

Влияние строения пласта на достоверность оценки пористости и проницаемости с помощью CRM-модели

Никита Сергеевич Буланов¹, Сергей Викторович Степанов²

¹ Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

² ООО «РН – Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Контакт для переписки: nek103@mail.ru ✉

Аннотация. В статье рассматривается влияние специфики одной емкостно-резистивной модели CRM, адаптированной для разных типов геологического строения, на интерпретируемые значения пористости и проницаемости пласта. Исследования выполнены на основе синтетических данных с учетом масштабного эффекта и неоднородности пласта. Адаптация модели CRM на этапе, когда забойное давление постоянно, позволило идентифицировать временную константу. Далее путем учета непостоянного забойного давления на интервале проверки определены интерпретированные значения пористости и проницаемости, характеризующие геологическую структуру объекта моделирования. Выявлено, что для неоднородных пластов интерпретированные пары «пористость–проницаемость» могут отличаться от значений, полученных по зависимости между этими свойствами, установленной для рассматриваемого пласта с учетом масштабного эффекта. Это указывает на то, что специфика пространственной структуры пласта не только влияет на интерпретируемые значения фильтрационно-емкостных свойств, но и может формировать иную петрофизическую зависимость, учитывающую специфику модели CRM.

Ключевые слова: математическое моделирование, CRM, неопределенность, масштабный эффект

Цитирование: Буланов Н. С., Степанов С. В. 2026. Влияние строения пласта на достоверность оценки пористости и проницаемости с помощью CRM-модели // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 12. № 2 (46). С. 155–170. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2026-12-2-155-170>

Поступила 13.02.2026; одобрена 14.05.2026; принята 15.05.2026

The influence of reservoir structure on the reliability of porosity and permeability estimation using the CRM model

Nikita S. Bulanov¹, Sergey V. Stepanov²

¹ University of Tyumen, Tyumen, Russia

² LLC “RN – Geology Research and Development”, Tyumen, Russia

Corresponding author: nek103@mail.ru✉

Abstract. This article examines the impact of a single capacitance-resistive model (CRM), adapted for different geological structures, on the interpreted reservoir porosity and permeability values. The study was conducted using synthetic data accounting for scale effects and reservoir heterogeneity. Matching the CRM model at a stage, where bottomhole pressure was constant, allowed us to identify the time constant. Subsequently, by accounting for variable bottomhole pressure over the validation interval, interpreted porosity and permeability values characterizing the geological structure of the modeled object were determined. It was revealed that for heterogeneous formations, the interpreted porosity–permeability pairs may differ from the values obtained using the relation between these properties established for the given formation, taking into account the scale effect. This indicates that the specific spatial structure of the formation not only influences the interpreted values of reservoir properties but can also shape a different petrophysical relation that accounts for the specific features of the CRM model.

Keywords: mathematical modeling, CRM, uncertainty, scale effect

Citation: Bulanov, N. S. & Stepanov, S. V. (2026). The influence of reservoir structure on the reliability of porosity and permeability estimation using the CRM model. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 12(2), 155–170. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2026-12-2-155-170>

Received Feb. 13, 2026; Reviewed May 14, 2026; Accepted May 15, 2026

Введение

Проблема прогнозирования добычи в условиях недостаточной информации о пласте является одной из основных при управлении разработкой нефтяных месторождений [Дейк, 2012]. Традиционный подход, основанный на построении детальных трехмерных гидродинамических моделей (ГДМ), требует значительных временных и вычислительных ресурсов, а также большого объема исходных данных, которые зачастую доступны

лишь на поздних стадиях разработки [Aziz, 1993; Ertekin et al., 2001]. В связи с этим сохраняется потребность в инструментах, позволяющих оперативно получать оценки характеристик пласта и прогнозы добычи при ограниченной информации.

В этом контексте аналитические модели, сочетающие простоту и физическую обоснованность [Жетруов и др., 2022], представляют особый интерес, поскольку такие модели имеют небольшое (относительно ГДМ) число параметров, а значит, имеют по сравнению с ГДМ существенно меньшую неопределенность. Одной из таких аналитических моделей является емкостно-резистивная модель CRM (capacitance-resistive model), первоначально развитая в работах М. Sayarroug и др. [2009]. Модель основана на уравнении материального баланса и описывает взаимосвязь между закачкой и добычей через две ключевые характеристики: емкость (capacitance), связанную с поровым объемом, и сопротивление (resistance), отражающее проводимость среды [Liang et al., 2007].

Важнейшее достоинство CRM, отмеченное в обзоре de Holanda R. W. и др. [2018], заключается в ее способности количественно оценивать связность между скважинами и прогнозировать кратко-среднесрочную добычу на основе минимального набора промысловых данных, что делает ее мощной альтернативой трудоемкому гидродинамическому моделированию в ряде практических задач.

В статье [Шевцов и др., 2020] приводятся результаты исследования прогностической способности CRM и ГДМ, согласно которым «фактор незнания точного распространения свойств является более весомым, чем фактор детальности в описании фильтрационных процессов». Иными словами, корректная идентификация параметров модели CRM, количество которых соизмеримо с количеством скважин, значительно надежнее, чем идентификация параметров ГДМ, количество которых соизмеримо с количеством расчетных ячеек, что, очевидно, сказывается и на точности прогнозирования.

