

УДК 622.276.63

## ПЕРКОЛЯЦИОННЫЙ ПОДХОД ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ

Сентемов Андрей Алексеевич<sup>1</sup>,  
sentemov.a.a@yandex.ru

Дорфман Михаил Борисович<sup>1</sup>,  
m.dorfman@narfu.ru

<sup>1</sup> Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова,  
Россия, 163002, г. Архангельск, набережная Северной Двины, 17.

**Актуальность.** При планировании работ по воздействию на призабойную зону скважины важно прогнозировать ожидаемый технологический и экономический эффект. Гидродинамическое моделирование во многом упрощает эту задачу. При моделировании движения жидкостей в пористом пространстве необходимо использовать модели, учитывающие сложную структуру пор и каналов призабойной зоны пласта. Один из подходов, моделирующих сложное строение пористого пространства с помощью решётки, описывается в теории перколяции.

**Цель:** оценка возможности применения теории перколяции для моделирования неоднородного распределения фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны пласта.

**Методы:** метод моделирования, в основу которого положена перколяционная теория. В области естественных наук теория перколяции позволяет определить значения порога протекания жидкости сквозь пористое пространство со сложной структурой каналов. Моделирование пористо-трещиноватой структуры пород коллекторов нефти с помощью перколяционной решётки представляется перспективным направлением. При описании явлений фильтрации флюидов в пласте данный подход позволяет учесть неоднородность распределения фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны, сложную структуру протекания кислотных составов в пористом пространстве, фрактальный характер образования новых каналов.

**Результаты.** Приведены результаты моделирования кислотной обработки скважины на основе промысловых данных. Результаты моделирования с применением теории перколяции показывают хорошую сходимость расчетных показателей с фактическими данными. Перколяционный подход может применяться при осуществлении всех методов, направленных на улучшение состояния призабойной зоны пласта: закачке поверхностно-активных веществ, полимеров, комплексном заводнении, кислотных обработках и других методах воздействия.

### Ключевые слова:

Гидродинамическое моделирование, фильтрационно-ёмкостные свойства, призабойная зона пласта, теория перколяции, соляно-кислотная обработка, проницаемость.

### Введение

Гидродинамическое моделирование решает многие задачи в нефтегазодобывающей отрасли. Одна из них – прогнозирование показателей добычи углеводородов при рассмотрении вопроса о проведении геолого-технических работ на скважинах, оценке их эффективности для достижения проектных показателей. В существующих методах и подходах моделирования используют осреднённые данные фильтрационно-ёмкостных характеристик пласта.

Обзор применяемых подходов при моделировании червоточин в процессе соляно-кислотной обработки (СКО) приведен Р.Д. Каневской и А.В. Новиковым в работе [1]. Пример статистического подхода, позволяющего получить регрессионные уравнения, описывается в статье В.А. Новикова [2]. Заслуживает внимания работа авторов Р.А. Хузин и Г.П. Хижняк, в которой предлагается структурировать призабойную зону пласта (ПЗП) и рассчитывать эффект от кислотных обработок на основе полуэмпирической модели [3]. Следует отметить, что созданные модели позволяют достаточно достоверно прогнозировать эффект от воздействия на ПЗП. Однако подходы, описанные в работах выше, не позволяют учесть случайный характер распределения фильтрационно-ёмкостных свойств порового пространства, влияющий на формирование, направление и величины обра-

зующихся червоточин при оптимальных параметрах проведения кислотной обработки.

Для моделирования движения жидкостей в поровом пространстве необходимо использовать модели, учитывающие сложную структуру пор и каналов ПЗП. При фильтрации в пласте жидкости двигаются с малыми скоростями по каналам с малой площадью поперечного сечения. Структура и размеры каналов неоднородно распределены в пласте. Неправильная форма, меняющиеся размеры и направление каналов в породе сильно затрудняют возможности моделирования движения жидкостей в подобных системах. Поэтому появились упрощённые модели пласта с осреднёнными фильтрационно-ёмкостными показателями.

В модели идеального грунта структура порового пространства представляется каналами цилиндрической формы, параллельно ориентированными относительно направления фильтрации (рис. 1).

В модели фиктивного грунта поровое пространство представляется пустотами между шарообразными частицами одного диаметра. Размер частиц при их правильной форме не влияет на пористость модели (рис. 2). Однако при рассмотрении реальных частиц при уменьшении размера их форма становится более неправильной и снижается плотность упаковки, пористость увеличивается [4–6].

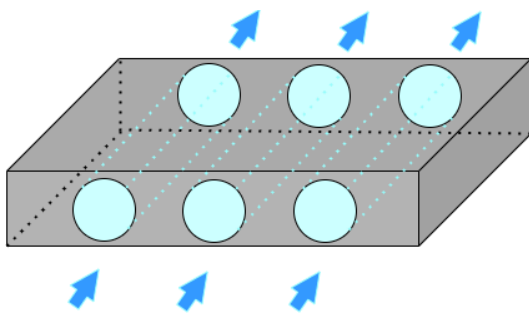


Рис. 1. Модель идеального грунта

Fig. 1. Perfect soil model

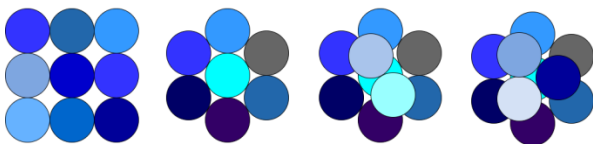


Рис. 2. Модель фиктивного грунта

Fig. 2. Fictitious soil model

Упрощённые модели не учитывают фрактальных структур распространения и движения пластовых флюидов и технологических жидкостей, закачиваемых в пласт. Работа в этом направлении может повысить точность результатов, получаемых при моделировании, для оценки эффективности мероприятий по воздействию на призабойную зону скважины.

