

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.161-176>

EDN PALTNW

УДК 622.276.1/4.001.57

Применение гидродинамического моделирования для проектирования разработки нефтяного месторождения

Савельев Д.А., Жук А.М., Саяхов В.А.,

Бакиров И.И., Гиниятуллин Р.Р., Попова И.А.

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» -

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

Application of hydrodynamic modeling for designing the development of oilfield

D.A. Savelev, A.M. Zhuk, V.A. Sayakhov,

I.I. Bakirov, R.R. Giniyatullin, I.A. Popova

Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almetyevsk, Russia

E-mail: da-savelev@mail.ru, zet.099@yandex.ru

Аннотация. Процесс адаптации гидродинамической модели месторождения является наиболее важным элементом для оптимизации разработки углеводородных ресурсов. В данной работе описана адаптация объектов нефтяного месторождения, которая включает в себя анализ существующих данных о геологическом строении, гидродинамических характеристиках и эксплуатационных параметрах месторождения, что позволяет более точно предсказывать динамику разработки месторождения, способствует повышению эффективности извлечения углеводородов и снижению рисков, связанных с эксплуатацией. В данной статье приведено сравнение результатов адаптации турнейского яруса и верейского горизонта нефтяного месторождения, полученных при гидродинамическом моделировании (ГДМ), к параметрам и запасам геологической модели (ГМ), приведено сопоставление подсчетных параметров и запасов углеводородного сырья гидродинамической модели (УВС ГДМ) и представленных к утверждению государственного баланса (ГБ). Также с использованием моделей двух объектов были построены карты плотностей массовых подвижных запасов нефти для каждого объекта, представленного на данном месторождении. Основное внимание уделяется геолого-фи-

зической характеристике месторождения, этапам подготовки данных к созданию модели, методам адаптации модели, возникшим проблемам, а также оценке ее точности и надежности в прогнозировании поведения флюидов в пласте для дальнейшего построения прогноза разработки месторождения.

Ключевые слова: гидродинамическая модель, адаптация ГДМ, разработка месторождения, варианты разработки, проект разработки, *tNavigator*, прогноз ГДМ, карты плотности массовых подвижных запасов

Для цитирования: Савельев Д.А., Жук А.М., Саяхов В.А., Бакиров И.И., Гиниятуллин Р.Р., Попова И.А. Применение гидродинамического моделирования для проектирования разработки нефтяного месторождения // Нефтяная провинция.-2025.-№1(41).-С. 161-176. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.161-176>. - EDN PALTNW

Abstract. The process of adaptation of the hydrodynamic model of the field is the most important element for optimization of hydrocarbon resources development. This paper describes the adaptation of oil field objects, which includes the analysis of existing data on the geological structure, hydrodynamic characteristics and operational parameters of the field, which allows more accurate prediction of the dynamics of field development, contributes to the increase in the efficiency of hydrocarbon extraction and the reduction of risks associated with operation. This article compares the results of adaptation of the Tournaisian stage and Vereisk horizon of the oil field, obtained during hydrodynamic modeling (HDM), to the parameters and reserves of the geological model (GM), a comparison of the calculated parameters and reserves of hydrocarbon raw materials of the hydrodynamic model (HCR HDM) and those submitted for approval of the state balance (GB). Also, using the models of two objects, maps of the densities of mass mobile oil reserves were constructed for each object represented in this field. The main attention is paid to the geological and physical characteristics of the field, the stages of data preparation for the creation of the model, the methods of adaptation of the model, the problems that have arisen, as well as the assessment of its accuracy and reliability in predicting the behavior of fluids in the reservoir for the further construction of a forecast for the development of the field.

Key words: hydrodynamic model, adaptation of the hydrodynamic model, field development, development options, development project, *tNavigator*, hydrodynamic model forecast, maps of mass mobile reserves

For citation: D.A. Savelev, A.M. Zhuk, V.A. Sayakhov, I.I. Bakirov, R.R. Giniyatullin, I.A. Popova. Primenenie gidrodinamicheskogo modelirovaniya dlya proektirovaniya razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya [Application of hydrodynamic modeling for designing the development of oilfield]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(41), 2025. pp. 161-176. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.161-176>. EDN PALTNW (in Russian)

Введение

Рассматриваемое нефтяное месторождение, расположенное в пределах Самарской области, было открыто в 1980 году бурением двух глубоких скважин, оказавшихся в неблагоприятных структурных условиях, ликвидированных по геологическим причинам и выведенных из фонда месторождения, является многопластовым, простым по геологическому строению, по величине извлекаемых запасов очень мелкое. На разработку месторождения составлено три проектных технологических документа.