Существуют несколько модификаций CRM, одна из наиболее распространенных — модификация CRMP [Степанов и др., 2021; Sudaryanto, Yortsos, 2001], формула которой имеет вид:

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

где $q_j(t_n)$ — дебит жидкости скважины j в момент времени t_n ; $q_j(t_0)$ — дебит жидкости в начальный момент времени t_0 ; τ_j — временная константа (тау); Δt_k — временной шаг; f_{ij} — коэффициент взаимодействия; I_i — приемистость скважины i ; J_j — коэффициент продуктивности; $\Delta p_{wf}^{(k)}$ — изменение забойного давления.

Временная константа, как видно из формулы (1), играет принципиальную роль в модели CRM, она определяется по формуле:

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

где C_t — общая сжимаемость; V_p — поровый объем области дренирования. В модификации CRMP параметры τ , V_p , J характеризуют область дренирования скважины, а значит, учитывают ее специфику, обусловленную строением пласта, количеством и расположением влияющих нагнетательных скважин.

Для практических целей важно понимать величину порового объема и коэффициента продуктивности [Поплыгин, Соколов, 2020]. Эти величины имеют очевидную практическую значимость, но, кроме этого, заметим, что в формуле (1) учитывается нестационарность забойного давления, и корректность соответствующего слагаемого зависит не только от корректности данных по динамике забойного давления, но и от корректности множителя $J\tau$ или от эквивалентного ему множителя $C_t V_p$.

Поскольку величины V_p и J совместно входят в формулу (2), то идентификация параметра τ не позволяет однозначно их определить. Таким образом, имеет место неопределенность, которую необходимо оценить. Помочь в этом может то обстоятельство, что поровый объем зависит от пористости, коэффициент продуктивности зависит от проницаемости, а между пористостью и проницаемостью, как известно по лабораторным исследованиям керна, существует выраженная тенденция — чем больше пористость, тем больше проницаемость [Жуков, Моторыгин, 2019].

Использование зависимостей между пористостью и проницаемостью, полученных по керновым данным, не правомерно, поскольку имеет место масштабный эффект [Михайлов, Полищук, 2014], что вносит дополнительную неопределенность при интерпретации рассматриваемых множителей в формуле (2). Важно, что получение зависимостей на разных масштабах должно происходить на представительных данных, что вытекает из понимания элементарного представительного объема (Representative Elementary Volume, REV) [Хасанов, Лоншаков, 2020]. Проблема масштабирования свойств неоднородных сред детально исследована в работе [Renard, Marsily, 1997], которая показала, что эффективная проницаемость может существенно отличаться от среднеарифметических или среднегармонических значений, особенно в средах с высокой контрастностью свойств. Позднее Jonoud, Jackson [2008] на примере анализа фильтрационных процессов в песчаниках подтвердили, что достижение REV для проницаемости требует существенно больших объемов, по сравнению с пористостью, что напрямую влияет на корректность петрофизических моделей, используемых при интерпретации.

Кроме того, неопределенность в идентификации параметров модели CRM может быть обусловлена тем, что значения V_p и J связаны с тем, что определяющие их значения пористости и проницаемости являются следствиями того, как пространственно устроен пласт. Другими словами, одно значение пористости, характеризующее область дренирования, может соответствовать разным распределениям пористости в этой зоне дренирования. Аналогичное обстоятельство имеет место и для проницаемости. Поэтому крайне важно учитывать особенности геологического строения и неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) при работе с фильтрационными моделями [Ertekin et al., 2019; Пятибратов, 2015; Мищенко и др., 2004].

Вообще говоря, проблема неопределенности при CRM-моделировании не нова, она исследовалась в разных контекстах. В качестве примера приведем ряд работ. В статье [Алтуний и др., 2012] говорится о применении модели CRM для решения задачи о разделении добычи по совместно разрабатываемым пластам. Неопределенность получаемых коэффициентов нивелируется посредством регуляризации решения обратной задачи весовыми множителями, вычисляемыми с использованием теории нечетких множеств. В статье [Афанаскин и др., 2020] приводятся результаты применения модели CRM для оценки ФЕС и анализа взаимодействия скважин, фактически решая обратную задачу и показывая, что параметры модели несут в себе информацию о геологии пласта, при этом различные геологические варианты могут приводить к схожим расчетным режимам работы скважин. Кроме того, продемонстрированы успехи в применении CRM для выделения зон коллекторов с ухудшенными ФЕС на основе предположения, что проницаемость может экспоненциально или степенным образом изменяться в динамике, и авторы встроили эту зависимость в расчет. Таким образом, модель стала учитывать нестационарность свойств пласта в процессе эксплуатации [Mirzayev et al., 2017].

В работе Т. А. Поспеловой [2021] предпринята прямая интеграция возможностей CRM и стохастико-аналитической модели для задач заводнения, в результате этой интеграции автор приходит не к минимизации этих неопределенностей, а к созданию более сбалансированного инструмента. Итогом является суженный и обоснованный диапазон возможных геологических реализаций, который лучше соответствует как статическим данным, так и фактическим динамическим откликам, что позволяет принимать более взвешенные решения по управлению заводнением.

Учитывая вышесказанное, следует, что модель CRM можно использовать не только как инструмент для анализа и прогнозирования разработки, но и как инструмент, позволяющий интерпретировать свойства пласта, релевантные зоне дренирования скважины, которая может быть разной исходя из типа модели CRM. В этой связи цель данной работы — изучение того, насколько могут отличаться значения пористости и проницаемости, соответствующие значению константы времени, позволяющей настроить модель CRM на фактические данные с аналогичными значениями этих фильтрационно-емкостных свойств, следующих из зависимости, характеризующей пласт на масштабе, релевантном фации.

