

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.10>

УДК 622.276

Геолого-гидродинамическое моделирование сложнопостроенных карбонатных коллекторов с учетом фациальной зональности

С.Н. Кривошеков*, А.А. Кочнев, Е.С. Ожгибесов, Д.О. Ширинкин, А.Л. Южаков
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Геолого-гидродинамическое моделирование является важным этапом при проектировании рациональной разработки месторождений нефти. Однако процесс создания моделей сопровождается большим количеством трудностей, связанных с неопределенностью свойств пласта. Особенно актуальна данная проблема при моделировании сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Одним из ключевых параметров, необходимых для создания геолого-гидродинамической модели, являются зависимости относительных фазовых проницаемостей. Стандартным подходом является создание единых зависимостей относительных фазовых проницаемостей для всего пласта. Однако при таком подходе нивелируются особенности фильтрации в отдельных зонах пласта. В рамках данного исследования выполнено создание геолого-гидродинамической модели месторождения, характеризующегося сложнопостроенным карбонатным коллектором, с учетом фациальной зональности при определении зависимостей относительных фазовых проницаемостей. В ходе работы выполнена привязка лабораторных исследований к различным фациальным зонам залежи. Для каждой фациальной зоны проведена аппроксимация зависимостей относительных фазовых проницаемостей с использованием LET модели. Проведено распределение выделенных фаций в геолого-гидродинамической модели путем задания различных регионов в трехмерной сетке, также проведена загрузка зависимостей относительных фазовых проницаемостей по фациальным зонам. По результатам моделирования установлено, что использование отдельных зависимостей относительных фазовых проницаемостей для каждой фациальной зоны повышает сходимость технологических показателей разработки с историческим трендом по сравнению со стандартным подходом. Также в рамках исследования проведено проектирование геолого-технологических мероприятий на модифицированной модели с учетом фациальной зональности. Запроектированные мероприятия позволили за 10 лет прогнозных расчетов увеличить добычу нефти на 5551,5 у.е. по сравнению с базовым расчетом, при практически неизменной обводненности – 1,2%.

Ключевые слова: сложнопостроенный карбонатный резервуар, фациальная зональность, относительные фазовые проницаемости, коэффициент вытеснения, геолого-гидродинамическая модель

Для цитирования: Кривошеков С.Н., Кочнев А.А., Ожгибесов Е.С., Ширинкин Д.О., Южаков А.Л. (2025). Геолого-гидродинамическое моделирование сложнопостроенных карбонатных коллекторов с учетом фациальной зональности. *Георесурсы*, 27(4), с. 235–245. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.10>

Введение

В настоящее время геолого-гидродинамическое моделирование является неотъемлемой частью рационального проектирования разработки месторождений нефти и газа. Геолого-гидродинамическая модель позволяет воспроизводить процессы разработки месторождения, оценивать эффективность проведения геолого-технологических

мероприятий и прогнозировать динамику технологических показателей (Гареева, 2020).

Однако эффективность и прогнозические возможности моделей напрямую зависят от качества данных, заложенных в основу моделей (Arnold et al., 2016). Особенно актуальной является проблема моделирования сложнопостроенных карбонатных коллекторов, характеризующихся высокой неопределенностью свойств. К факторам, повышающим неопределенность, относятся смена циклов осадконакопления, фациальная зональность, развитие вторичных преобразований (Рясной, Савельева, 2019; Mahdaviara et al., 2021; Li et al., 2021; Tadayoni et al., 2020). Особенствам строения и геолого-гидродинамическому моделированию карбонатных коллекторов посвящено

*Ответственный автор: Сергей Николаевич Кривошеков
 e-mail: krivoshchekov@gmail.com

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

множество работ (Lucia et al., 2003; Masalmeh, Jing, 2007; Martin et al., 1997; Dominguez et al., 1992).

Одними из ключевых параметров, определяемых при создании геолого-гидродинамической модели, являются кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП). ОФП определяют характеристики фильтрации флюидов в пласте и являются основой для расчета коэффициентов вытеснения нефти (Yekta et al., 2018). На основании графиков ОФП определяются зоны фильтрации только нефти, совместной фильтрации нефти с водой и фильтрации только воды (McPhee et al., 2015).

Зависимости ОФП можно получить различными способами. Наиболее широко применяемыми на практике являются прямые исследования керна методами стационарной и нестационарной фильтрации (Губайдуллин и др., 2017; Honarpour, Mahmood, 1988). При отсутствии данных прямых измерений ОФП могут быть оценены аналитическими методами с использованием различных моделей (например, модели Бурдайна) на основе лабораторных исследований кривых капиллярного давления (Honarpour et al., 1986). Одним из недостатков использования лабораторных исследований керна является различие размера образца керна и ячейки гидродинамической модели, что может приводить к значимым проявлениям масштабного эффекта, особенно для сложнопостроенных коллекторов. В исследовании (Михайлов, Гурбатова, 2012) установлено существенное расхождение кривых ОФП, полученных по потоковым исследованиям стандартных и полноразмерных образцов керна сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Авторы отмечают, что определяющим фактором в проявлении масштабных эффектов является структура порового пространства. В работе (Степанов и др., 2024) представлен подход определения фильтрационных свойств коллектора на масштабе фаций. Данный подход позволил добиться высокой сходимости расчетной динамики обводненности с фактической без настройки модели.

Другим вариантом учета масштабного эффекта при оценке ОФП является использование подходов на основе обработки промысловых данных, к которым относятся технологические данные по работе скважин, результаты специальным образом организованных гидродинамических и геофизических исследований. Например, в исследовании (Шурунов, 2025) представлен метод определения ОФП, заключающийся в получении кривой общей подвижности флюидов по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) с последующим разделением этой кривой на ОФП путем численного моделирования в соответствии с реальными данными разработки месторождения. В работе (Закиров и др., 2017) для оценки ОФП применялось комплексирование гидродинамических и геофизических исследований скважин: проводилось несколько циклов закачка-отбор, в процессе которых измерялись динамические устьевые и забойные параметры, и определялась водонасыщенность импульсными нейтронными методами. Однако стоит отметить, что подходы определения ОФП по промысловым данным не получили широкого применения, в связи с чем стандартной практикой является использование результатов прямых потоковых исследований керна.

Для применения в геолого-гидродинамической модели ОФП, полученные при лабораторных исследованиях керна, аппроксимируют. Наиболее распространёнными моделями аппроксимации кривых являются: модель Кори, модель Зигмунда и МакКэффи, модель Кьеричи и модель LET (Дубровин и др., 2022; Lomeland, Ogec, 2018).

Стандартным подходом является создание единых кривых ОФП по нефти и по воде для всего пласта на основании аппроксимации всех имеющихся лабораторных исследований керна (Тудвачев, Коносавский, 2013). Однако в таком случае нивелируются особенности фильтрации флюидов отдельных областей пласта, из которых был отобран керн для лабораторных исследований.