#### Экспериментальная часть

На данный момент существует ряд программных продуктов, моделирующих процессы, протекающие при кислотной обработке пласта. Компьютерное моделирование предназначено для снижения затрат при СКО, увеличения производственных и экономических показателей.

Программное обеспечение для проектирования и анализа кислотной обработки STIMPRO позволяет проектировать, моделировать и анализировать процедуры закачки кислоты при давлении ниже давления гидроразрыва. Система контроля работает в режиме реального времени и допускает внесение изменений во время выполнения СКО, имеет инструменты анализа результата после выполнения задания. Система STIMPRO имеет библиотеку кислот и добавок, учитывает данные о стволе скважины, свойства коллектора. Программа предназначена для моделирования кислотной обработки карбонатных пластов и песчаников. Система STIMPRO собирает данные о ходе СКО в режиме реального времени для анализа работы, что дает лучшее понимание реакции скважины на стимуляцию и способствует оптимизации будущих обработок [7].

Симулятор большеобъемных селективных кислотных обработок (БСКО) разработан отечественной компанией ОАО «НК «Роснефть». Данный программный продукт входит в программный комплекс «Геология и добыча» и предназначен для расчёта параметров обработки, прогноза показателя продуктивности скважин и оценки экономического эффекта от проведения обработки. Программный комплекс «Геология и добыча» позволяет импортировать исходные

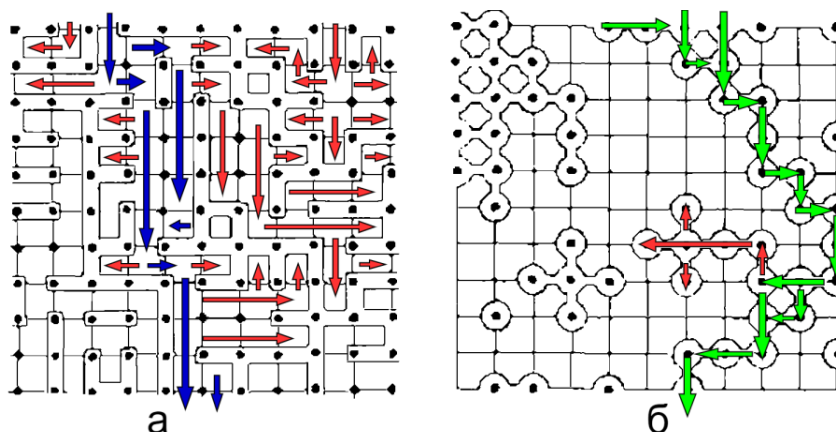
данные для проектирования БСКО по скважинам-кандидатам, полученные в других симуляторах программного комплекса, а также выводить результаты в форматах, совместимых с другими гидродинамическими симуляторами [8].

Более совершенными являются модели, основанные на вероятностном подходе распределения значений параметров фильтрационно-ёмкостных свойств пласта. В однофазных моделях, предназначенных для описания плоскопараллельной и плоскорадиальной фильтрации, процессы, протекающие в ПЗП, рассматриваются упрощенно, это накладывает ограничения на точность описания фильтрации и взаимодействия флюидов с породой. Двухфазные модели позволяют с достаточной точностью описать вытеснение нефти водой в ПЗП, процесс растворения карбонатной породы при кислотной обработке, оценить глубину проникновения кислотного раствора и эффективность обработки. Однако при моделировании СКО существует проблема учесть неоднородность свойств пласта вблизи забоя скважины. Эту проблему обычно решают путём осреднения [9–11].

Предлагаем решить проблему неоднородности свойств коллектора с помощью теории перколяции. Принципы теории перколяции применимы в стохастических моделях. Моделирование пористотрещиноватой структуры пород-коллекторов нефти с помощью перколяционной решётки представляется перспективным направлением в гидродинамическом моделировании [5, 12, 13].

Теория перколяции может применяться при моделировании образования электрических связей между проводящими и непроводящими ток частицами [14, 15], распространения болезней среди живых организмов [16], распространения горения материалов со сложной структурой и др. [4, 6, 17]. В области гидродинамического моделирования теория перколяции позволяет определить условия протекания флюида в пористом пространстве. При перколяционном моделировании используются регулярные решётки. Ячейка решётки имеет два состояния: открыта (проводящая) и закрыта (непроводящая). В теории перколяции существует две основных задачи: задача узлов и задача связей (рис. 3). Минимальная доля открытых узлов (связей), при которой возникает протекание, называется порогом перколяции. Данная теория позволяет получить пороговое значение для различных типов строения системы (решеток). Порог протекания является случайной величиной, находящейся в некотором интервале при конечном размере решётки, однако среднее значение порогов протекания в полученных экспериментах является неслучайной величиной в рамках решаемой задачи [18–20].

Теория перколяции имеет достаточно широкую область применения. Сложные неупорядоченные структуры нередко имеют фрактальный характер строения в определённом масштабе [21, 22]. Существуют общие методы моделирования таких структур и протекающих в них процессов. Теория перколяции применяется при описании процессов, протекающих в полимерных структурах (макромолекулярные клубки, кристаллиты и т. п.) [23–25].



**Рис. 3.** Протекание по решётке: а) задача связей; б) задача узлов  
**Fig. 3.** Lattice flow: a) link problem; б) node problem

Пример применения теории перколяции при полимерных средах – это процесс гелеобразования, который заключается в слиянии молекул полимера. Гель образуется, когда появляются связи (агрегаты), захватывающие всю систему. Считается, что процесс определяется температурой, концентрацией молекул и вероятностью образования связей между ними. Процесс гелеобразования является смешанной задачей теории перколяции [23, 26, 27].