Данная работа выполнена на основании оперативного подсчета запасов углеводородного сырья (УВС) в связи с перекатегоризацией запасов месторождения и в соответствии с требованиями новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 г. № 477, а также отклонения по накопленному уровню добычи нефти за период 2019-2023 гг.

Целью проектного документа на разработку нефтяного месторождения является выработка стратегии дальнейшей его разработки на основе уточненной геологической и фильтрационной моделей, выработка мероприятий для повышения эффективности разработки месторождения [1].

Нефтяное месторождение введено в пробную эксплуатацию в 2007 г., в промышленной разработке с 2009 г. Всего на месторождении выделено два объекта разработки - верейский и турнейский. В разработке находился один эксплуатационный объект - турнейский, представленный карбонатными отложениями. Активное освоение месторождения и максимальный ввод скважин отмечается на начальном этапе разработки с 2007 по 2012 гг. С начала разработки добыто 3 тыс. т нефти, 5 тыс. т жидкости, отбор от НИЗ на 01.01.2024 г. составляет 0,9%, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,002. С июля 2015 года и по настоящее время объект не разрабатывается.

Выработка запасов осуществляется на естественном упруговодонапорном режиме. Начальное пластовое давление турнейского объекта составляет 13 МПа, в 2022 г. пластовое давление находилось на уровне начального.

В целом по месторождению на 01.01.2024 общий фонд скважин (запасы категорий АВ₁) составляет две скважины, находящиеся в консервации. С июля 2015 г. скважины остановлены из-за низкой рентабельности и отсутствия обустройства. Среднесуточный дебит нефти в 2015 г. составил 0,4 т/сут, по жидкости – 0,5 т/сут при обводненности - 15%. В действующем добывающем фонде скважин не числится, две добывающие ранее скважины остановлены 01.07.2015 г., в конце 2023 г. законсервированы. Реализация проектного фонда составляет 36%.

Перспектива полной выработки запасов связана с дальнейшим разбуриванием в соответствии с настоящим проектным документом, а также с проведением различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на увеличение продуктивности скважин и снижение обводненности.

Целью создания ГДМ является оценка распределения запасов по площади в различные моменты времени, оптимизация и пересмотр запланированных ГТМ, создание базы для прогнозных расчетов рекомендуемых вариантов дальнейшей разработки месторождения [2].

При построении фильтрационных моделей продуктивных пластов C_{2vr}, C_{1t} нефтяного месторождения применялись программные комплексы Aspen ResView и tNavigator 21.3.

Подготовительный этап создания модели включал в себя сбор и обобщение данных, необходимых для дальнейшего использования в tNavigator. Были обобщены данные по забойному и пластовому давлениям, перфорациям скважин и история накопленных отборов и дебитов, загружена грид-сетка и пр. Далее данные были выгружены для tNavigator в формате Tempest.

В программном комплексе tNavigator 21.3 предусмотрены различные режимы работы скважин и разнообразные ограничения: на забойные и устьевые давления, суммарный отбор (закачку) жидкости, дебиты нефти, воды и газа, что позволяет управлять работой как выделенных групп, так и отдельных скважин. В добывающих скважинах могут быть заданы технологические и экономические ограничения (предельная обводненность продукции, предельный рентабельный дебит и пр.).

В настоящей работе представлены две ГДМ для залежей нефти верейского и турнейского объектов месторождения по состоянию на 01.01.2024 г.

При ГДМ использовались следующие данные и массивы свойств: грид-сетка, кубы песчаности (NTG), пористости (PORO), проницаемости (PERMX), начальной и остаточной водонасыщенности (SWAT и SOWCR); данные по PVT-свойствам пластовых флюидов: плотность нефти, воды в поверхностных условиях, зависимости вязкости, объемного коэффициента нефти от давления и пр.; функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), капиллярного давления; данные по свойствам породы; координаты скважин, инклинометрия; промысловые данные по скважинам: исторические данные по добыче нефти, жидкости, коэффициенты эксплуатации, каталог перфораций.

Моделирование активности законтурных вод для объектов месторождения осуществлялось при помощи задания в модели аналитического водонапорного горизонта (аналитическая модель водоносного горизонта Картера-Трейси (Carter-Tracy), который позволяет задавать скорость притока через единицу площади в течение всего времени моделирования.