Для более детального учета фильтрационных свойств пласта актуальным является использование нескольких зависимостей ОФП для различных его зон. Так, в статье (Степаненко, 2018) автор задает различные зависимости ОФП для разных литологических типов пород. В работе (Shenawi et al., 2007) ОФП распределены на основании гидравлических единиц, определенных по методу FZI (Flow Zone Indicator).

В статье (Коровин, 2021) предложено использование для отдельных латеральных областей месторождения с терригенным типом коллектора различных зависимостей ОФП. Установлено, что при использовании такого подхода удалось приблизить расчетные значения накопленной добычи к фактическим.

Целью настоящей работы является создание геолого-гидродинамической модели месторождения, характеризующегося сложнопостроенным карбонатным коллектором, с учетом фациальной зональности при определении зависимостей ОФП.

Геология

Объектом исследования является месторождение Альфа, расположенное в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Залежи нефти приурочены к сложнопостроенному карбонатному резервуару. Фациальное строение исследовано методами сейсмофациального анализа с использованием инструментов сиквенс-стратиграфии (Ладейщиков и др., 2022). В разрезе месторождения выделены два сиквенса IV порядка, сформированные в Задонское и елецкое время. Кенным отложением приурочены залежи нефти. Задонский риф сформирован в рамках одного стратиграфического цикла, елецкий – в рамках трех циклов рифостроения. Основной этап рифостроения проходил во время системного тракта высокого стояния уровня моря, который характеризуется максимальным пространством для аккомодации, достаточным количеством солнечного света и кислорода для жизнедеятельности и развития организмов рифостроителей.

Рифогенные постройки протягиваются относительно узкой полосой с юго-востока на северо-запад. С западной стороны риф переходит в мелководный рифовый шельф. С восточной стороны от рифа расположен передовой склон карбонатной платформы, переходящий в глубоководный шельф. Рифогенные постройки разных циклов рифостроения в плане практически соответствуют друг другу, кроме рифа 2-го цикла рифостроения $D_3 fm_1(el)$, который в пределах месторождения имеет незначительное распространение.

Материалы и методы

Материалами для работы послужили результаты исследования относительных фазовых проницаемостей. Всего проанализировано 46 определений ОФП. Для анализа определения ОФП разделены на две принципиально разные группы фаций:

- фациальная группа барьерного рифа (рифогенная постройка, рифовый шлейф);
- фациальная группа зарифового шельфа (мелководный шельф).

Распределение определений по фациальным группам приведено в таблице 1.

Ввиду отсутствия определений ОФП по 2-му циклу рифостроения $D_3fm_1(el)$ и незначительному распространению рифовых построек этого цикла в пределах месторождения, ОФП для таких отложений приняты аналогично фациальной группе барьерного рифа 3-го цикла рифостроения.

Аппроксимация фактических значений относительных фазовых проницаемостей проведена с использованием LET-модели. Для аппроксимации ОФП по воде и по нефти применяются формулы (1) и (2) соответственно:

$$f_{wi}(S_{wni}) = f_w^* \frac{(S_{wni})^{L_w}}{(S_{wni})^{L_w} + E_w \cdot (1 - S_{wni})^{T_w}}, \quad (1)$$

$$f_{oi}(S_{wni}) = f_o^* \frac{(1 - S_{wni})^{L_o}}{(1 - S_{wni})^{L_o} + E_o \cdot (S_{wni})^{T_o}}, \quad (2)$$

где S_{wni} – нормированная водонасыщенность; $f_{oi}(S_{wni})$ – функция ОФП от нормированной водонасыщенности S_{wni} по нефти; $f_{wi}(S_{wni})$ – функция ОФП от нормированной водонасыщенности S_{wni} по воде; f^* – ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности; f_w^* – ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности; L_o, E_o, T_o – параметры корреляции модели LET для ОФП по нефти; L_w, E_w, T_w – параметры корреляции модели LET для ОФП по воде.

Цикл рифостроения	Фациальная группа	Кол-во определений
$D_3fm_1(zd)$	Барьерный риф	1
	Зарифовый шельф	1
$D_3fm_1(el)$ (1-й цикл рифостроения)	Барьерный риф	21
	Зарифовый шельф	3
$D_3fm_1(el)$ (3-й цикл рифостроения)	Барьерный риф	11
	Зарифовый шельф	9

Табл. 1. Распределение определений относительных фазовых проницаемостей по фациальным группам

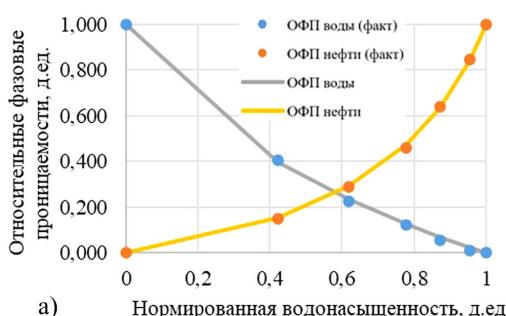


Рис. 1. ОФП по группам фаций задонских отложений: а) рифовая постройка, б) зарифовой шельф

Расчет нормированной водонасыщенности производится по формуле (3):

$$S_{wni} = \frac{S_{wi} - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}}, \quad (3)$$

где S_{wi} – водонасыщенность; S_{wr} – остаточная водонасыщенность; S_{or} – остаточная нефтенасыщенность.

Нормирование ОФП по воде проводится согласно формуле (4):

$$f_{wni}(S_{wni}) = \frac{f_{wi}(S_{wi})}{f_w^*}, \quad (4)$$

где $f_{wni}(S_{wni})$ – нормированная функция ОФП по воде; $f_{wi}(S_{wi})$ – функция ОФП от водонасыщенности S_{wi} по воде.

Нормирование ОФП по нефти проводится согласно формуле (5):

$$f_{oni}(S_{wni}) = \frac{f_{oi}(S_{wi})}{f_o^*}, \quad (5)$$

где $f_{oni}(S_{wni})$ – нормированная функция ОФП по нефти; $f_{oi}(S_{wi})$ – функция ОФП от водонасыщенности S_{wni} по нефти.

Результаты

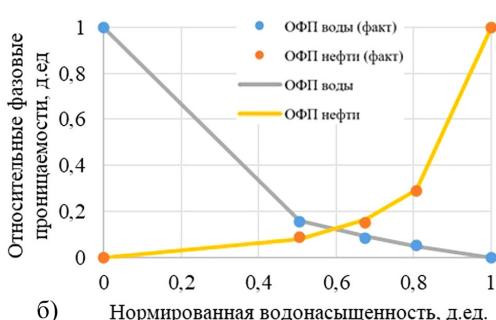
Изучение зависимостей относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения различных типов фаций

Для каждой фациальной группы в каждом цикле рифостроения построены индивидуальные зависимости ОФП. На рисунке 1 представлены кривые ОФП для групп фаций задонских отложений.