Теория перколяции может применяться при моделировании горения полимерных структур. Учитывается природа частиц и волокон, образующих материал, их случайная ориентация в пространстве и возможность теплопроводности [9, 16].

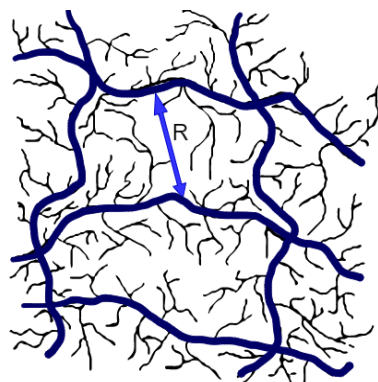
Теория перколяции находит применение в сфере биологии и экологии. Может определяться время и площадь озеленения территории, например, после лесного пожара. На участке случайным образом расставляются центры окружностей одинакового радиуса. Задача состоит в нахождении числа центров окружностей на единицу площади, при котором все окружности будут иметь точки пересечения, образуя бесконечный кластер [17].

Теория перколяции применяется при описании магнитных фазовых переходов. При химическом допировании на атомах кислорода появляются дырки, возникает конкурирующее ферромагнитное действие между спинами атомов, происходит движение появившихся дырок и разрушается антиферромагнитный порядок. Теория перколяции используется при определении порогового значения, при котором антиферромагнетик превращается в парамагнетик. Задача решается на квадратной решётке, является комбинированной для узлов и связей [15, 27, 28].

Метод перколяции может применяться и при моделировании методов увеличения нефтеотдачи: закачка ПАВ, полимеров, комплексное заводнение, кислотные обработки и другие методы воздействия. При гидродинамическом моделировании с применением теории перколяции основная цель – учесть особенности строения порового пространства и изменение его структуры при взаимодействии с закачиваемым агентом [23, 29, 30].

Проницаемость пласта определяется наличием, величиной и структурой поровых каналов. Можно представить структуру пласта с учётом неоднородного распределения фильтрационно-ёмкостных свойств как пространственную решётку капилляров. Радиусы капилляров в такой модели распределяются согласно реальной порометрической кривой – функцией плотности распределения поровых каналов по радиусам.

Перколяционная модель с анизотропным распределением проницаемости среды предложена в работах [24, 31]. Модель использует теорию бесконечного кластера Шкловского–де-Жена (рис. 4), согласно которой проводимость материала определяется проводимостью его скелета.



**Рис. 4.** Схематичное представление структуры бесконечного кластера

**Fig. 4.** Schematic representation of the infinite cluster structure

В модели кластер состоит из проводящих цепочек, формирующихся из гидравлически связанных поровых каналов различного радиуса. Общая проницаемость цепочки определяется наименьшим радиусом канала, который является определяющим параметром кластера ( $R$ ).

В двухмерном случае перколяционной решётки цепочки проводимости лежат в одной плоскости, в трёхмерном же варианте цепочки могут иметь более сложную форму, образуя фрактальные структуры. В работе [21] авторы предлагают алгоритм, определя-

ющий среднюю проводимость трёхмерной решётки на единицу длины. Предлагаются коэффициенты, учитывающие влияние перетоков между параллельными каналами и фрактальную структуру каналов.

В процессе разработки при изменении направления фильтрации, смене относительных фазовых проницаемостей, изменении обводнённости может возникать гистерезис относительных фазовых проницаемостей. Это явление необходимо учитывать при моделировании, иначе возможны ошибки. Выделяют два основных механизма возникновения гистерезиса – образование нефтяной плёнки на поверхности каналов при фильтрации с последующей гидрофобизацией поверхности порового пространства и перемещение флюидов, которое приводит к изменению реологических свойств жидкостей [32–34].

В работе [35] описывается механизм прохождения нефти через каналы изначально с гидрофильными свойствами поверхности, которые меняются в процессе фильтрации. Предлагается модель пористой среды с микрогетерогенной смачиваемостью, в которой выделяются доли каналов с постоянными и меняющимися свойствами. Предложенный вариант позволяет учесть изменение относительных фазовых проницаемостей при изменении водонасыщенности.

Основная задача теории перколяции – определить возможность протекания (проницаемости) сквозь структуру и при каком пороговом значении физических и геометрических параметров происходит изменение. Порог протекания является случайной величиной, находящийся в некотором интервале при конечном размере решётки, однако среднее значение всех порогов протекания в полученных экспериментах является неслучайной величиной (табл. 1).

При моделировании процесса протекания по принципам инвазивной перколяции пространство разбивается на ячейки, которым присваиваются случайные численные значения в заданном интервале, определяющие их проницаемость. В процессе моделирования закачиваемый агент проникает в ячейки с

наибольшими значениями. При достижении крайней ячейки области процесс завершается [17, 35, 36].

**Таблица 1.** Значения порогов протекания для разных типов сеток

**Table 1.** Values of percolation thresholds for different types of grids

Тип решётки Grid type	Порог протекания Percolation threshold	
	для задачи связей for the link problem	для задачи узлов for the node problem
Квадратная/Square	0,5	0,59
Треугольная/Triangular	0,347	0,5
Простая кубическая/Simple cubic	0,25	0,31
Объёмно-центрированная Body centered cubic	0,18	0,25

Вышеописанный принцип инвазивной перколяции может быть применён в процессе моделирования СКО. Следует использовать значения проницаемости для задания их ячейкам. Кислотный раствор будет проникать в зоны с большей проницаемостью, при взаимодействии с коллектором будет увеличивать её, образуя каналы растворения в ПЗП.