Водоносный горизонт Картера-Трейси задавался с использованием ключевых слов AQUCT и AQUANCON, связь с залежью устанавливается с помощью задания сеточных блоков модели, к активным граням которых присоединяется водоносный горизонт (AQUANCON). Свойства водонос-

ного пласта задаются ключевым словом AQUCT и содержит параметры данных, которые подбирались в процессе адаптации фильтрационной модели (ФМ).

Основные характеристики построенных ГМ и ГДМ турнейского яруса и верейского горизонта месторождения приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные характеристики трехмерных моделей продуктивных пластов месторождения

Горизонт/ярус	Количество ячеек, ед.			Шаг сетки, м	
	NX	NY	NZ	X	Y
Турнейский (C _{1t})	84	111	176	25	25
Верейский (C _{2vr})	84	111	234	25	25

На залежах нефти месторождения отсутствует газовая шапка, разработка залежей предполагается при пластовом давлении выше давления насыщения. Создание ФМ выполнено в рамках теории изотермической двухфазной фильтрации.

В определенной степени достоверность и качество построенных моделей подтверждает сходимость подсчетных параметров и запасов нефти, полученных в моделях турнейского яруса и верейского горизонта, к параметрам и запасам ГМ (Табл. 2). Сопоставление запасов УВС по ГДМ и принятых к проектированию приведены в табл. 3.

Таблица 2

Сходимость подсчетных параметров и запасов нефти, полученных в ГДМ, к параметрам и запасам ГМ

Параметры	Расхождение ГДМ с ГМ	
	Турнейский, %	Верейский, %
Эффективный объем, тыс. м ³	-0,1	-0,2
Поровый объем, тыс. м ³	-0,1	-0,2

Продолжение таблицы 2

Параметры	Расхождение ГДМ с ГМ	
	Турнейский, %	Верейский, %
Нефтенасыщенный объем, тыс. м ³	1,1	1,1
Средневзвешенные параметры		
Пористость, д. ед.	0,0	0,0
Нефтенасыщенность, д. ед.	1,4	1,3
Запасы УВС, тыс. т.	-3,8	-2,6

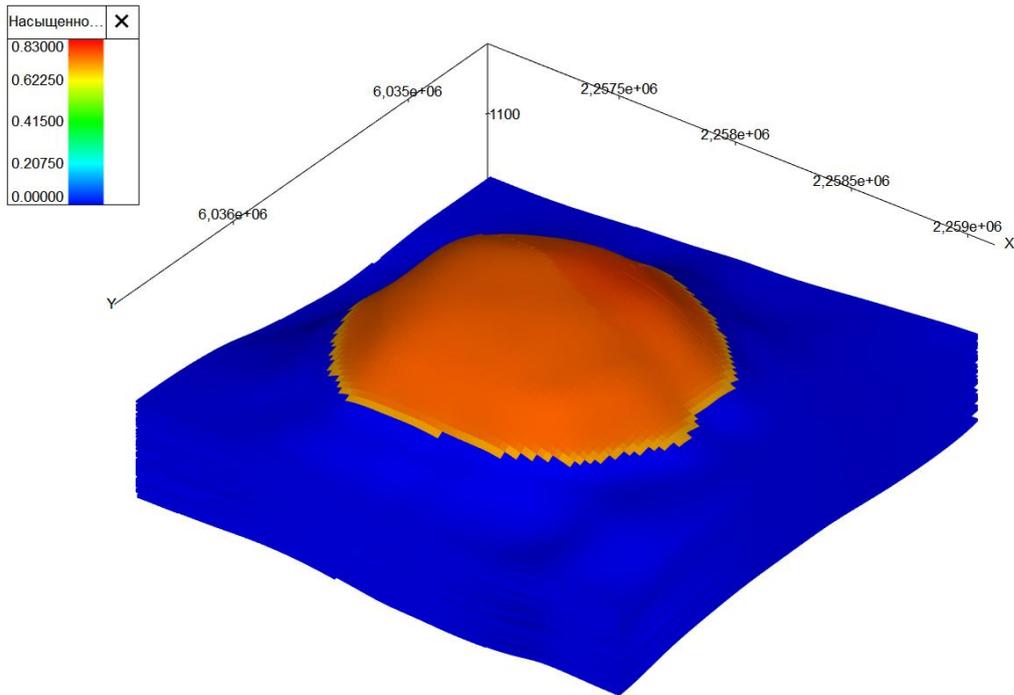
Таблица 3

Сопоставление подсчетных параметров и запасов УВС ГДМ и представленных к утверждению ГБ