Методы

Рассмотрим наиболее простой случай, соответствующий эксплуатации залежи в неоднородном пласте в режиме истощения пластовой энергии применительно к одной добывающей скважине. Считаем, что пласт имеет предельное насыщение нефтью, т. е. в отсутствие закачки воды имеем однофазную постановку и добыча жидкости эквивалента добыче нефти, а забойное давление постоянно. Для такой постановки формула (1) сводится к виду:

$$q(t_n) = q(t_0) \left(e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau}\right)} \right). \quad (3)$$

Для случая переменного забойного давления обобщенное уравнение для одиночной скважины, следующее из уравнения (1), имеет вид:

$$q(t_n) = q(t_0) \left(e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau}\right)} \right) + \left\{ e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau}\right)} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau}} \right) \left[-J \tau \frac{\Delta p_{wf}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] \right\}. \quad (4)$$

Физические допущения, заложенные в уравнение (1): пласт считается однородным в области дренирования скважины, жидкость слабосжимаема, фильтрация подчиняется линейному закону Дарси, изменение забойного давления происходит ступенчато на каждом временном шаге. Модель не учитывает гравитационные и капиллярные эффекты.

Рассмотрим три фактора неопределенности: масштабный эффект, строение пласта и объем области дренирования. Все эти факторы связаны между собой тем, что строение пласта влияет на конфигурацию и объем зоны дренирования и проявляет себя на масштабе, характерном для понятия «фация». Напомним, что существует несколько уровней организации осадочных отложений [Бегма, Белкина, 2017], среди которых к настоящей работе имеют отношение два соседних уровня — порода и фация. Порода релевантна масштабу образцов керна, фация — масштабу расстояний между скважинами или в рассматриваемом случае — размеру залежи. Будем считать, что ФЕС породы устанавливаются путем исследований керна, а ФЕС фации могут быть получены путем математического моделирования исходя из понимания того, каким образом устроена фация и из каких типов пород она состоит. Специфика подобных исследований приведена в работах [Jonoud, Jackson, 2008; Степанов и др., 2024].

Будем рассматривать четыре варианта строения пласта. Вариант А предполагает однородное строение пласта, варианты Б, В, Г — неоднородное (рис. 1). Во всех четырех вариантах в окрестности скважины величина пористости равна 0,18 д.ед. Считаем, что в этих вариантах имеет место одна фация, состоящая из двух литотипов породы, распределенных в ней случайным образом, при этом первый литотип встречается в 9 раз чаще, чем второй.

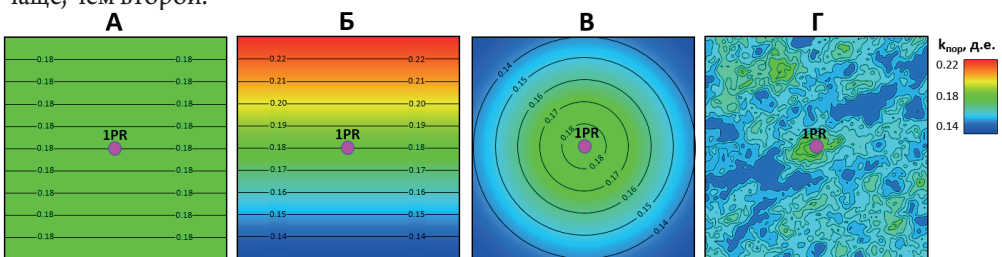


Рис. 1. Распределение пористости в вариантах строения пласта

Fig. 1. Distribution of porosity in reservoir structure variants

Для получения ФЕС фации и оценки масштабного эффекта использована гидродинамическая модель элемента фации размером $1200 \times 1200 \times 10$ м (объем 14,4 млн м³) с размером ячейки $5 \times 5 \times 5$ см (масштаб керна). С целью наглядного представления взаимного распространения двух литотипов показан фрагмент фации размером 1×1 м

на рис. 2. Для получения зависимости между пористостью и проницаемостью фации рассматривались различные варианты свойств литотипов, получаемых по петрофизическим зависимостям, обоснованным по результатам исследований реальных образцов керн. Такие варианты формировались по статистическим данным, полученным по этим же исследованиям керн.

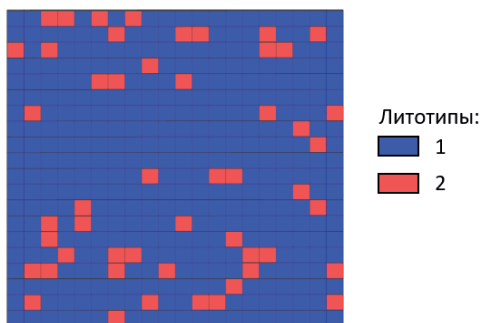


Рис. 2. Фрагмент фации размером 1×1 м с двумя литотипами

Fig. 2. Facies fragment 1×1 m with two lithotypes

На рис. 3 показаны исходные лабораторные данные по исследованиям реальных образцов керн, соответствующие им зависимости для литотипов и результирующая зависимость для фации, которая установлена по представительным данным, исходя из анализа зависимости ФЕС от физического объема области исследований (фрагмента фации). На рис. 4 даны такие зависимости для проницаемости и пористости. Необходимо отметить, что REV для пористости оказался меньше, чем REV для проницаемости. Отсюда можно сделать вывод, что при определении ФЕС использование объема, достаточного для REV пористости, может привести к некорректной оценке проницаемости.