#### Результаты и их обсуждение

Данный подход прогнозирования эффективности СКО был реализован по результатам проведения работ в скважине № 70 Западно-Сихорейского нефтяного месторождения. Месторождение приурочено к небольшому трехкупольному поднятию в отложениях верхнего фамена. Разрабатываемый продуктивный пласт на месторождении один – ДФ4. Пласт по компонентному составу представлен известняками (средняя карбонатность 97 %), имеет неоднородную структуру, всего 13 пропластков. Вскрытый бурением интервал является карбонатным коллектором с каверново-поровым типом пустотного пространства. Эксплуатация скважины проводится открытым стволом. Основные геолого-промысловые данные по скважине представлены в табл. 2.

**Таблица 2.** Основные геолого-промысловые данные

**Table 2.** Basic geological and field data

Характеристика пласта ДФ4 DF4 formation	Значение Value	Характеристика по скв. № 70 Well № 70	Значение Value
Коэффициент пористости Porosity	6,8	Дебит, м <sup>3</sup> /сут Oil rate, m <sup>3</sup> /day	70
Коэффициент проницаемости, мД Permeability, mDa <sup>2</sup>	69,7	Коэффициент проницаемости, мД Permeability, mDa <sup>2</sup>	12
Нефтенасыщенная толщина, м Oil-saturated thickness, m	6,8	Забойное давление, МПа Bottom hole pressure, MPa	14,05
Пластовая температура, °С Reservoir temperature, °C	69,2	Радиус ПЗП, м Bottomhole zone radius, m	3,2
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> Oil density, kg/m <sup>3</sup>	868	Скин фактор Skin factor	13,8
Геологические запасы, тыс. т Geological reserves, k tons	801	Коэф. продуктивности, м <sup>3</sup> /сут·МПа Productivity index, m <sup>3</sup> /day·MPa	10,1
Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, MPa	30,65	Радиус скважины, м Well radius, m	0,171

По результатам гидродинамических исследований скважины № 70 проницаемость ПЗП этой скважины ухудшена в радиусе 3,2 м вследствие кольматации

при бурении. Для восстановления продуктивности была проведена СКО. Кислотная обработка была произведена в объеме 3,5 м<sup>3</sup> 15 % раствора HCl. С це-

люю оценки эффективности СКО производился контроль технологических параметров работы скважины: устьевого давления, динамического уровня, дебита по жидкости и нефти. Согласно промысловым отчётам коэффициент продуктивности скважины № 70 увеличился в полтора раза до  $15,7 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ .

Моделирование воздействия на призабойную зону пласта осуществлялось с применением гидродинамического симулятора tNavigator. Геологическая модель имела параметры сетки  $100 \times 100 \times 10 \text{ м}$ . Сетка в области ПЗП для большей точности моделирования была измельчена дополнительно. Данные по пористости модели были взяты из промысловых данных и адаптированы для модели с помощью нормального распределения. Проницаемость ячеек определялась согласно зависимости пористости от проницаемости по уравнению связи (1):

$$Lg K_{пр} = 0,376 K_p - 2,885, \quad (1)$$

где  $K_p$  – коэффициент пористости;  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости, полученный в результате исследования керна с каверново-поровым типом пустотного пространства.

Моделирование загрязнения ПЗП осуществлялось путем снижения проницаемости в данной зоне. Снижение проницаемости определялось по результатам гидродинамических исследований. Далее производился расчет гидродинамической модели.

В программном продукте Matlab создавалась модель на основе инвазивной перколяции. После этого результаты расчётов в Matlab загружались в tNavigator, где выполнялся расчет гидродинамической модели. Проницаемость в зонах проникновения кислотного раствора оценивалась в результате проведения многовариантного моделирования и была принята равной 250 мД. Графическая иллюстрация моделирования каналов проникновения кислоты показана на рис. 5.

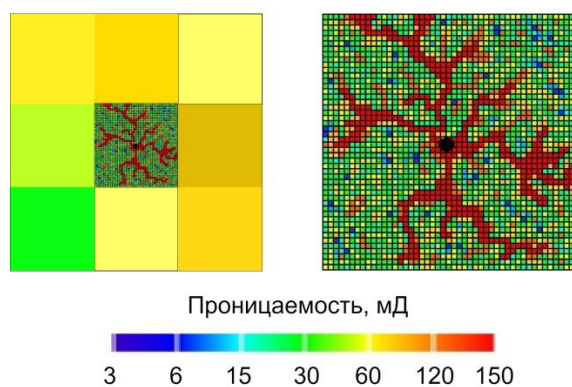


Рис. 5. Изменение проницаемости при моделировании кислотной обработки

Fig. 5. Permeability change in acid treatment simulation

По результатам моделирования работы скважины до и после СКО построены графики среднемесячных дебитов жидкости и нефти для сравнения фактических данных после стимуляции и расчетных показателей (рис. 6, 7). Разница в фактической и расчетной

накопленной добыче составляет по нефти  $332,2 \text{ м}^3$ , по жидкости  $1337,9 \text{ м}^3$ , а погрешность расчета не превышает 7 %.