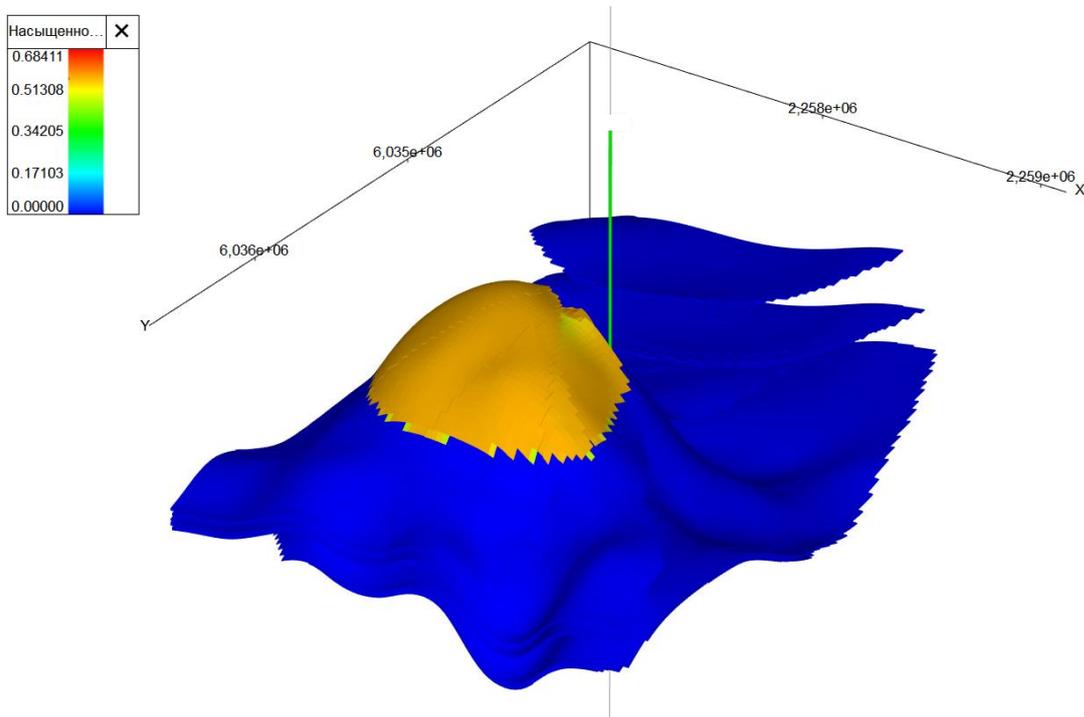
Параметр	Расхождение ГБ с ГДМ	
	Турнейский, %	Верейский, %
Начальные геологические запасы нефти	0,2	-0,6
Объем нефтенасыщенных пород	1,9	-0,6
Площадь нефтеносности	1,2	4,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	0,4	-4,3
Средний коэффициент пористости	0,0	0,0
Коэффициент начальной нефтенасыщенности	1,4	0,0

Расхождение параметров составляет менее 5%, что свидетельствует о высоком качестве построения модели и достоверности получаемых результатов расчета.

На рис. 1–2 представлен общий вид моделей пластов на примере распределения массива начальной нефтенасыщенности.



**Рис. 1. Общий вид модели пласта C1t
(распределение начальной нефтенасыщенности)**



**Рис. 2. Общий вид модели пласта C2vr
(распределение начальной нефтенасыщенности)**

Адаптация – это обратная задача, не имеющая единственного решения, включает в себя корректировку параметров модели с целью достижения сходимости расчетных результатов с фактическими: адаптация динамики дебитов, приемистости, накопленных показателей, отбора нефти, воды и жидкости, пластовых и забойных давлений [3].

При адаптации турнейского и верейского объектов возникли следующие сложности: наличие высокой вязкости нефти, заколонных циркуляций и негерметичности эксплуатационной колонны на одной из скважин, которые были решены путем локальной модификации свойств относительной фазовой проницаемости (ОФП) и проницаемости, а также заданием новых перфораций и изоляций по траектории скважины.