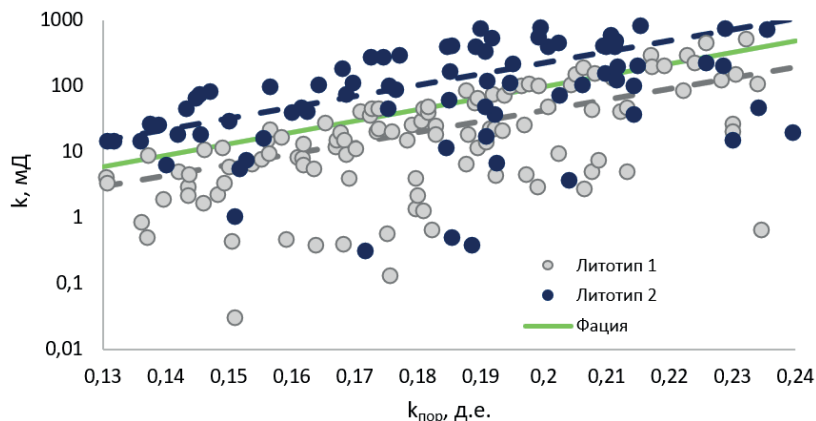


Рис. 3. Зависимости проницаемости от пористости для одной фации с двумя литотипами

Fig. 3. Dependence of permeability and porosity for one facies with two lithotypes

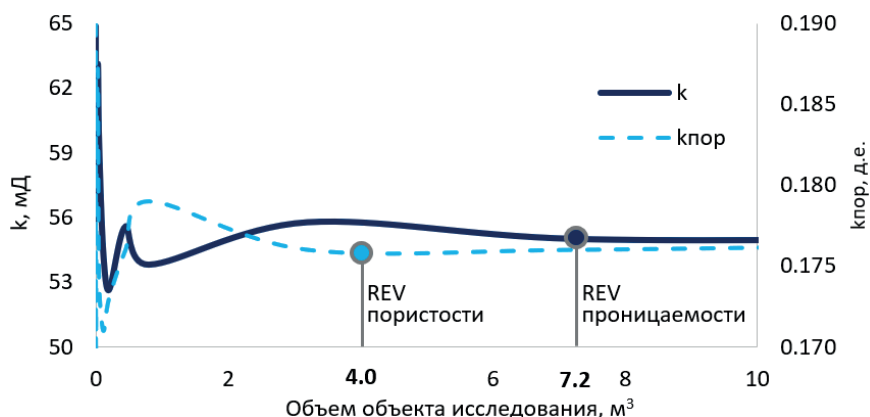


Рис. 4. Зависимость проницаемости и пористости от объема фрагмента фации

Fig. 4. Dependence of permeability and porosity on the volume of a facies fragment

Исследование неопределенностей ФЕС в рамках данной работы выполним по следующему алгоритму.

В период идентификации (первые шесть месяцев) расчеты проводятся с постоянным забойным давлением ($P_{заб}$), это позволяет оценить диапазон возможных решений CRM для описания динамики добычи жидкости ГДМ для четырех вариантов строения пласта. В качестве основных переменных выступают параметры J и V_p , описывающие τ . Вариация J ограничена диапазоном неопределенности k между петрофизическими зависимостями двух литотипов, V_p в свою очередь, прямо пропорционально зависит от пористости. В данном случае будет определено такое значение τ , при котором наблюдается максимальная сходимость с ГДМ, при этом получить одинаковую величину τ можно путем множества комбинаций значений J и V_p (2). Отсюда возникает вопрос. Как из множества решений выбрать то, которое отвечает действительности? Поэтому в период проверки (с седьмого месяца) учитывается нестационарность $P_{заб}$. Это позволяет сузить диапазон неопределенности в расчетах CRM и определить интерпретированные значения J и V_p . Последовательность шагов, следующая:

1. На основе калибровки CRM определяются значения τ и соответствующий ей диапазон J , позволяющие описать с большей точностью ГДМ с вариантами строения пласта А, Б, В, Г.
2. Из выборки множеств значений произведения $J\tau$ выбирается то, с помощью которого достигается максимальная сходимость с ГДМ в период проверки, тем самым подбирается интерпретированное значение коэффициента продуктивности $J_{инт}$.
3. Определяется значение проницаемости ($k_{инт}$) по формуле Дюпюи для $J_{инт}$.
4. С помощью уравнения (2) вычисляется V_p для $J_{инт}$. Зная объем рассматриваемой области моделирования (V) и V_p , интерпретированное среднее значение пористости ($k_{пор. инт.}$) рассчитывается из отношения V_p/V .

Описанный алгоритм позволит определить значения ФЕС с помощью CRM, сопоставить их с ГДМ и оценить точность интерпретируемых данных.

Результаты и обсуждение

Проведенные вычислительные эксперименты позволили последовательно оценить влияния геологических неопределенностей на интерпретацию ФЕС и расчетную добычу.

Подготовительная часть эксперимента была направлена на калибровку CRM на историческом периоде работы (шесть месяцев) скважины 1PR в условиях постоянного забойного давления. По результатам расчетов ГДМ с четырьмя вариантами строения пласта было сформировано множество реализаций CRM с вариацией величины τ для определения возможных решений с наибольшей сходимостью динамики дебитов жидкости.

Все четыре расчета ГДМ были описаны с помощью CRM с достаточной точностью, определены τ , с помощью которых это достигается. При этом при постоянном $P_{\text{заб}}$ отсутствует возможность достоверно интерпретировать составляющие временной константы из уравнения (2). Ключевым наблюдением является постоянство τ при множестве математически возможных вариаций J и V_p с учетом заданных диапазонов неопределенности.