При анализе фактических данных определения ОФП группы фаций барьерного рифа 1 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$ установлена значительная неоднородность значений (рис. 2). В связи с этим исходная выборка была разделена на 2 группы по граничному значению абсолютной газопроницаемости (Кпр). Для обоснования оптимальной границы разделения групп выполнен расчет метрики компактности групп для всех возможных граничных значений проницаемости в пространстве признаков: остаточная нефтенасыщенность, остаточная водонасыщенность и пористость. Компактность показывает, насколько близко друг к другу находятся наблюдения в каждой группе (Вашакидзе и др., 2024). Чем меньше данный показатель, тем лучше разделены группы. Компактность рассчитана по формуле (6):

$$K = \sum_{j=1}^M \sum_{i=1}^N \|x_i^{(j)} - c_j\|^2, \quad (6)$$

где $\|x_i^{(j)} - c_j\|$ – расстояние между объектом и центром группы, N – количество элементов в группе, M – количество



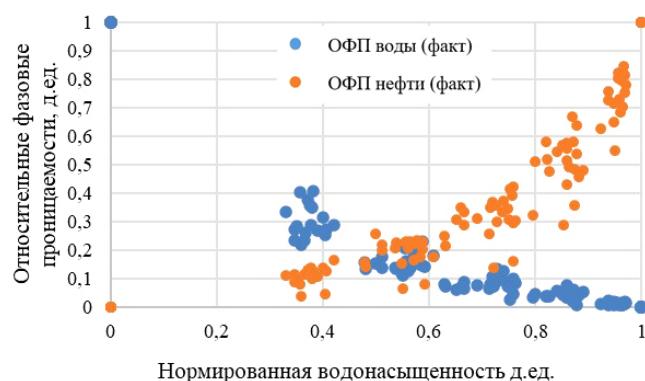


Рис. 2. Фактические данные ОФП группы фаций барьерного рифа 1 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$

групп. Перед расчетом была произведена нормализация признаков. Оптимальная граница, равная 12 мД, определена по наименьшему значению метрики компактности (рис. 3).

Рассчитанные кривые ОФП для групп фаций 1 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$ представлены на рис. 4.

Для 3 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$ относительные фазовые проницаемости представлены на рис. 5.

В ходе предыдущих исследований, представленных в работах (Ширинкин, 2021; Ширинкин, 2022), установлено, что скважины, располагающиеся в пределах фациальной группы барьерного рифа, имеют значительно большие дебиты нефти по сравнению с группой зарифового

шельфа. Также отмечено, что породы-коллекторы барьерного рифа обладают более высокими значениями фильтрационных свойств относительно зарифового шельфа.

На следующем шаге для каждой группы фаций путем осреднения фактических данных определены концевые точки ОФП – остаточная нефтенасыщенность ($Sowcr$) и остаточная водонасыщенность ($Swcr$). На основании этих данных рассчитаны коэффициенты вытеснения (K_{vlt}) по каждой группе фаций. Результаты расчетов представлены в таблице 2.

При анализе таблицы 2 установлено, что фации зарифового шельфа характеризуются большими значениями коэффициента вытеснения относительно фаций барьерного рифа. В задонском и 1-ом елецком цикле рифостроения повышенные коэффициенты вытеснения в группе фаций зарифового шельфа объясняются уменьшением остаточной водонасыщенности, вследствие повышения гидрофобности коллектора. В 3 елецком цикле рифостроения разница в значениях коэффициента вытеснения объясняется повышенным значением остаточной нефтенасыщенности в группе фаций барьерного рифа.

Создание цифровой модели месторождения с учетом фациальной зональности

На следующем этапе создан куб фаций. Для этого трехмерная сетка в гидродинамической модели разделена по выделенным циклам осадконакопления. Далее в каждом цикле осадконакопления, согласно схемам фациальной зональности, распределены группы фаций

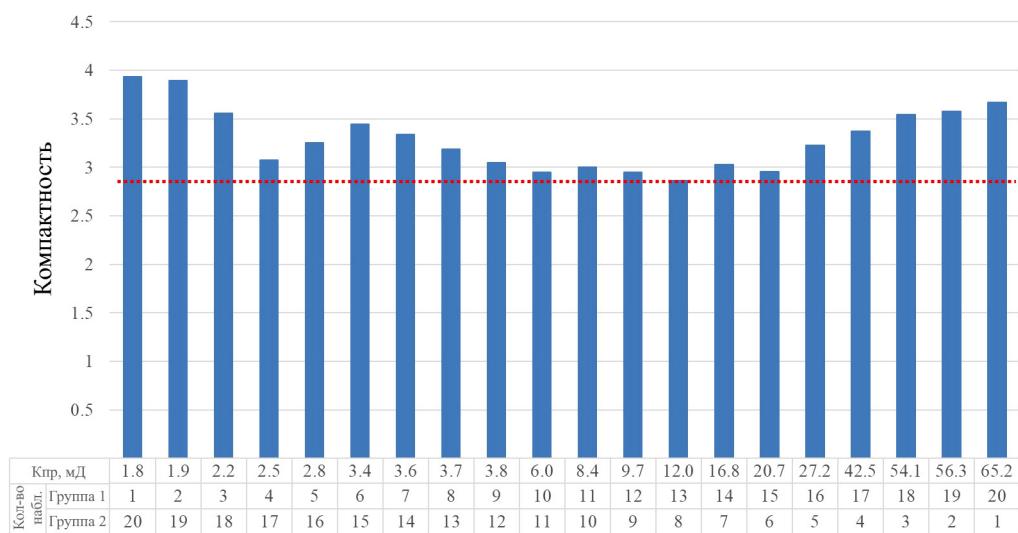


Рис. 3. Определение оптимального граничного значения

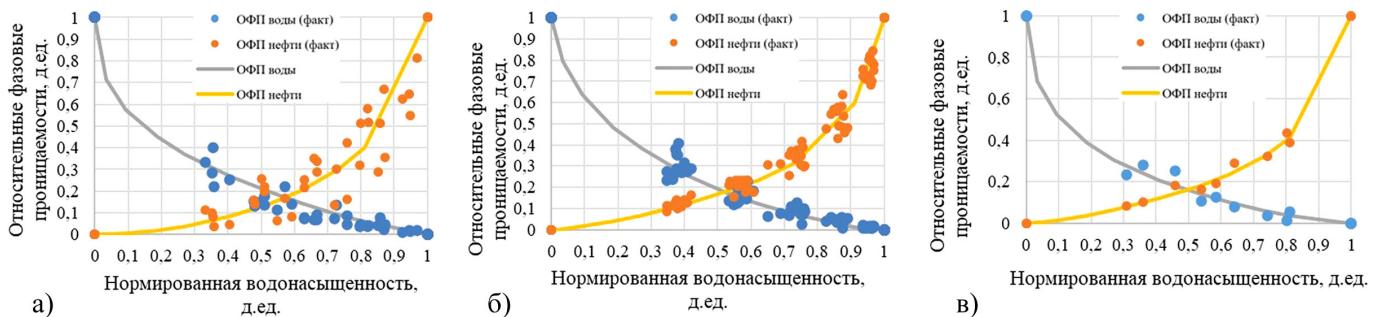


Рис. 4. ОФП для групп фаций 1 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$: а) группа барьерного рифа $Cpr > 12$ мД, б) группа фаций барьерного рифа $Cpr < 12$ мД, в) группа фаций зарифового шельфа