В процессе адаптации удалось приблизить рассчитанный вариант разработки к историческим показателям накопленных отборов по нефти, воде и жидкости. Адаптацию, проведенную только по турнейскому объекту (верейский объект не разрабатывался), можно назвать успешной:

- отклонение расчетной накопленной добычи жидкости и нефти не превысило 5% по сравнению с историей;
- отклонение расчетной годовой добычи жидкости и нефти находится в пределах 10% по сравнению с историей;
- отклонение расчетного тренда пластового давления не преодолело отметку в допустимые 25% по сравнению с трендовой линией фактических данных за исторический период.

Также при адаптации трехмерной цифровой ГДМ расчетные показатели разработки по скважинам соответствуют фактическим с учетом допустимых отклонений:

- отклонение расчетной накопленной добычи жидкости и нефти в допустимых 20% по сравнению с историей для скважин, обеспечивающих 80% накопленной добычи нефти объекта;

- отклонение расчетного тренда забойного давления также не превысило 25% по сравнению с трендовой линией фактических данных за исторический период.

На рис. 3 представлено сопоставление интегральных показателей разработки после адаптации ГДМ турнейского объекта. Сопоставление годовых уровней добычи нефти и жидкости представлено в табл. 4.

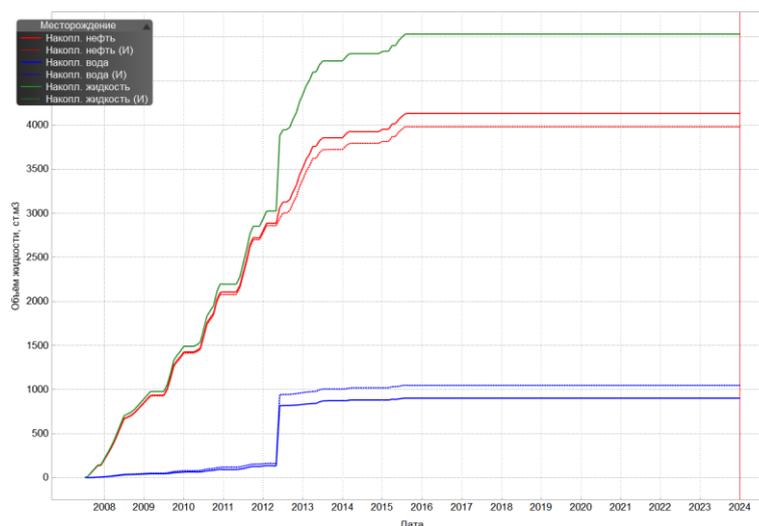


Рис. 3. График сопоставления фактических (история) и расчетных (адаптация) накопленных отборов нефти, воды и жидкости по турнейскому объекту

Таблица 4

Сопоставление расчетных и фактических годовых уровней добычи нефти и жидкости (турнейский объект)

Год	Годовая добыча нефти, тыс. т		Отклонение		Годовая добыча жидкости, тыс. т		Отклонение	
	Расчет	Факт	тыс. т	%	Расчет	Факт	тыс. т	%
2007	0,2	0,2	0,0	0,9	0,2	0,2	0,0	0,0
2008	0,7	0,6	0,0	0,7	0,7	0,7	0,0	0,0
2009	0,6	0,6	0,0	2,0	0,6	0,6	0,0	0,0
2010	0,7	0,7	0,0	1,4	0,7	0,7	0,0	-0,1
2011	0,7	0,7	0,0	0,9	0,7	0,7	0,0	0,0
2012	0,8	0,7	0,1	8,0	1,4	1,4	-0,1	-3,8
2013	0,3	0,3	0,0	0,3	0,4	0,4	0,0	0,0
2014	0,1	0,1	0,0	3,9	0,1	0,1	0,0	0,3
2015	0,2	0,2	0,0	5,4	0,2	0,2	0,0	0,0

В результате адаптации ГДМ были получены карты плотностей массовых подвижных запасов нефти для каждого из объектов: турнейского (Рис. 4) и верейского (Рис. 5), которые позволили более рационально вести разработку данного месторождения, оценить состояние запасов и провести анализ влияния запланированных ГТМ для прогнозирования дальнейших этапов разработки.