Последующая часть исследования заключалась в преодолении неоднозначности калибровки и определении интерпретированных значений J и V_p для каждого варианта строения пласта. Для этого на прогнозном интервале было задано изменение $P_{\text{заб}}$. С использованием ранее описанного алгоритма были определены такие значения $J_{\text{инт}}$ и V_p , при которых расчетный отклик CRM наилучшим образом соответствует результатам ГДМ (рис. 5).

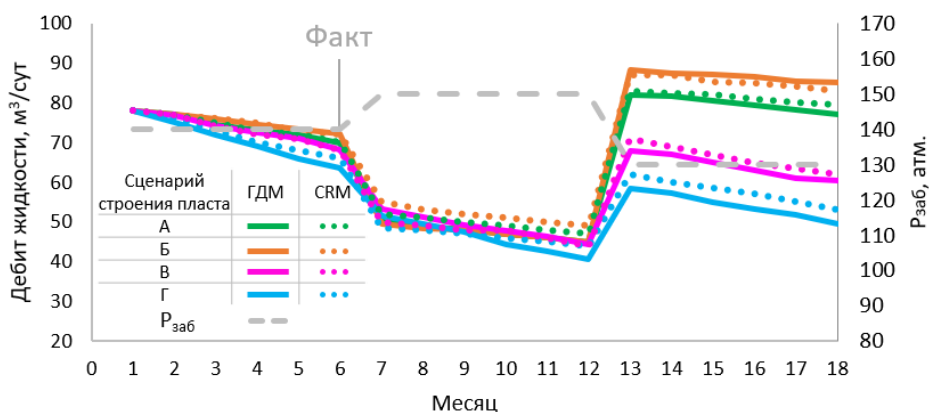


Рис. 5. Динамика дебитов ГДМ с изменяющимся $P_{\text{заб}}$ в прогнозном периоде, сопоставление с CRM

Fig. 5. Dynamics of flow rates of hydrodynamic model with changing bottomhole pressure in the forecast period, comparison with CRM

Учет изменения $P_{заб}$ позволил существенно сузить диапазоны неопределенности. Итоговые точечные оценки параметров для всех четырех вариантов приведены в табл. 1. Расчеты CRM достаточной степени коррелируют с данными ГДМ. Как видно, тенденция в уменьшении погрешности соответствует ранжированию моделей Г, Б, В, А, что согласуется с уровнем их сложности. Действительно, очевидно, что модель Г имеет самое сложное строение, модель А — самое простое.

Таблица 1. Результаты расчетов CRM на прогноз при изменяющемся $P_{заб}$ для четырех вариантов строения пласта
Table 1. Results of CRM calculations for forecasting with changing bottomhole pressure for four reservoir structure options

Параметр	CRM				ГДМ			
	А	Б	В	Г	А	Б	В	Г
τ , сут	18	17	23	30	–	–	–	–
$J_{инт.}$ ($м^3/сут$)/атм	1,90	2,20	1,30	0,90	1,83	2,11	1,25	0,82
$k_{инт.}$ мД	58	67	40	27	56	64	38	25
Погрешность $k_{инт}$ относ. ГДМ, %	4,0	4,5	4,1	9,4	–	–	–	–
V_p , млн $м^3$	2,6	2,9	2,3	2,1	2,5	2,8	2,2	1,9
$k_{пор. инт.}$ д.е.	0,182	0,199	0,159	0,145	0,175	0,191	0,153	0,132
Погрешность $k_{пор. инт}$ относ. ГДМ, %	4,0	4,5	4,1	9,4	–	–	–	–

Примечание: $k_{инт}$ — проницаемость, интерпретированная по коэффициенту продуктивности, $J_{инт}$ — через формулу Дюпюи; $k_{пор. инт.}$ — пористость, вычисленная как V_p/V , где V — объем моделируемой области. Значения ГДМ получены прямым осреднением по ячейкам модели.

Для оценки устойчивости сходимости расчетов CRM с ГДМ при разных динамиках $P_{заб}$ дополнительно был проведен ряд вычислительных экспериментов на варианте строения пласта Г, так как для описания динамики добычи он является наиболее сложным вследствие непредсказуемости его строения. Как можно увидеть на рис. 6, CRM с достаточной точностью описывает ГДМ, но более чувствительно реагирует на изменения $P_{заб}$ — это проявляется в более резком изменении дебита при одинаковых колебаниях забойного давления по сравнению с ГДМ, что связано с более высоким интерпретированным коэффициентом продуктивности $J_{инт.}$

На рис. 7 приведена линия зависимости проницаемости от пористости, соответствующая фации (та же, что и на рис. 3), и точки пористость–проницаемость, определенные путем интерпретации параметров модели CRM для рассмотренных вариантов строения пласта, также нанесены на график. Как видно, все эти точки, кроме той, что соответствует самому простому варианту А, лежат вне этой линии. Причиной расхождения параметров является физическое допущение CRM-модели об однородности пласта в области дренирования.