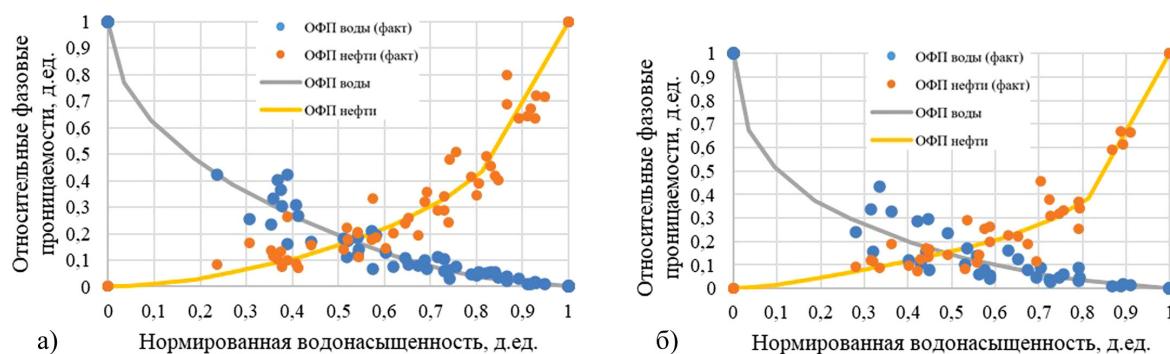


Рис. 5. ОФП для групп фаций 3 цикла рифостроения $D_3fm_1(el)$: а) группа барьерного рифа, б) группа фаций зарифового шельфа

Цикл рифостроения	Фациальная группа	Swcr, д.ед.	Sowcr, д.ед.	Квыт, д.ед.
$D_3fm_1(zd)$	Барьерный риф	0,309	0,402	0,419
	Зарифовый шельф	0,05	0,41	0,57
$D_3fm_1(el)$ (1-й цикл рифостроения)	Барьерный риф ($Kpr > 12$ мД)	0,14	0,4	0,54
	Барьерный риф ($Kpr < 12$ мД)	0,279	0,393	0,46
	Зарифовый шельф	0,1	0,39	0,56
$D_3fm_1(el)$ (3-й цикл рифостроения)	Барьерный риф	0,12	0,42	0,52
	Зарифовый шельф	0,14	0,39	0,55

Табл. 2. Коэффициенты вытеснения по группам фаций

путем задания различных регионов в модели. Разрез полученного куба фаций представлен на рис. 6.

Таким же образом созданы кубы распределения концентрических точек относительных фазовых проницаемостей ($Swcr$ и $Sowcr$) по группам фаций.

Далее в геолого-гидродинамическую модель для каждой группы фаций загружены полученные зависимости ОФП, и проведено воспроизведение истории разработки объекта. Следует отметить, что разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления методом внутренеконтурного заводнения.

Для проверки качества сходимости параметров разработки месторождения Альфа проведено сравнение расчетных показателей модели с ОФП по фациям, модели со стандартными ОФП, а также фактических показателей

разработки (рис. 7, 8 и табл. 3). Для корректного сравнения результаты расчетов представлены после одной итерации.

Установлено, что при использовании отдельных зависимостей ОФП для каждой группы фаций сходимость с историческим трендом годовой добычи нефти и жидкости лучше, чем при использовании стандартных ОФП. Динамика обводненности с использованием стандартных ОФП превышает фактическую, при этом наблюдается недостаточный накопленный отбор жидкости (меньше на 18,2% относительно исторических показателей). При использовании отдельных ОФП по фациям отсутствует преждевременный рост обводненности, а значения накопленной добычи жидкости и нефти характеризуются более высокой сходимостью с фактическими данными.

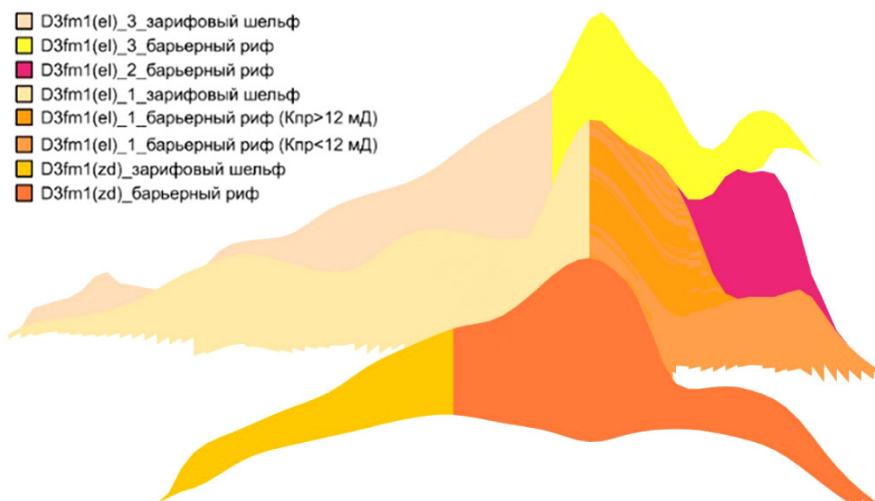


Рис. 6. Разрез куба фаций месторождения Альфа

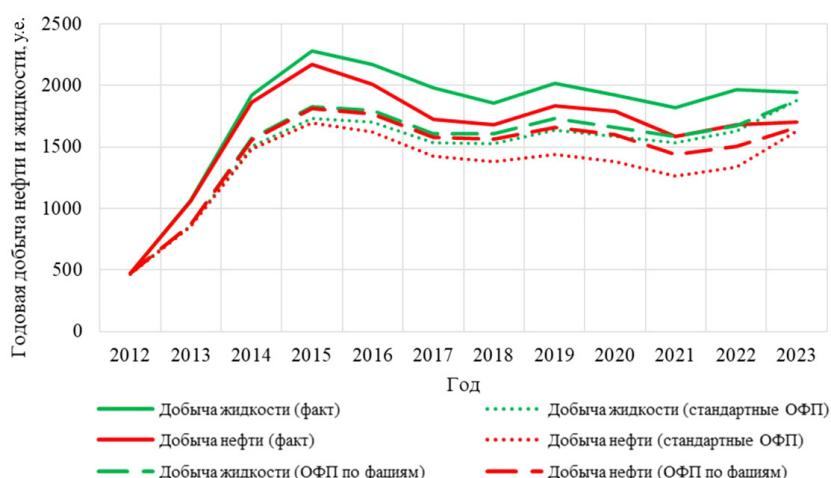


Рис. 7. Сравнение динамики добычи нефти и жидкости при воспроизведении истории разработки в гидродинамической модели