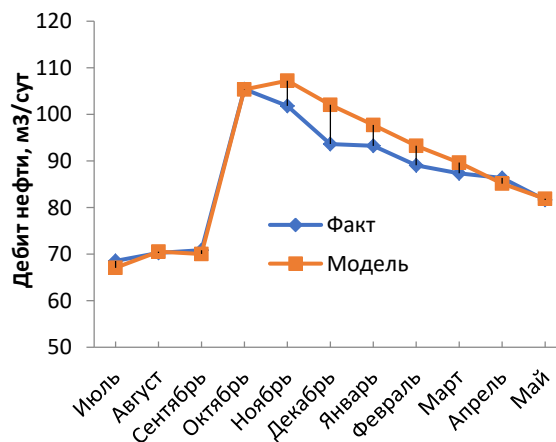


Рис. 6. Результат расчёта модели для дебита скважины по нефти

Fig. 6. Simulation result for oil flow rate

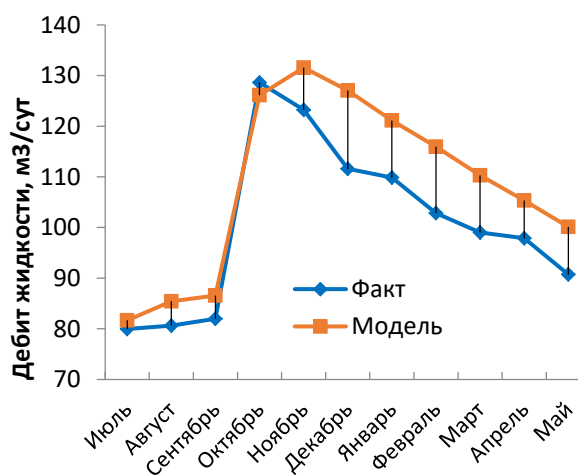


Рис. 7. Результат расчёта модели для дебита скважины по жидкости

Fig. 7. Simulation result for liquid flow rate

#### Заключение

Применение теории инвазивной перколяции для стохастических процессов фильтрации активных растворов позволяет достаточно точно смоделировать проникновение кислотного раствора в призабойную зону. В этом случае удастся учесть неоднородность фильтрационных характеристик пористости и проницаемости, случайный характер создаваемых каналов. Апробация данного подхода по результатам кислотного воздействия в скважине № 70 Западно-Сихорейского месторождения показывает хорошую сходимость расчетных показателей с фактическими.

Стоит отметить, что при использовании перколяционного подхода имеют место сложности, связанные с дискретизацией объекта (ПЗП). В связи с этим возникает необходимость определения минимального

размера ячейки для соответствия физического масштаба протекающих процессов масштабу модели. При моделировании необходимо учитывать существенное различие типов коллекторов – от чисто трещинных до порово-кавернозных. Дополнительно необходимо, наряду с моделированием червоточин методом перколяции, определять технологический режим проведения кислотной обработки с расчётом параметров закачки (расхода и объёма закачки, давления и т. д.).

На настоящий момент перколяционный подход недостаточно применяется при моделировании процессов гидродинамики, в частности воздействия на

ПЗП различными реагентами. Для дальнейшего развития этого направления необходимо продолжить целенаправленные лабораторные исследования и обработку промысловых данных по воздействию на ПЗП.

Вышеописанный подход к прогнозированию эффективности геолого-технических мероприятий можно реализовать при планировании всех мероприятий, направленных на изменение состояния фильтрационных характеристик ПЗП: селективную водоизоляцию, гидрофобизацию с изменением смачиваемости породы и т. п. В каждом отдельном случае необходимо определять и моделировать критический параметр, влияющий на изменение фильтрации.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каневская Р.Д., Новиков А.В. Методы моделирования червоточин при соляно-кислотном воздействии на карбонатные пласты // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 3. – С. 19–28.
2. Новиков В.А. Прогнозирование эффективности кислотного воздействия на основе построения математических моделей, учитывающих технологию и используемую композицию // Технологии нефти и газа. – 2021. – № 1 (132). – С. 30–35.
3. Хузин Р.А., Хижняк Г.П. Моделирование многократных кислотных обработок карбонатных коллекторов с учетом комплексного строения околоскважинной зоны пласта // Евразийское Научное Объединение. – 2020. – № 3–6 (61). – С. 421–426
4. Acheampong T., Phimister E., Kemp A. An optimisation model for incentivising the development of marginal oil and gas fields amidst increasingly complex ownership patterns: UKCS case study // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109109.
5. Garrouch A.A., Jennings A.R. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 158. – P. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045.
6. Kinetic modeling of malondialdehyde reactivity in oil to simulate actual malondialdehyde formation upon lipid oxidation / A. Vandemoortele, P.M. Heynderickx, L. Leloup, B. de Meulenaer // Food Research International. – 2021. – V. 140. DOI: 10.1016/j.foodres.2020.110063.
7. Matuz T., Rathinaswamy B. Habituation of visual evoked responses in neonates and fetuses: a MEG study // Developmental Cognitive Neuroscience. – 2012. – V. 2. – Iss. 3. – P. 303–316. DOI: 10.1016/j.dcn.2012.03.001.
8. Математическое моделирование и оптимизация солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах / Г.Т. Булгакова, Р.Я. Харисов, А.Р. Шарифуллин, А.В. Пестриков // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 35. – С. 22–29.
9. Ali M.T., Ezzat A.A., Nasr-El-Din H.A. A model to simulate matrix-acid stimulation for wells in dolomite reservoirs with vugs and natural fractures // SPE journal. – 2020. – V. 25. – № 2. – P. 609–631.
10. Experimental investigation of acid imbibition on matrix and fractured carbonate rich shales / T.W. Teklu, H.H. Abass, R. Hanashmoon, J.C. Carratu, M. Ermila // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 45. – P. 706–725. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.06.001.
11. Ndonhong V., Belostrino E., Zhu D. Acid jetting in carbonate rocks: an experimental study // SPE Production & Operations. – 2018. – № 33 (02). – P. 382–392. DOI: 10.2118/180113-PA.
12. Вольнов И.А., Каневская Р.Д. Моделирование солянокислотного воздействия на карбонатные коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 97–99.
13. Дорфман М.Б., Сентемов А.А. Влияние фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 124–130.
14. Энергия связи электронов или дырок в кластерах Cu–O: точная диагонализация гамильтониана Эмери / В.Ф. Ельсин, В.А. Кашурников, Л.А. Опёнов, А.И. Подливаев // Письма ЖЭТФ. – 1991. – № 99 (1). – С. 237–248.
15. Zhao Y., Khandagale P., Majidi C. Modeling electromechanical coupling of liquid metal embedded elastomers while accounting stochasticity in 3D percolation // Extreme Mechanics Letters. – 2021. – V. 48. DOI: 10.1016/j.eml.2021.101443.
16. Epidemics, the Ising-model and percolation theory: a comprehensive review focused on Covid-19 / I.F. Mello, L. Squillante, G.O. Gomes, A.C. Seridonio, M. de Souza // Physica A: Statistical Mechanics and its Applications. – 2021. – V. 573. DOI: 10.1016/j.physa.2021.125963.
17. Deep neural networks predicting oil movement in a development unit / P. Temirchev, M. Simonov, R. Kostoev, E. Burnaev, I. Oseledets, A. Akhmetov, A. Margarit, A. Sitnikov, D. Koroteev // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 184. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106513.
18. Coastlines and percolation in a model for hierarchical random deposition / J. Bex, E. Bervoets, C.V. Giuraniuc, J.O. Indekeu // Physica A: Statistical Mechanics and its Applications. – 2021. – V. 574. DOI: 10.1016/j.physa.2021.125998.
19. Hamidreza H., Behmanesh H., Clarkon Ch.R. A semi-analytical approach for analysis of the transient linear flow regime in tight reservoirs under three-phase flow conditions // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 54. – P. 283–296. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.04.004.
20. Kadet V.V., Galechyan A.M. Accounting for fluid rheology in the hydrophobization model of relative permeability hysteresis // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. – 2017. – V. 58. – Iss. 6. – P. 1004–1012.
21. Liu J., Regenauer-Lieb K. Application of percolation theory to microtomography of rocks // Earth-Science Reviews. – 2021. – V. 214. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103519.
22. Liu Y., Wilkinson A. Rheological percolation behaviour and fracture properties of nanocomposites of MWCNTs and a highly crosslinked aerospace-grade epoxy resin system // Composites Part A: Applied Science and Manufacturing. – 2018. – V. 105. – P. 97–107.
23. Caio S.A., Darllen G., Heloysa M.C. An on-line system using ion-imprinted polymer for preconcentration and determination of bismuth in seawater employing atomic fluorescence spectrometry // Talanta. – 2018. – V. – 184. – P. 87–92. DOI: 10.1016/j.talanta.2018.02.089.
24. Grabowski K., Zbyrad P. Multiscale electro-mechanical modeling of carbon nanotube composites // Computational Materials Science. – 2017. – V. 135. – P. 169–180. DOI: 10.1016/j.commatsci.2017.04.019.
25. Theoretical modeling and experimental verification of percolation threshold with MWCNTs' rotation and translation around a growing bubble in conductive polymer composite foams / S. Wang, Y. Huang, Ch. Zhao, E. Chang, A. Ameli, H.E. Naguib, Ch.B. Park // Composites Science and Technology. – 2020. V. – 199. DOI: 10.1016/j.compscitech.2020.108345.
26. Zhao S., Zhu D., Bai B. Experimental study of degradable preformed particle gel (DPPG) as temporary plugging agent for carbonate reservoir matrix acidizing to improve oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 205. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108760.