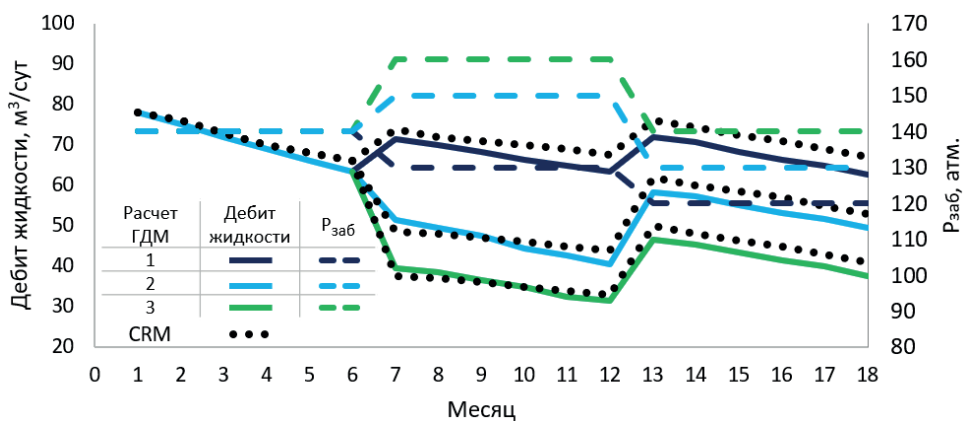


Рис. 6. Результаты расчетов CRM и ГДМ при различных динамиках $P_{заб}$ для варианта строения пласта Г

Fig. 6. Results of CRM and hydrodynamic model calculations for different bottomhole pressure dynamics for reservoir structure variant Г

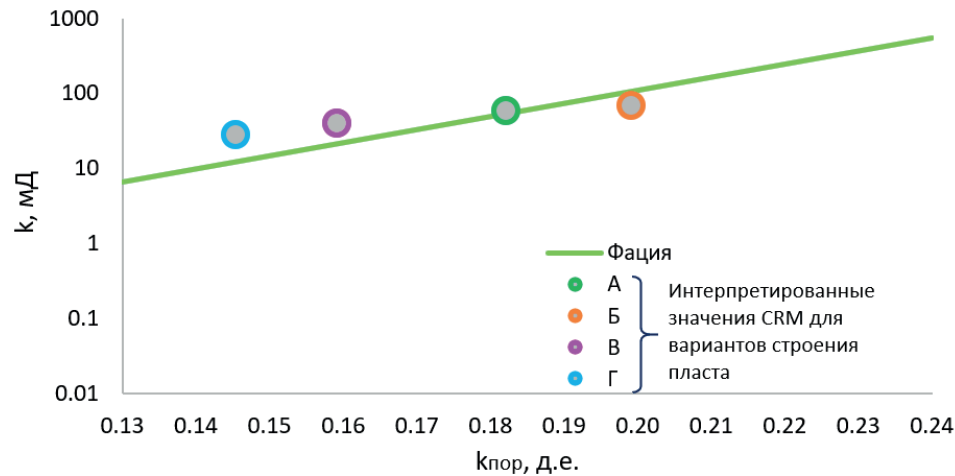


Рис. 7. Зависимости проницаемости от пористости для одной фации с двумя литотипами с нанесенными интерпретированными $k_{пор. инт.}$ $k_{инт}$

Fig. 7. Dependence of permeability and porosity for one facies with two lithotypes with plotted interpreted porosity and permeability values

В неоднородных средах CRM дает эффективные (эквивалентные) значения проницаемости и пористости, которые уже содержат поправку на неоднородность. Чем выше степень неоднородности, тем сильнее отличие интерпретированных значений от фактических. Кроме того, такая особенность может быть объяснена тем, что параметры модели, отражающие свойства пласта, связаны не только с их физическими значениями, но и со спецификой используемой модели. Другими словами, в модели

CRM средние значения пористости и проницаемости, характеризующие зону дренирования, это не только следствие того, как устроен пласт в этой зоне, но и следствие того, насколько проявляются особенности модели. Данное обстоятельство аналогично проявлению численных эффектов при воспроизведении на грубой ГДМ «фактических» промысловых данных, полученных на детальной синтетической ГДМ. То есть необходимость модификации параметров грубой ГДМ обусловлено не тем, что существует неопределенность в строении пласта и в достоверности промысловых данных, как это имеет место при моделировании реальных объектов, а обусловлено исключительно численными эффектами и ремасштабированием параметров модели.

Относительные погрешности, приведенные в табл. 1, рассчитаны как

$$\frac{x_{CRM} - x_{ГДМ}}{x_{ГДМ}} \times 100\%. \quad (5)$$

Совпадение погрешностей для проницаемости и пористости обусловлено прямой связью через объем и формулу Дюпюи в рамках принятых допущений. Данные табл. 1 и рис. 7 соотносятся следующим образом: точки на рис. 7 соответствуют интерпретированным значениям ($k_{\text{пор. инт.}}$, $k_{\text{инт.}}$) из таблицы, а линия — тренду по фации (см. рис. 3). Расхождения, особенно для варианта Г, объясняются эффектом неоднородности, как обсуждалось выше.

Заключение

В результате проведенных исследований установлено, что интерпретированные на основе адаптированной емкостно-резистивной модели CRM значения ФЕС — пористости и проницаемости — отличаются от пористости и проницаемости, задаваемых зависимостью для этих свойств, учитывающей масштабный эффект. При этом уровень отличия между интерпретированными и истинными значениями свойств увеличивается с повышением сложности строения пласта. Таким образом, при построении модели недостаточно использовать только корректные петрофизические зависимости — необходимо учитывать специфику CRM-модели, а именно ее допущение об однородности пласта в области дренирования. Для повышения достоверности интерпретации рекомендуется:

- в неоднородных пластах интерпретировать значения пористости и проницаемости как эффективные (эквивалентные), явно указывая степень неоднородности;
- при калибровке CRM на исторические данные использовать разделение на интервал идентификации (постоянное забойное давление) и интервал проверки (переменное давление) для сужения неопределенности;
- сопоставлять полученные пары ($k_{\text{пор. инт.}}$, $k_{\text{инт.}}$) не с лабораторными трендами, а с эффективными свойствами, рассчитанными на масштабе фации.