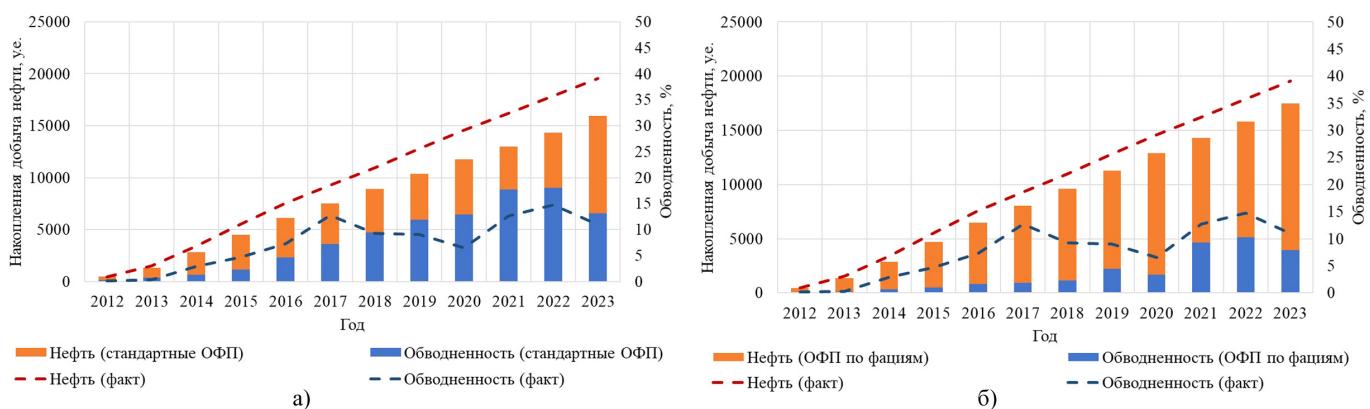


Рис. 8. Сравнение динамики изменения накопленной добычи нефти и обводненности при воспроизведении истории разработки в гидродинамической модели: а) при стандартных ОФП, б) при ОФП по фациям

Метод задания ОФП	Накопленная добыча жидкости, у.е.	Накопленная добыча нефти, у.е.	Отклонение накопленной добычи жидкости от факта, %	Отклонение накопленной добычи нефти от факта, %
ОФП по фациям	18267,6	17466,0	-15,1	-11,7
Стандартные ОФП	17591,1	15975,9	-18,2	-19,2
Факт	21516,3	19773,1		

Табл. 3. Сравнение накопленных показателей при воспроизведении истории разработки в гидродинамической модели

Планирования эксплуатационного бурения и зарезки боковых стволов

Перед началом прогнозных расчетов модель с использованием ОФП раздельно по фациям, показавшая лучшую сходимость с историческими данными, была доадаптирована для повышения прогнозной способности.

На следующем этапе на основе адаптированной геолого-гидродинамической модели месторождения составлена карта плотности остаточных запасов нефти. Полученная карта сопоставлена со схемами фациальной зональности месторождения. Далее на основе сопоставленных карт (рис. 9) выбраны наиболее благоприятные зоны заложения эксплуатационных скважин и зарезки боковых стволов: зоны повышенных плотностей остаточных запасов нефти,

находящиеся в пределах фаций, характеризующихся лучшими фильтрационными свойствами коллекторов (группа фаций барьерного рифа).

С учётом данной методики заложения эксплуатационных скважин и зарезки боковых стволов выполнен прогнозный расчет геолого-гидродинамической модели месторождения Альфа. На рис. 10, 11 и в табл. 4 представлены результаты прогнозных расчетов.

В результате проектирования эксплуатационного бурения и геолого-технических мероприятий (ГТМ) по предложенной методике за 10 лет прогнозных расчетов удалось увеличить добычу нефти на 5551,5 у.е. по сравнению с базовым расчетом, при этом обводненность осталась практически неизменной – 1,2%.

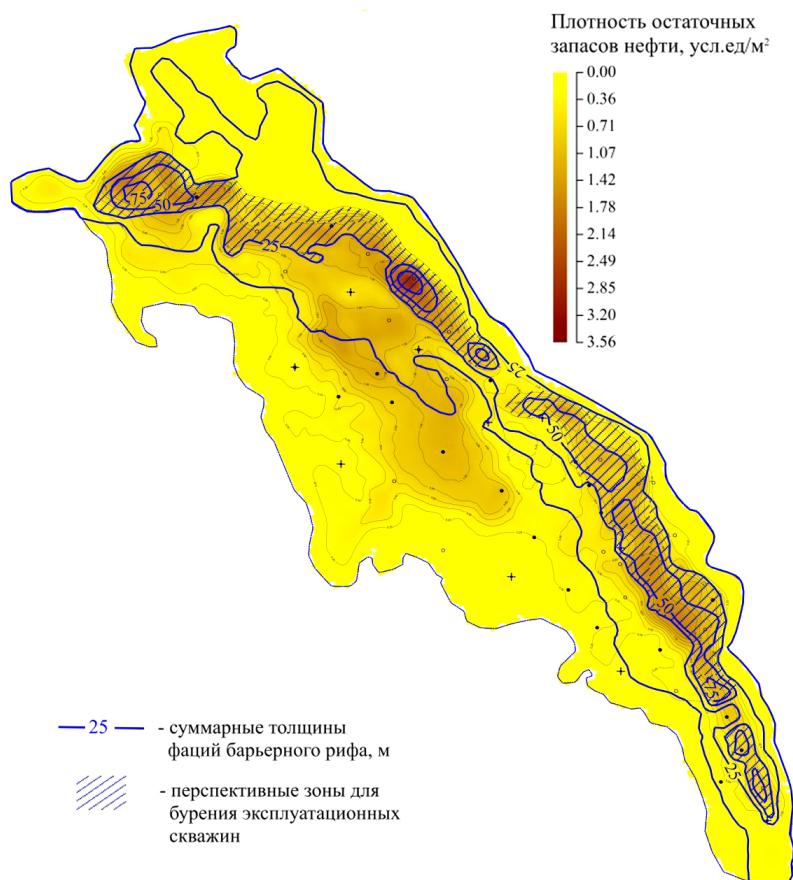


Рис. 9. Сопоставление карты плотности остаточных запасов с суммарными толщинами фаций барьерного рифа

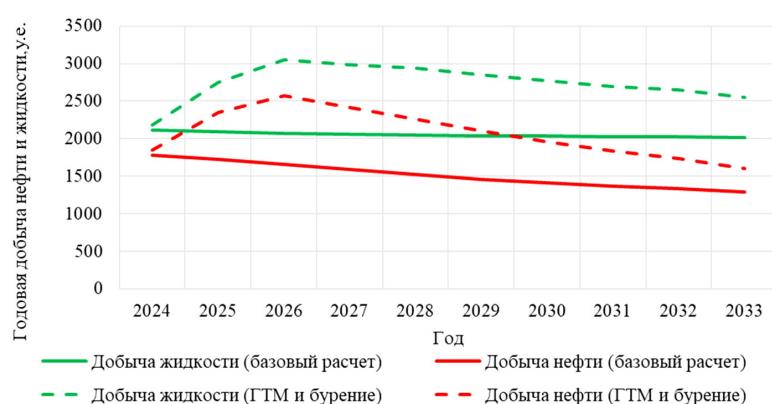


Рис. 10. Сравнение динамики добычи жидкости и нефти на прогнозе при базовой системе разработки и с учетом дополнительных мероприятий