27. Абдулалиев Ф.А., Бельшина Ю.Н. Применение теории перколяции для описания фрактального структурообразования элементов в неоднородных средах на примере горения полимерных материалов при пожаре // Современные проблемы гражданской защиты. – 2016. – № 2 (19). – С. 21–24.
28. Aryanfar A., Medlej S., Tarhini Goddard A. III. 3D percolation modeling for predicting the thermal conductivity of graphene-polymer composites // Computational Materials Science. – 2021. – V. 197. DOI: 10.1016/j.commatsci.2021.110650.
29. Иудин Ф.Д., Иудин Д.И., Казанцев В.Б. Перколяционный переход в активных нейронных сетях с адаптивной геометрией // Письма в ЖЭТФ. – 2015. – № 101 (4). – С. 289–293.
30. Multi-range percolation model on the square lattice / C.S. do Amaral, M. Schnabel, B.N.B. de Lima, A.P.F. Atman // Physica A: Statistical Mechanics and its Applications. – 2019. – V. 535. DOI: 10.1016/j.physa.2019.122383.
31. Percolation and conductivity development of the rod networks within randomly packed porous media / W. Mingzhi, L. Yushi, Q. Beimeng, A. Abir, W. Wei // Composites Part B: Engineering. – 2020. – V. 187. DOI: 10.1016/j.compositesb.2020.107837.
32. Li W., Wang Z., Qiao L. Determination of the optimal spacing of water curtain boreholes for underground oil storage from the perspective of percolation theory // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2020. – V. 97. DOI: 10.1016/j.tust.2019.103246.
33. Kadet V.V., Maximenko A.A. Determination of relative permeabilities using the network models of porous media // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2000. – V. 28. – Iss. 3. – P. 145–152.
34. Application and development trend of artificial intelligence in petroleum exploration and development / Lichun Kuang, He Liu, Yili Ren, Kai Luo, Mingyu Shi, Jian Su, Xin Li // Petroleum Exploration and Development. – 2021. – V. 48. – Iss. 1. – P. 1–14. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60001-0.
35. Variations in bounding and scanning relative permeability curves with different carbonate rock types / M.R. Dernaika, M.A. Basioni, A. Dawoud, M.Z. Kalam, S.M. Skjæveland // Paper SPE 162265. 2012 Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition. – Abu Dhabi, 2012. – P. 11–14.
36. Fangbo X., Zhiping X., Yakobson B.I. Site-percolation threshold of carbon nanotube fibers – Fast inspection of percolation with Markov stochastic theory // Physica A: Statistical Mechanics and its Applications. – 2014. – V. 407. – P. 341–349. DOI: 10.1016/j.physa.2014.04.013.