Список источников

- Алтунин А. Е., Семухин М. В., Степанов С. В. 2012. Использование материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов // Нефтяное хозяйство. № 5. С. 56–60.
- Афанаскин И. В., Крыганов П. В., Глушаков А. А., Ялов П. В. 2020. Использование CRM-моделей интерференции скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта по данным разработки // Успехи кибернетики. Том 1. № 1. С. 16–25. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2020-1-1-3>
- Бегма Д. С., Белкина В. А. 2017. Литолого-фациальные особенности строения верхнеюрских отложений месторождения Т // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. Том 328. № 1. С. 109–122.
- Дейк Л. П. 2012. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / пер. с англ.: Фалалеев Б. А. под ред. Симкина Э. М. М.: Премиум Инжиниринг. 549 с.
- Жетруов Ж.Т., Шаяхмет К.Н., Карсыбаев К.К. и др. 2022. Применение прокси-моделей при прогнозировании параметров разработки нефтяных залежей // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. Том 4. № 2. С. 47–56. <https://doi.org/10.54859/kjogi108021>
- Жуков В. С., Моторыгин В. В. 2019. Влияние межзерновой пористости и трещинной пористости на проницаемость // Вести газовой науки. № 1 (38). С. 82–88.
- Михайлов Н. Н., Полищук В. И. 2014. Исследование статистических закономерностей проявления масштабных эффектов в сложнопостроенных карбонатных коллекторах // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. № 1(9). С. 11.
- Мищенко И. Т., Бравичева Т. Б., Пятибратов П. В. 2004. Оценка добычных возможностей скважин низкопроницаемых коллекторов. Бурение и нефть. № 11. С. 18–19.
- Поплыгин В. В., Соколов А. А. 2020. Оценка охвата пласта системой разработки с помощью радиуса дренирования скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. Том 331. № 4. С. 215–220. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/4/2609>
- Поспелова Т. А. 2021. Интеграция возможностей CRM и стохастико-аналитической моделей при решении задач заводнения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 48–52. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-2-48-52>
- Пятибратов П. В. 2015. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. 167 с.
- Степанов С. В., Бекман А. Д., Ручкин А. А., Поспелова Т. А. 2021. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс». 300 с. <https://doi.org/10.54744/tnsc.2021.53.50.001>
- Степанов С. В., Лопатина Е. С., Загоровский М. А., Зубарева И. А. 2024. Многомасштабное моделирование добычи высоковязкой нефти при закачке воды и раствора полимера // Автоматизация и информатизация ТЭК. № 7(612). С. 51–60.
- Хасанов Д. И., Лоншаков М. А. 2020. Исследование масштабного эффекта и понятия элементарного представительного объема горных пород применительно к пористости // Георесурсы. № 4. С. 55–69. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.55-69>
- Шевцов Н. О., Степанов С. В., Поспелова Т. А. 2020. Исследование прогностической способности численной и аналитической моделей на примере оценки взаимовлияния

- скважин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 6. No. 3(23). С. 131–142. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142>
- Aziz K. 1993. Reservoir simulation grids: Opportunities and problems // *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 45. No. 7. Pp. 658–663. <https://doi.org/10.2118/25233-pa>
- de Holanda R. W., Gildin E., Jensen J. L., Lake L. W., Kabir C. S. 2018. A state-of-the-art literature review on capacitance-resistance models for reservoir characterization and performance forecasting // *Energies*. Vol. 11. No. 12. Article 3368. <https://doi.org/10.3390/en11123368>
- Ertekin T., Abou-Kassem J. H., King G. R. 2001. Basic Applied Reservoir Simulation. Society of Petroleum Engineers. 406 pp. <https://doi.org/10.2118/9781555630898>
- Ertekin T., Sun Q., Zhang J. 2019. Reservoir Simulation: Problems and Solutions. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/9781613996935>
- Jonoud S., Jackson M. D. 2008. Validity of steady-state upscaling techniques // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. Vol. 11(02). Pp. 405–416. <https://doi.org/10.2118/100293-pa>
- Liang X., Weber D. B., Edgar T. F. et al. 2007. Optimization of oil production based on a capacitance model of production and injection rates // *Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium* (April, Dallas, TX, USA). Paper SPE-107713-MS. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/107713-ms>
- Mirzayev M., Riazi N., Cronkwright D., Jensen J. L., Pedersen P. K. 2017. Determining well-to-well connectivity using a modified capacitance model, seismic, and geology for a Bakken Waterflood // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 152. Pp. 611–627. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.032>
- Renard Ph., de Marsily G. 1997. Calculating equivalent permeability: A review // *Advances in Water Resources*. Vol. 20(5-6). Pp. 253–278. [https://doi.org/10.1016/s0309-1708\(96\)00050-4](https://doi.org/10.1016/s0309-1708(96)00050-4)
- Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C. S., Lake L. W. 2009. The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 69. No. 3-4. Pp. 227–238. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.09.006>
- Sudaryanto B., Yortsos Y. C. 2001. Optimization of displacements in porous media using rate control // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (September, New Orleans, LA, USA). Paper SPE-71509-MS. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2523/71509-ms>

References

- Altunin, A. E., Semukhin, M. V., & Stepanov, S. V. (2012). Use of material balance and fuzzy set theory to solve the problem of production separation while developing several layers. *Oil Industry*, (5), 56–60. [In Russian]
- Afanaskin, I. V., Kryganov, P. V., Glushakov, A. A., & Yalov, P.V. (2020). CRM well interference models for evaluating reservoir filtration and volumetric properties from production data. *Russian Journal of Cybernetics*, 1(1), 16–25. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2020-1-1-3> [In Russian]