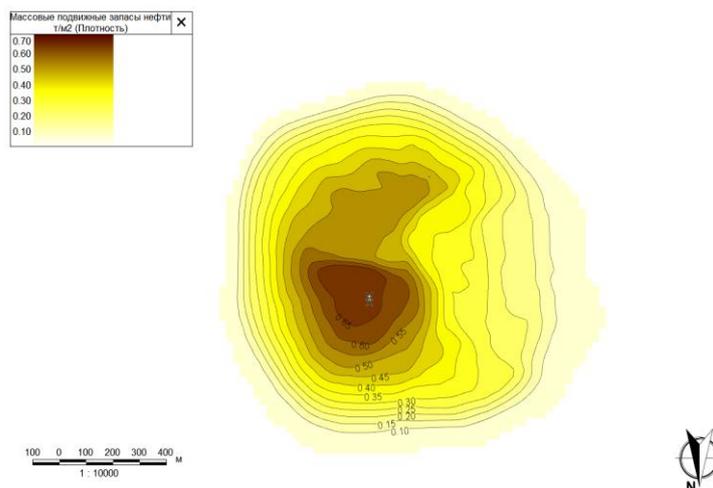


Рис. 4. Карта плотности массовых подвижных запасов нефти модели пласта C1t

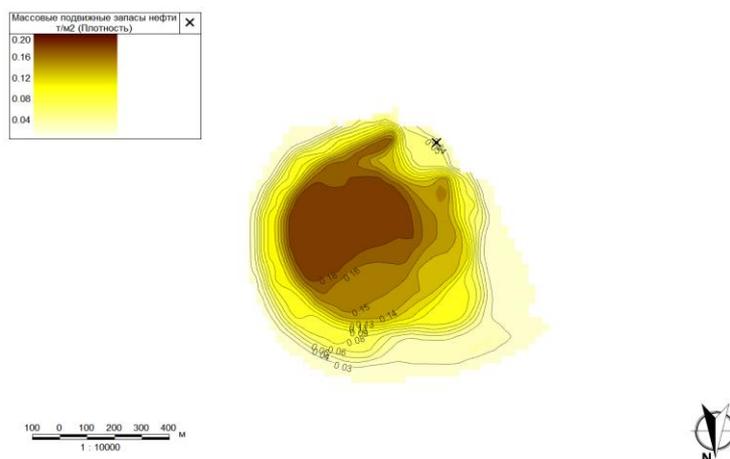


Рис. 5. Карта плотности массовых подвижных запасов нефти модели пласта C2vr

Также на основе адаптированной ГДМ были разработаны три прогнозных варианта по утвержденному графику ГТМ до 2125 г. по каждому из рассматриваемых объектов. Эти варианты позволили оценить годовые показатели разработки, включая экономическую составляющую реализации рекомендуемого варианта.

По турнейскому объекту (Рис. 6):

(1) – общий фонд 9 скважин, из них 2 скважины, введённые из консервации, 1 горизонтальная и 6 новых пробуренных;

(2) – общий фонд 10 скважин, из них 2 скважины, введённые из консервации, 1 горизонтальная и 7 новых пробуренных;

(3) – общий фонд 2 скважины, из них 2 скважины с вводом из консервации.

По верейскому объекту (Рис. 7):

(1) – общий фонд 7 скважин, из них 6 с применением технологии ОРД с турнейским объектом, перевод 1 скважины с турнейского объекта с зарезкой бокового ствола

(2) – общий фонд 8 скважин, из них 7 с применением технологии ОРД с турнейским объектом, перевод 1 скважины с турнейского объекта с зарезкой бокового ствола.

(3) – общий фонд 2 скважины, из них 2 скважины с применением технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД).