Поступила 22.06.2022 г.

#### Информация об авторах

**Сентемов А.А.**, аспирант кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова.

**Дорфман М.Б.**, кандидат технических наук, доцент кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова.

UDC 622.276.63

## PERCOLATION APPROACH IN RESERVOIR SIMULATION OF WELL TREATMENT METHODS

Andrey A. Sentemov<sup>1</sup>,  
sentemov.a.a@yandex.ru

Mikhail B. Dorfman<sup>1</sup>,  
m.dorfman@narfu.ru

<sup>1</sup> Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov,  
17, Severnaya Dvina embankment, Arkhangelsk, 163002, Russia.

**Relevance.** When planning the operation of bottomhole zone treatment, it is important to predict the obtained technological and economic effect. Hydrodynamic modeling is a very useful tool to achieve this aim. When modeling the movement of fluids in a porous space, it is necessary to use models that take into account the complex structure of pores and channels in the bottomhole zone. One of the approaches, modelling the reservoir complex structure with using grids, is described by the percolation theory.

**The main aim** of this work is to evaluate the possibility of using the percolation theory to simulate the heterogeneous reservoir properties of the bottomhole zone.

**Methods:** modeling method based on the percolation theory. In the field of natural sciences, the percolation theory is used to determine the values of the percolation threshold for fluid flow through a porous space with a complex channel structure. Modeling the porous space of oil reservoir using a percolation theory seems to be a promising direction. This approach takes into account the heterogeneity of bottomhole zone reservoir properties, the complex structure of the acid compositions flow in the porous space and the fractal nature of formation of new channels.

**Results.** The article presents the results of modeling a well acidizing based on field data. The simulation results using the percolation theory show a good convergence of the calculated indicators with the actual data. The percolation method can also be used to simulate enhanced oil recovery methods: injection of surfactants, polymers, complex water flooding, acid treatments, and other methods. In hydrodynamic modeling, describing the movement of fluids in porous space the percolation approach aims to take into account the features of pore channels structure and the interaction of fluids with surface of formation.

**Key words:**

Hydrodynamic modeling, reservoir properties, bottomhole zone, percolation theory, matrix acidizing, permeability.

## REFERENCES

1. Kanevskaya R.D., Novikov A.V. Methods of wormholes simulation under hydrochloric acid impact on carbonate formations. *Oil field engineering*, 2018, no. 3, pp. 19–28. In Rus.
2. Novikov V.A. Forecasting efficiency of acid impact on the basis of construction of mathematical models taking into account the technology and used composition. *Oil and Gas Technologies*, 2021, no. 1 (132), pp. 30–35. In Rus.
3. Khuzin R.A., Khizhniak G.P. Modelirovanie mnogokratnykh kislotnykh obrabotok karbonatnykh kollektorov s uchetom kompleksnogo stroeniya okoloskvazhinnoy zony plasta [Modeling multiple acid treatments of carbonate reservoirs taking into account the complex structure of the near-wellbore formation zone]. *Eurasian scientific association*, 2020, no. 3–6 (61), pp. 421–426.
4. Acheampong T., Phimister E., Kemp A. An optimisation model for incentivising the development of marginal oil and gas fields amidst increasingly complex ownership patterns: UKCS case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109109.
5. Garrouch A.A., Jennings A.R. Contemporary approach to carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, no. 158, pp. 129–143. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.08.045.
6. Vandemoortele A., Heynderickx P.M., Leloup L., De Meulenaer B. Kinetic modeling of malondialdehyde reactivity in oil to simulate actual malondialdehyde formation upon lipid oxidation, *Food Research International*, 2021, no. 140. DOI: 10.1016/j.foodres.2020.110063.
7. Matuz T., Rathinaswamy B. Habituation of visual evoked responses in neonates and fetuses: a MEG study. *Developmental Cognitive Neuroscience*, 2012, no. 2, Iss. 3, pp. 303–316. DOI: 10.1016/j.dcn.2012.03.001.
8. Bulgakov G.T., Kharisov R.Ya., Sharifullin A.R., Pestrikov A.V. Mathematical modeling and optimizing the design of matrix treatments in carbonate reservoirs. *Scientific and technical bulletin of Rosneft Oil Company*, 2014, no. 35, pp. 22–29. In Rus.
9. Ali M.T. A model to simulate matrix-acid stimulation for wells in dolomite reservoirs with vugs and natural fractures. *Spe Journal*, 2020, vol. 25, no. 2, pp. 609–631.
10. Teklu T.W., Abass H.H. Experimental investigation of acid imbibition on matrix and fractured carbonate rich shales. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol. 45, pp. 706–725. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.06.001.
11. Ndonhong V. Acid jetting in carbonate rocks: an experimental study. *SPE Production & Operations*, 2018. vol. 33 (02), pp. 382–392. DOI: 10.2118/180113-PA.
12. Kanevskaya R.D., Volnov I.A. Acidizing simulation of carbonate reservoir. *Oil industry*, 2009, no. 7, pp. 97–99. In Rus.
13. Dorfman M.B., Sentemov A.A. Influence of reservoir properties of the bottomhole zone on acidizing efficiency. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 124–130. In Rus.
14. Elsin V.F., Kashurnikov V.A., Openov L.A., Podlivaev A.I. Energiya svyazi elektronov ili dyrok v klasterakh Cu–O: tochnaya diagonalizatsiya Gamiltoniana Emeri [Binding energy of electrons or holes in Cu–O clusters: an exact diagonalization of the Emery Hamiltonian]. *Journal of Experimental and Theoretical Physics Letters (JETP Letters)*, 1991, no. 99 (1), pp. 237–248.
15. Zhao Y. Modeling electromechanical coupling of liquid metal embedded elastomers while accounting stochasticity in 3D percolation. *Extreme Mechanics Letters*, 2021, vol. 48. DOI: 10.1016/j.eml.2021.101443.
16. Mello I.F., Squillante L., Gomes G.O., Seridonio A.C., De Souza M. Epidemics, the Ising-model and percolation theory: a comprehensive review focused on Covid-19. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 2021, vol. 573. DOI: 10.1016/j.physa.2021.125963.
17. Simonov M., Kostoev R., Burnaev E., Oseledets I., Akhmetov A., Margarit A., Sitnikov A., Koroteev D., Temirchev P. Deep neural networks predicting oil movement in a development unit. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 184. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106513.