- Begma, D. S., & Belkina, V. A. (2017). Litological and facies characteristics of Upper Jurassic sediments of the t field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(1), 109–122. [In Russian]
- Dake, L. P. (2012). *Fundamentals of Reservoir Engineering* (Translated from English by B. L. Falaleev & edited by E. M. Simkin). Premium Engineering. [In Russian]
- Zhetruov, Z. T., Shayakhmet, K. N., Karsybayev, K. K. et al. (2022). Application of proxy models for oil reservoirs performance prediction. *Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry*, 4(2), 47–56. <https://doi.org/10.54859/kjogi108021> [In Russian]
- Zhukov, V. S., & Motorygin, V. V. (2019). Impact of intergranular porosity and cracking cavitation to permeability. *Gas Science Bulletin*, (1), 82–88. [In Russian]
- Mikhailov, N. N., & Polishchuk, V. I. (2014). Study of the statistical regularities of manifestation of scale effects in implex carbonate reservoirs. *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*, (1), 11. [In Russian]
- Mishchenko, I. T., Bravicheva, T. B., & Pyatibratov, P. V. (2004). Evaluation of the production potential of low-permeability reservoirs. *Drilling and Oil*, (11), 18–19. [In Russian]
- Poplygin, V. V., & Sokolov, A. A. (2020). Estimation of a reservoir coverage by the development system using the draining well radius. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(4), 215–220. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/4/2609> [In Russian]
- Pospelova, T. A. (2021). Integration of CRM capabilities and stochastic-analytical models in solving waterflooding problems. *Exposition Oil Gas*, (2), 48–52. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-2-48-52> [In Russian]
- Pyatibratov, P. V. (2015). *Petroleum Reservoir Simulation*. National University of Oil and Gas “Gubkin University”. [In Russian]
- Stepanov, S. V., Bekman, A. D., Ruchkin, A. A., & Pospelova T. A. (2021). *Support for the Development of oil Fields Using CRM Models*. Express. <https://doi.org/10.54744/tncs.2021.53.50.001> [In Russian]
- Stepanov, S. V., Lopatina, E. S., Zagorovskiy, M. A., & Zubareva, I. A. (2024). Multi-scale modeling of high viscous oil production when injecting water and polymer solution. *Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex*, (7), 51–60. [In Russian]
- Khasanov, D. I., & Lonshakov, M. A. 2020. Investigation of the scale effect and the concept of a representative volume element of rocks in relation to porosity. *Georesources*, (4), 55–69. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.55-69> [In Russian]
- Shevtsov, N. O., Stepanov, S. V., & Pospelova, T. A. (2020). The study of the predictive ability of numerical and analytical models (the case of mutual well impact evaluation). *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6(3), 131–142. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142> [In Russian]
- Aziz, K. (1993). Reservoir simulation grids: Opportunities and problems. *Journal of Petroleum Technology*, 45(7), 658–663. <https://doi.org/10.2118/25233-pa>
- de Holanda, R. W., Gildin, E., Jensen, J. L., Lake, L. W., & Kabir, C. S. (2018). A state-of-the-art literature review on capacitance-resistance models for reservoir characterization and performance forecasting. *Energies*, 11(12), 3368. <https://doi.org/10.3390/en1123368>

- Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). Basic Applied Reservoir Simulation. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/9781555630898>
- Ertekin, T., Sun, Q., & Zhang, J. (2019). *Reservoir Simulation: Problems and Solutions*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/9781613996935>
- Jonoud, S., & Jackson, M. D. (2008). Validity of steady-state upscaling techniques. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(02), 405–416. <https://doi.org/10.2118/100293-pa>
- Liang, X., Weber, D. B., Edgar, T. F. et al. (2007). Optimization of oil production based on a capacitance model of production and injection rates. In *Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium* (April, Dallas, TX, USA). Paper SPE-107713-MS. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/107713-ms>
- Mirzayev, M., Riazi, N., Cronkright, D., Jensen, J. L., & Pedersen, P. K. (2017). Determining well-to-well connectivity using a modified capacitance model, seismic, and geology for a Bakken Waterflood. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 152, 611–627. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.032>
- Renard, Ph., & de Marsily, G. (1997). Calculating equivalent permeability: A review. *Advances in Water Resources*, 20(5-6), 253–278. [https://doi.org/10.1016/s0309-1708\(96\)00050-4](https://doi.org/10.1016/s0309-1708(96)00050-4)
- Sayarpour, M., Zuluaga, E., Kabir, C. S., & Lake, L. W. (2009). The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 69(3-4), 227–238. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.09.006>
- Sudaryanto, B., & Yortsos, Y. C. (2001). Optimization of displacements in porous media using rate control. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (September, New Orleans, LA, USA). Paper SPE-71509-MS. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2523/71509-ms>

Информация об авторах

Никита Сергеевич Буланов, аспирант, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
nek103@mail.ru

Сергей Викторович Степанов, доктор технических наук, старший эксперт Отдела выполнения и внедрения работ по СНТ/ОПИ, Управление научно-технического развития, ООО «РН – Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
SVStepanov@rn-gir.rosneft.ru

Information about the authors

Nikita S. Bulanov, Postgraduate Student, University of Tyumen, Tyumen, Russia
nek103@mail.ru

Sergey V. Stepanov, Dr. Sci. (Tech.), Senior Expert of the Division of New Technology Systems & Pilot Testing Implementation, Department of Scientific and Technological Development, LLC “RN – Geology Research Development”, Tyumen, Russia
SVStepanov@rn-gir.rosneft.ru