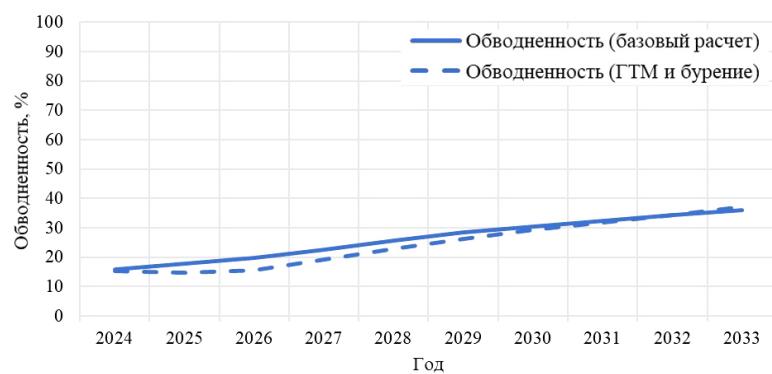


Рис. 11. Сравнение динамики обводненности на прогнозе при базовой системе разработки и с учетом дополнительных мероприятий

Тип прогнозного расчета	Накопленная добыча жидкости, у.е.	Накопленная добыча нефти, у.е.	Обводненность, %
Базовый расчет	20521,1	15140,8	35,9
Расчет с предложенными мероприятиями	27419,2	20692,3	37,1
Дополнительная добыча флюида/изменение обводненности	+6898,1	+5551,5	+1,2

Табл. 4. Сравнение накопленных показателей за 10 лет прогноза при базовой системе разработки и с учетом дополнительных мероприятий

Заключение

В работе показано применение методики моделирования месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с учетом фациальной зональности на примере месторождения Альфа.

Поведен анализ фациальной зональности месторождения, в рамках которого выделены две различные группы фаций в каждом цикле рифостроения: фациальная группа барьерного рифа и фациальная группа зарифового шельфа. Выполнена привязка определений ОФП по группам фаций, после чего для каждой группы фаций проведена аппроксимация фактических значений относительных фазовых проницаемостей с использованием LET-модели.

Проведено распределение выделенных групп фаций в геолого-гидродинамической модели путем задания различных регионов в трехмерной сетке, также проведена загрузка зависимостей ОФП по фациям. После этого выполнено воспроизведение истории разработки месторождения. Установлено, что при использовании отдельных зависимостей ОФП для каждой группы фаций сходимость с историческим трендом лучше, чем при использовании стандартных ОФП. Отклонение по накопленной добыче жидкости и нефти уменьшилось с $-18,2\%$ до $-15,1\%$ и с $19,1\%$ до $-11,7\%$ соответственно.

На основе адаптированной геолого-гидродинамической модели месторождения составлена карта плотности остаточных запасов нефти, которая совместно с картами фациальной зональности использована для проектирования эксплуатационного бурения и ГТМ. Запроектированные по предложенной методике мероприятия позволили за 10 лет прогнозных расчетов увеличить добычу нефти на 5551,5 у.е. по сравнению с базовым расчетом, при практически низменной обводненности $-1,2\%$.

Финансирование

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Литература

- Вашакидзе Н.С., Филиппова Г.В., Рауш Н.Л., Осипов Г.С. (2024). Введение в оценку качества кластерного анализа. *Международный журнал гуманитарных и естественных наук*, 10-2(97), с. 86–89. <https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-10-2-86-89>
- Гареева А.А. (2020). Значение геолого-гидродинамического моделирования при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. *Актуальные исследования*, 22, с. 68–70.
- Губайдуллин М.Г., Юрьев А.В., Белозеров И.П. (2017). Экспериментальные исследования относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой в сложно построенных

коллекторах. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2, с. 49–52.

Дубровин М.Г., Вокина В.Р., Ядрышникова О.А. (2022). О применении LET-модели для аппроксимации керновых относительных фазовых проницаемостей. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 8(4), с. 144–162. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162>

Закиров Э.С., Индрupский И.М., Васильев И.В., Аникеев Д.П., Цаган-Манджиев Т.Н., Родионов А.Е., Лачугин Д.С., Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Антонович А.А. (2017). Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой приемистости пласта (часть 2). *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 90–93. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93>

Коровин М.О. (2021). Учёт влияния относительных фазовых проницаемостей на адаптацию месторождения с терригенным типом коллектора. *Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов*, 332(4), с. 173–180. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3161>

Ладейчиков С.В., Фадеев А.П., Дорофеев Н.В., Сабельников И.С., Жемчугова Т.А., Южаков А.Л. (2022). Комплексный подход к созданию трехмерных геологических моделей на примере месторождений Тимано-Печорского региона. *Бурение и нефть*, 12, с. 14–21.

Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П. (2012). Экспериментальное изучение влияния масштабных эффектов на характеристики двухфазной фильтрации. *Георесурсы. Геонергетика. Геополитика*, 1(5), с. 1–3.

Овчаров В.В. (2014). Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов. *Вестник кибернетики*, 1(13), с. 10–16.

Поздняков А.А., Корешков Р.В. (2011). Определение характеристик двухфазной фильтрации по промысловым данным. *Известия вузов. Нефть и газ*, 4, с. 60–65.

Рысной А.А., Савельева Е.Н. (2019). Влияние вторичных процессов на коллекторские свойства карбонатных пород верейского нефтегазоносного комплекса (Северо-Запад Республики Башкортостан). *Региональная геология и металлогения*, 77, с. 27–39.

Степаненко А.А. (2018). Практические методики гидродинамического моделирования. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 9, с. 41–45. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-9-41-45>

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.

Тудвачев А.В., Коносавский П.К. (2013). Анализ и прогнозирование зависимостей функции фазовой проницаемости нефтенасыщенных коллекторов на примере месторождений Сургутского и Вартовского сандов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Науки о Земле*, 1, с. 31–41.

Ширинкин Д.О. (2021) Анализ влияния фациальной строения на разработку и эксплуатацию Восточно-Ламбейшорского месторождения Тимано-Печорской провинции. *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*, 1, с. 67–71.

Ширинкин Д.О. (2022) Анализ неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств пласта елецкой залежи Восточно-Ламбейшорского месторождения. *Материалы конференции «Нефть и газ – 2022»*, Москва, 25–29 апреля 2022.

