interference, including a new method, which breaks down the computation area into Voronoi polygons with account of the material balance between the polygons. The number of polygons corresponds to the number of wells; the polygons' outer boundaries can be either impermeable or permeable, with optional flow capacity. A total of 11 methods is discussed in the paper, including a widely used statistical data analysis, as well as flow simulation as the most resource-intensive approach.

The paper also describes the application of a number of methods to estimate the interference of production and injection wells. A case study of an oil accumulation located in a heterogeneous reservoir used for synthetic model runs is described. The model runs demonstrated that various methods applied to the same oil target can give ambiguous results. Therefore, the authors conclude that there are no universal methods for estimating well interference and that a computationally efficient and physically meaningful approach would be most reliable for practical application.

**Keywords**

Well interference, well interference matrix, CRM, flow simulation.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164**

**REFERENCES**

1. Ababkov A. V., Vasiliev V. M., Khisamutdinov N. I., Safiullin I. R., Shaismamov V. Sh. 2014. "Ekspress-metod otsenki stepeni vzaimodeystviya skvazhin s ispol'zovaniyem chastotnogo analiza dannykh istorii ekspluatatsii nagnetatel'nykh i dobyvayushchikh skvazhin" [Rapid Assessment of the Degree of Well Interference using Frequency Analysis of the Operation History Data on Injection and Production Wells]. *Neftepromyslovoye delo*, no 7, pp. 10-13.
2. Arzhilovsky A. V., Guseva D. N. 2016. "Sravneniye metodov analiza vyrabotki ostatochnykh zapasov" [Comparison of Methods for Analyzing Residual Reserves Extraction]. *Neftepromyslovoye delo*, no 10, pp. 14-19.
3. Vasiliev V. V. 2009. "Ispol'zovaniye rezul'tatov otsenki vzaimovliyaniya dobyvayushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin dlya optimizatsii zavodneniya" [Use of Production and Injection Wells Interference Data to Optimize Waterflooding]. *Oil Industry*, no 6, pp. 30-32.

4. Vasiliev D. M. 2017. “Obosnovaniye izbiratel’noy sistemy zavodneniya slabovyrobotannykh obvodnennykh plastov mestorozhdeniy Nizhneartovskogo svoda” [Substantiation of Selective Water Flooding for Non-depleted Flooded Reservoirs of the Nizhneartovsk Arch Fields]. Cand. Sci. (Tech.) diss. Ufa
5. Krasnov V. A., Ivanov V. A., Hasanov 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). SPE 162053.
6. Meerov M. V., Litvak B. L. 1972. Optimizatsiya sistem mnogosvyaznogo upravleniya [Optimization of Multivariate Control Systems]. Moscow: Nauka.
7. Olenchikov D. M., Sapozhnikov A. E. et al. 2011. “Povysheniyye tochnosti otsenki produktivnosti plasta pri pomoshchi ucheta statisticheskikh dannykh o ego svoystvakh” [Improving the Accuracy of Reservoir Productivity Evaluation by using Reservoir Properties Statistical Data]. Nauchno-technicheskiy vestnik OAO “NK “Rosneft”, no 23, pp. 39-41.
8. Potryasov A. A., Brilliant L. S., Pecherkin M. F., Komyagin A. I. 2016. “Avtomatizatsiya protsessov upravleniya zavodneniyem na neftyanom mestorozhdenii” [Automation of Water Flood Management Processes at an Oil Field]. Nedropol’zovaniye XXI vek, no 6, pp. 112-121.
9. Proskurin V. A., Khisamutdinov N. I., Antonov M. S., Sagitov D. K. 2013. “Sposoby otsenki effektivnosti formirovaniya sistemy zavodneniya na ob’yekte Zapadno-Ust’-Balyksskogo mestorozhdeniya” [Assessing Waterflooding Performance at Zapadno-Ust-Balyksskoye Field]. Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz’ v neftyanoy promyshlennosti, no 6, pp. 36-38.
10. Purtova I. P., Savastin M. Yu., Strelalov A. V. 2007. “Analiz i interpretatsiya dinamiki rezhimov raboty skvazhin” [Analysis and Interpretation of Well Operation Profiles]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, no 6, pp. 34-36.
11. Purtova I. P. 2007. “Povysheniyye effektivnosti razrabotki neftnyanykh zalezhey posredstvom adaptatsii gidrodinamicheskikh modeley k usloviyam tekhnogenogo uprugovodonapornogo rezhima” [Improving the Efficiency of Oil Field Development by Matching Flow Simulation Models to Elastic Water Drive Conditions]. Cand. Sci. (Tech.) diss. Tyumen.
12. Sokolov S. V. 2017. “Algoritm postroyeniya i vozmozhnosti prakticheskogo primeneniya matritsy vzaimovliyaniya skvazhin” [The Construction Algorithm and Potential of Practical Application of the Well Interference Matrix]. Tyumenskiy neftyanoy nauchnyy tsentr. Sbornik nauchnykh trudov, no 3, pp. 139-144.
13. Yudin E. V. 2014. “Modelirovaniye fil’tratsii zhidkosti v neodnorodnykh sredakh dlya analiza i planirovaniya razrabotki neftnyanykh mestorozhdeniy” [Modeling Fluid Flow in Heterogeneous Environments for Oil Field Development Analysis and Planning]. Cand. Sci. (Phys.-Math.) diss. Moscow.
14. Albertoni A., Lake L. W. 2003. “Inferring Interwell Connectivity only from Well-Rate Fluctuations in Waterfloods”. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, vol. 6, no 1, pp. 6-16. SPE 83381.

15. Artun E. 2016. "Characterizing Reservoir Connectivity and Forecasting Waterflood Performance using Data-Driven and Reduced-Physics Models". SPE Western Regional Meeting (23-26 May, Anchorage, Alaska, USA). SPE-180488-MS.
16. Guo Zh., Reynolds A. C., Zhao H. 2018. "A Physics-Based Data-Driven Model for History Matching, Prediction, and Characterization of Waterflooding Performance". SPE Journal, vol. 23, no 2, pp. 367-395.
17. Kansao R., Yrigoyen A., Haris Z., Saputelli L. 2017. "Waterflood Performance Diagnosis and Optimization using Data-Driven Predictive Analytical Techniques from Capacitance Resistance Models CRM". SPE Europec featured at 79<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition (12-15 June, Paris, France). SPE-185813-MS.
18. Panda M. N., Chopra A. K. 1998. "An Integrated Approach to Estimate Well Interactions". SPE Reservoir Evaluation & Engineering, pp. 517-530. SPE 39563.
19. Sayarpour M., Kabir C. S., Lake L. W. 2009. "Field Application of Capacitance-Resistive Models in Waterfloods". SPE Reservoir Evaluation & Engineering, pp. 853-864. SPE 114983.
20. Valko P. P., Doublet L. E., Blasingame T. A. 2000. "Development and Application of the Multiwell Productivity Index (MPI)". SPE Journal, March, vol. 5, no 1, pp. 21-31.