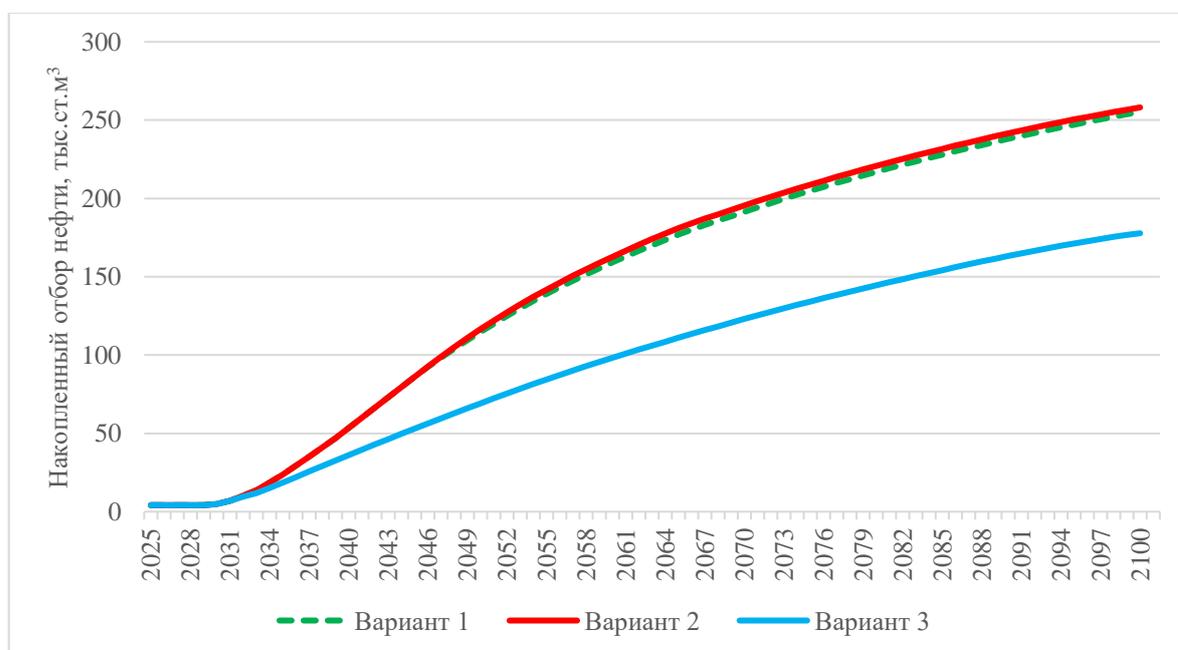


Рис. 6. Сравнение накопленных отборов нефти (тыс. ст. м³) по трем вариантам разработки турнейского объекта

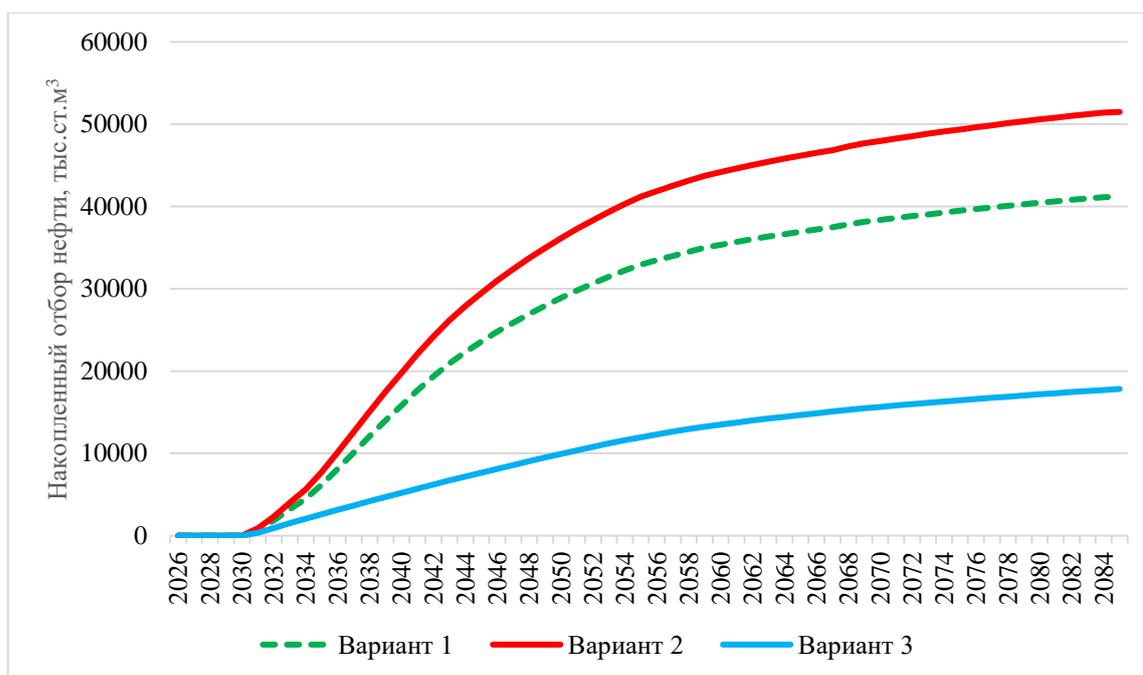


Рис. 7. Сравнение накопленных отборов нефти (тыс. ст. м³) по трем вариантам разработки верейского объекта