18. Berx J., Bervoets E., Giuraniuc C.V., Indekeu J.O. Coastlines and percolation in a model for hierarchical random deposition. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 2021, vol. 574. DOI: 10.1016/j.physa.2021.125998.
19. Hamdi H., Behmanesh H., Clarkson R. A semi-analytical approach for analysis of the transient linear flow regime in tight reservoirs under three-phase flow conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 54, pp. 283–296. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.04.004.
20. Kadet V.V., Galechyan A.M. Accounting for fluid rheology in the hydrophobization model of relative permeability hysteresis. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 2017, vol. 58, Iss. 6, pp. 1004–1012.
21. Liu J., Regenauer-Lieb K. Application of percolation theory to microtomography of rocks. *Earth-Science Reviews*, 2021, vol. 214. DOI: 10.1016/j.earscirev.2021.103519.
22. Liu Y., Wilkinson A. Rheological percolation behaviour and fracture properties of nanocomposites of MWCNTs and a highly crosslinked aerospace-grade epoxy resin system. *Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*, 2018, vol. 105, pp. 97–107.
23. Cao S.A., Darllen G., Heloysa M.C. An on-line system using ion-imprinted polymer for preconcentration and determination of bismuth in seawater employing atomic fluorescence spectrometry. *Talanta*, 2018, vol. 184, pp. 87–92. DOI: 10.1016/j.talanta.2018.02.089.
24. Grabowski K., Zbyrad P. Multiscale electro-mechanical modeling of carbon nanotube composites. *Computational Materials Science*, 2017, vol. 135, pp. 169–180. DOI: 10.1016/j.commatsci.2017.04.019.
25. Sai Wang, Yifeng Huang, Chongxiang Zhao, Eunse Chang, Amir Ameli, Hani E. Naguib, Chul B. Park. Theoretical modeling and experimental verification of percolation threshold with MWCNTs' rotation and translation around a growing bubble in conductive polymer composite foams. *Composites Science and Technology*, 2020, vol. 199. DOI: 10.1016/j.compscitech.2020.108345.
26. Zhao S., Zhu D., Baojun Bai. Experimental study of degradable preformed particle gel (DPPG) as temporary plugging agent for carbonate reservoir matrix acidizing to improve oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 205. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108760.
27. Abdulaliev F.A., Belshina Y.N. The application of percolation theory to describe the fractal structure of the elements in inhomogeneous media by the example of combustion of polymer materials in case of fire. *Modern problems of civil protection*, 2016, no. 2 (19), pp. 21–24. In Rus.
28. Aryanfar A., Medlej S. 3D percolation modeling for predicting the thermal conductivity of graphene-polymer composites. *Computational Materials Science*, 2021, vol. 197. DOI: 10.1016/j.commatsci.2021.110650.
29. Iudin F.D., Iudin D.I., Kazantsev V.B. Perkolyatsionny perekhod v aktivnykh neyronnykh setyakh s adaptivnoy geometriyey [Percolation transition in active neural networks with adaptive geometry]. *Journal of Experimental and Theoretical Physics Letters (JETP Letters)*, 2015, no. 101 (4), pp. 289–293.
30. Do Amaral C.S., Schnabel M., De Lima B.N.B., Atman A.P.F. Multi-range percolation model on the square lattice. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 2019, vol. 535. DOI: 10.1016/j.physa.2019.122383.
31. Mingzhi W., Yushi L., Beimeng Q., Abir A., Wei W. Percolation and conductivity development of the rod networks within randomly packed porous media. *Composites Part B: Engineering*, 2020, vol. 187. DOI: 10.1016/j.compositesb.2020.107837.
32. Li W., Wang Z., Qiao L. Determination of the optimal spacing of water curtain boreholes for underground oil storage from the perspective of percolation theory. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2020, vol. 97. DOI: 10.1016/j.tust.2019.103246.
33. Kadet V.V., Maximenko A.A. Determination of relative permeabilities using the network models of porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2000, vol. 28, Iss. 3, pp. 145–152.
34. Lichun Kuang, He Liu, Yili Ren, Kai Luo, Mingyu Shi, Jian Su, Xin Li. Application and development trend of artificial intelligence in petroleum exploration and development. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, vol. 48, Iss. 1, pp. 1–14. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60001-0.
35. Dernaika M.R., Basoni M.A., Dawoud A., Kalam M.Z., Skjæveland S.M. Variations in bounding and scanning relative permeability curves with different carbonate rock types. *Paper SPE 162265. 2012 Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition. Abu Dhabi*, 2012. pp. 11–14.
36. Fangbo X., Zhiping X., Yakobson B.I. Site-percolation threshold of carbon nanotube fibers—Fast inspection of percolation with Markov stochastic theory. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 2014, no. 407, pp. 341–349. DOI: 10.1016/j.physa.2014.04.013.

Received: 22 June 2022.

#### Information about the authors

**Andrey A. Sentemov**, post-graduate student, Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov.

**Mikhail B. Dorfman**, Cand. Sc., associate professor, Northern (Arctic) Federal University named after M.V. Lomonosov.