Шурунов А.В. (2025). Определение параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей с помощью гидродинамических исследований скважин и численного моделирования

для низкопроницаемого терригенного коллектора. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 16(1), с. 24–35. <https://doi.org/10.29222/1png.2078-5712.2025.05>

Arnold D., Demyanov V., Christie M., Bakay A., Gopa K. (2016). Optimisation of decision making under uncertainty throughout field lifetime: A fractured reservoir example. *Computers & Geosciences*, 95, pp. 123–139. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2016.07.011>

Dominguez G. C., Fernando S. V., Chilingarian G. V. (1992). Simulation of carbonate reservoirs. *Developments in petroleum science*, 30, pp. 543–588. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(09\)70135-9](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(09)70135-9)

Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. (1986). Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Boca Raton: CRC Press., 152 p. <https://doi.org/10.1201/9781351076326>

Honarpour M., Mahmood S.M. (1988). Relative-permeability measurements: An overview. *Journal of petroleum technology*, 40(8), pp. 963–966. <https://doi.org/10.2118/18565-PA>

Li R., Chen Q., Deng H., Fu M., Hu L., Xie X., Zhang L., Guo X., Fan H., Xiang Z. (2021). Quantitative evaluation of the carbonate reservoir heterogeneity based on production dynamic data: A case study from Cretaceous Mishrif formation in Halfaya oilfield, Iraq. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 206, pp. 109007. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109007>

Lomeland F., Orec A. S. (2018). Overview of the LET family of versatile correlations for flow functions. In *proceedings of the International Symposium of the Society of Core Analysts*, 27–30 August 2018, Trondheim, Norway. <https://www.jgmaas.com/SCA/2018/SCA2018-056.pdf>

Lucia F. J., Kerans C., Jennings J. W. (2003). Carbonate reservoir characterization. *Journal of Petroleum Technology*, 55, pp. 70–72. <https://doi.org/10.2118/82071-JPT>

Mahdaviara M., Rostami A., Keivaniemehr F., Shahbazi K. (2021). Accurate determination of permeability in carbonate reservoirs using Gaussian Process Regression. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, pp. 107807. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107807>

Martin A. J., Solomon S. T., Hartmann D. J. (1997). Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. *AAPG Bulletin*, 81, pp. 734–759. <https://doi.org/10.1306/522B482F-1727-11D7-8645000102C1865D>

Masalmeh S. K., Jing X. D. (2007). Improved characterisation and modelling of carbonate reservoirs for predicting waterflood performance. *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference*, Dubai, U.A.E., 4–6 December 2007. <https://doi.org/10.2523/IPTC-11722-MS>

McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 540 p.

Shenawi S.H., White J.P., Elrafie E.A., El-Kilany K.A. (2007). Permeability and Water Saturation Distribution by Lithologic Facies and Hydraulic Units: A Reservoir Simulation Case Study". In *proceedings of the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, 11–14 March 2007. <https://doi.org/10.2118/105273-MS>

Tadayoni M., Khalilbeyg M., Bin Junin R. (2020). A new approach to heterogeneity analysis in a highly complex carbonate reservoir by using

borehole image and conventional log data. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, pp. 2613–2629. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00930-4>

Yekta A.E., Manceau J., Gaboreau S., Pichavant M., Audigane P. (2018). Determination of hydrogen–water relative permeability and capillary pressure in sandstone: application to underground hydrogen injection in sedimentary formations. *Transport in Porous Media*, 122(2), pp. 333–356. <https://doi.org/10.1007/s11242-018-1004-7>

Сведения об авторах

Сергей Николаевич Кривошечков – кандидат техн. наук, доцент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: krivoshchekov@gmail.com

Александр Александрович Кочнев – кандидат техн. наук, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: sashakoch93@gmail.com

Евгений Сергеевич Ожгебесов – ассистент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: ozhgibesov2015@yandex.ru

Дмитрий Олегович Ширинкин – младший научный сотрудник, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., д. 29
e-mail: shirinkindo.40@mail.ru

Алексей Леонидович Южаков – кандидат техн. наук, доцент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, Комсомольский пр., 29,
e-mail: uzual94@gmail.com

Статья поступила в редакцию 01.04.2025;
Принята к публикации 03.09.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Hydrodynamic Modeling of Complex Carbonate Reservoirs Considering Facies Zonality

S.N. Krivoshchekov*, A.A. Kochnev, E.S. Ozhgibesov, D.O. Shirinkin, A.L. Yuzhakov

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Sergey N. Krivoshchekov, e-mail: krivoshchekov@gmail.com

Abstract. Hydrodynamic modeling is an important stage in the design of rational development of oil fields. However, the process of model creation is accompanied by a large number of difficulties associated with the uncertainty of reservoir properties. This problem is especially relevant when modeling complex carbonate reservoirs. One of the key parameters required to create a hydrodynamic model are the dependences of relative phase permeabilities. The standard approach is to

create single dependences of relative phase permeabilities for the whole reservoir. However, at such an approach the peculiarities of filtration in separate zones of the formation are minimized. Within the framework of this study we have created a hydrodynamic model of the field characterized by a complexly constructed carbonate reservoir, taking into account the facies zonality in determining the dependences of relative phase permeabilities. In the course of the work the

laboratory studies were linked to different facies zones of the deposit. For each facies zone, approximation of relative phase permeability dependences was carried out using LET model. The distribution of selected facies in the hydrodynamic model by specifying different regions in a three-dimensional grid was carried out, and the loading of dependences of relative phase permeabilities by facies zones was also carried out. According to the modeling results, it was found that the use of separate dependencies of relative phase permeabilities for each facies zone increases the convergence of technological indicators of development with the historical trend compared to the standard approach. The study also included the design of geological and technological measures on the modified model taking into account facies zonality. The designed measures allowed for 10 years of forecast calculations to increase oil production by 5551.5 c.u. in comparison with the basic calculation, with practically unchanged watercut – 1.2%.

Keywords: complex carbonate reservoir, facies zonality, relative phase permeabilities, displacement coefficient, hydrodynamic model

Acknowledgements

The research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Project No. FSNM-2023-0005).

Recommended citation: Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Ozhgibesov E.S., Shirinkin D.O., Yuzhakov A.L. (2025). Hydrodynamic Modeling of Complex Carbonate Reservoirs Considering Facies Zonality. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 235–245. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.10>