Таблица 5

Сравнение трех вариантов разработки турнейского и верейского объекта

ЭО	Вариант разработки	Расчетные величины		
		Коэффициент вытеснения	Коэффициент охвата	КИН
1	2	3	4	5
Турнейский	Вариант 1 (рек)	0,378	0,611	0,231
	Вариант 2		0,619	0,234
	Вариант 3		0,368	0,139
Верейский	Вариант 1 (рек)	0,300	0,657	0,197
	Вариант 2		0,670	0,201
	Вариант 3		0,613	0,184

Интерпретировав полученные результаты (Табл. 5), можно сделать следующие выводы: при разработке турнейского объекта целесообразнее применять первый вариант разработки, при разработке верейского объекта был рекомендован также первый вариант на основании максимального значения интегрального показателя $T_{\text{онт}}$.

Адаптированная ГДМ позволяет моделировать множество прогнозных вариантов для выбора наиболее рентабельного и экономически выгодного варианта разработки. Прогнозные варианты по обоим объектам разработки вплоть до 2125 г. позволили оценить годовые показатели разработки, включая экономическую составляющую реализации рекомендуемого варианта. Применение геолого-гидродинамического моделирования (ГГДМ) позволяет не только повысить эффективность добычи, но и снизить риски, связанные с разработкой нефтяного месторождения. В условиях растущей конкуренции и необходимости устойчивого развития, внедрение цифровых двойников становится неотъемлемой частью стратегий управления ресурсами в нефтегазовом секторе, ГДМ составляют основу для набирающего обороты и все более обсуждаемого интегрированного моделирования месторождений нефти и газа.

Список литературы

1. ГОСТ Р 55414-2013 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАЗОВЫЕ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ, НЕФТЕГАЗОВЫЕ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ.
2. Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий // Георесурсы. 2011. №3.
3. Семёнев В.С., Небоженко В.А. Повышение эффективности процесса адаптации гидродинамической модели нефтяного месторождения // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2007. №1.

References

1. GOST R 55414-2013 MESTOROZHdENIYa GAZOVYE, GAZOKONDENSATNYE, NEFTEGAZOVYE I NEFTEGAZOKONDENSATNYE. (in Russian)
2. Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A., Dulkarnaev M.R. Iteratsionnaya metodika postroeniya geologo-gidrodinamicheskikh modeley dlya otsenki raspredeleniya ostatochnykh zapasov nefti i planirovaniya geologo tekhnologicheskikh meropriyatiy // Georesursy. 2011. №3. (in Russian)
3. Semenev V.S., Nebozhenko V.A. Povyshenie effektivnosti protsesssa adaptatsii gidrodinamicheskoy modeli neftyanogo mestorozhdeniya // Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Tekhnicheskie nauki. 2007. №1. (in Russian)

Сведения об авторах

Савельев Данил Александрович, студент 4 курса, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: da-savelev@mail.ru

Жук Алексей Михайлович, студент 4 курса, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: zet.099@yandex.ru

Саяхов Вадим Аликович, к.т.н., доцент кафедры РиЭНГМ, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: sayakhoff@mail.ru

Бакиров Ильдар Ильшатович, научный сотрудник кафедры РиЭНГМ, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: bakirovii.ksc@gmail.com

Гиниятуллин Радель Рамилевич, младший научный сотрудник кафедры РиЭНГМ, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: giniyatullinrr.ksc@gmail.com

Попова Ирина Александровна, научный сотрудник кафедры РиЭНГМ, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: irena86.07@mail.ru

Authors

D.A. Savelev, 4th year student, Almetьевsk State University of Technology – Higher Petroleum School
186a, Sovetskaya Str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation
E-mail: da-savelev@mail.ru

A.M. Zhuk, 4th year student, Almetьевsk State University of Technology – Higher Petroleum School
186a, Sovetskaya Str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation
E-mail: zet.099@yandex.ru

V.A. Sayakhov, Ph.D., Docent of the Department of RiENGM, Almetьевsk State University of Technology – Higher Petroleum School
186a, Sovetskaya Str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation
E-mail: sayakhoff@mail.ru

I.I. Bakirov, researcher of the Department of RiENGM, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: bakirovii.ksc@gmail.com

R.R. Giniyatullin, junior researcher of the Department of RiENGM, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: giniyatullinrr.ksc@gmail.com

I.A. Popova, researcher of the Department of RiENGM, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School
186a, Sovetskaya Str., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: irena86.07@mail.ru

Статья поступила в редакцию 13.11.2024
Принята к публикации 21.03.2025
Опубликована 30.03.2025