References

- Arnold D., Demyanov V., Christie M., Bakay A., Gopa K. (2016). Optimisation of decision making under uncertainty throughout field lifetime: A fractured reservoir example. *Computers & Geosciences*, 95, pp. 123–139. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2016.07.011>
- Dominguez G. C., Fernando S. V., Chilingarian G. V. (1992). Simulation of carbonate reservoirs. *Developments in petroleum science*, 30, pp. 543–588. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(09\)70135-9](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(09)70135-9)
- Dubrovin M. G., Vokina V. R., Yadryshnikova O. A. (2022). On the application of LET-model for approximation of core relative phase permeabilities. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 8(4), pp. 144–162. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162>
- Gareeva A.A. (2020). Significance of geological and hydrodynamic modeling in the development and operation of oil and gas fields. *Actual researches*, 22, pp. 68–70. (In Russ.)
- Gubaiddullin, M. G., Yuryev A. V., Belozerov I. P. (2017). Experimental studies of relative phase permeabilities and oil-water displacement coefficients in complexly constructed reservoirs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2, pp. 49–52. (In Russ.)
- Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. (1986). Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Boca Raton: CRC Press., 152 p. <https://doi.org/10.1201/9781351076326>
- Honarpour M., Mahmood S.M. (1988). Relative-permeability measurements: An overview. *Journal of petroleum technology*, 40(8), pp. 963–966. <https://doi.org/10.2118/18565-PA>
- Korovin, M.O. (2021). Accounting for the influence of relative phase permeabilities on the adaptation of a field with terrigenous reservoir type. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(4), pp. 173–180. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3161>
- Ladeyshchikov S.V., Fadeev A.P., Dorofeev N.V., Sabelnikov I.S., Zhemchugova T.A., Yuzhakov A.L. (2022). An integrated approach to creating three-dimensional geological models using the example of Timan-Pechora region fields. *Drilling and Oil*, 12, pp. 14–21. (In Russ.)
- Li R., Chen Q., Deng H., Fu M., Hu L., Xie X., Zhang L., Guo X., Fan H., Xiang Z. (2021). Quantitative evaluation of the carbonate reservoir heterogeneity based on production dynamic data: A case study from Cretaceous Mishrif formation in Halfaya oilfield, Iraq. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 206, 109007. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109007>
- Lomeland F., Orec A. S. (2018). Overview of the LET family of versatile correlations for flow functions. *Proceedings of the International Symposium of the Society of Core Analysts*, 27–30 August 2018, Trondheim, Norway. <https://www.jgmaas.com/SCA/2018/SCA2018-056.pdf>
- Lucia F. J., Kerans C., Jennings J. W. (2003). Carbonate reservoir characterization. *Journal of Petroleum Technology*, 55, pp. 70–72. <https://doi.org/10.2118/82071-JPT>
- Mahdavari M., Rostami A., Keivanimehr F., Shahbazi K. (2021). Accurate determination of permeability in carbonate reservoirs using Gaussian Process Regression. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107807. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107807>
- Martin A. J., Solomon S. T., Hartmann D. J. (1997). Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. *AAPG Bulletin*, 81, pp. 734–759. <https://doi.org/10.1306/522B482F-1727-11D7-8645000102C1865D>
- Masalmeh S. K., Jing X. D. (2007). Improved characterisation and modelling of carbonate reservoirs for predicting waterflood performance. *Proceedings of the International Petroleum Technology Conference*, Dubai, U.A.E., 4–6 December 2007. <https://doi.org/10.2523/IPTC-11722-MS>
- McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core analysis: a best practice guide. Elsevier, 540 p.
- Mikhailov N.N., Gurbatova I.P. (2012). Experimental study of the influence of scale effects on the characteristics of two-phase filtration. *Georesources. Geoenergetics. Geopolitics*, 1(5), pp. 1–3. (In Russ.)
- Ovcharov V.V. (2014). Review of calculation methods and correction procedures of relative phase permeability curves for hydrodynamic modeling of hydrocarbon deposits. *Vestnik cybernetiki*, 1(13), pp. 10–16. (In Russ.)
- Pozdnyakov A.A., Koreshkov R. B. (2011). Determination of two-phase filtration characteristics from field data. *Izvestiya vuzov. Neft i gas*, 4, pp. 60–65. (In Russ.)
- Ryasnoy A.A., Savelyeva E.N. (2019). Influence of secondary processes on the reservoir properties of carbonate rocks of the Vereiskiy oil and gas bearing complex (North-West of the Republic of Bashkortostan). *Regional Geology and Metallogeny*, 77, pp. 27–39. (In Russ.)
- Shenawi S.H., White J.P., Elrafie E.A., El-Kilany K.A. (2007). Permeability and Water Saturation Distribution by Lithologic Facies and Hydraulic Units: A Reservoir Simulation Case Study». *Proceedings of the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain, 11–14 March 2007. <https://doi.org/10.2118/105273-MS>
- Shirinkin D.O. (2021) Analysis of the influence of facies structure on the development and operation of the East Lambeyshor field of the Timan-Pechora province. *Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 1, pp. 67–71. (In Russ.)
- Shirinkin D.O. (2022) Analysis of heterogeneity of filtration-capacitive properties of the formation of the Yelets deposit of the East-Lambeyshorskoye field. *Proc. Oil and Gas Conference*, Moscow, 25–29 April 2022. (In Russ.)
- Shurunov A.V. (2025). Determination of parameters of dependences of relative phase permeabilities using hydrodynamic studies of wells and numerical modeling for a low-permeability terrigenous reservoir. *Actual problems of oil and gas*, 16(1), pp. 24–35. (In Russ.) <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>
- Stepanenko, A.A. (2018). Practical techniques of hydrodynamic modeling. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 9, pp. 41–45. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-9-41-45>
- Stepanov S.V., Lopatina E.S., Zagorovsky M.A., Zubareva I.A. (2024). Multiscale modeling of high-viscosity oil production with water and polymer solution injection. *Automation and informatization of the fuel and energy complex*, 7(612), pp. 51–60. (In Russ.)
- Tadayoni M., Khalilbeyg M., Bin Junin R. (2020). A new approach to heterogeneity analysis in a highly complex carbonate reservoir by using borehole image and conventional log data. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, pp. 2613–2629. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00930-4>
- Tudvachev A.V., Konosavsky P.K. (2013). Analysis and forecasting of phase permeability function dependences of oil-saturated reservoirs on the example of fields of Surgut and Vartovskiy vaults of West Siberian oil and gas province. *Bulletin of St. Petersburg University. Earth Sciences*, 1, pp. 31–41. (In Russ.)
- Vashakidze N.S., Filippova G.V., Raush N.L., Osipov G.S. (2024). Introduction to the assessment of the quality of cluster analysis. *International Journal of Humanities and Natural Sciences*, 10–2(97), pp. 86–89. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/2500-1000-2024-10-2-86-89>
- Yekta A.E., Manceau J., Gaboreau S., Pichavant M., Audigane P. (2018). Determination of hydrogen–water relative permeability and capillary pressure

in sandstone: application to underground hydrogen injection in sedimentary formations. *Transport in Porous Media*, 122(2), pp. 333–356. <https://doi.org/10.1007/s11242-018-1004-7>

Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasiliev I.V., Anikeev D.P., Tsagan-Mandzhiev T.N. Rodionov A.E., Lachugin D.S., Afanasyev V.S., Afanasyev S.V., Antonovich A.A. (2017). Conducting comprehensive studies to assess the relative phase permeabilities for oil and water and the displacement efficiency under conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 2). *Oil Industry*, 10, pp. 90–93. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93>

About the Authors

Sergey N. Krivoschekov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: krivoshchekov@gmail.com

Alexander A. Kochnev – Cand. Sci. (Engineering), Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: sashakoch93@gmail.com

Evgeny S. Ozhgibesov – Assistant, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: ozhgibesov2015@yandex.ru

Dmitry O. Shirinkin – Junior Researcher, Perm National Research Polytechnic University

29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: shirinkindo.40@mail.ru

Aleksey L. Yuzhakov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University,

29 Komsomolsky pr., Perm, 614990, Russian Federation
e-mail: uzual94@gmail.com

*Manuscript received 1 April 2025;
Accepted 3 September 2025; Published 20 December 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)