

Научная статья
УДК 550.34.01
<https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-1-57-66>
EDN EEEOSB

Варианты геологического моделирования нефтяного месторождения с учетом данных работы скважин

*Д. В. Крашаков, А. А. Кузьмичев[✉], С. А. Ильков, А. Н. Свиридов,
М. О. Корчагина, А. О. Мавродиева, Д. Д. Сайдакова, С. А. Дубровская*

*ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
Волгоград, Россия, Andrei.Kuzmichev@lukoil.com[✉]*

Аннотация. Неотъемлемой частью процесса разработки месторождений углеводородов является построение детальных трехмерных цифровых геологических моделей. При этом, если залежь имеет сложное геологическое строение, то необходимо построение максимально точной геологической модели, поскольку на основе нее строится гидродинамическая модель, с помощью которой выполняется расчет прогнозных показателей разработки месторождения. В случае, если концепция, заложенная при базовом геологическом анализе, не подтверждается данными разработки, требуется оперативный пересмотр всех имеющихся исходных данных и корректировка геологической модели. В статье выполнен пересмотр геологического строения продуктивного пласта Б2 бобринского горизонта визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы купола А нефтяного месторождения Самарской области в связи с выявлением несоответствия между принятой геологической моделью и данными разработки при адаптации гидродинамической модели. Представлены геологическое строение района работ и тектонические элементы, приуроченные к нефтегазовой структуре. В региональном тектоническом плане исследуемое месторождение расположено в пределах юго-восточного борта Мелекесской впадины, для которой характерно погружение поверхности кристаллического фундамента в западном и юго-западном направлениях. Этот структурный элемент находится в пределах Средневолжской нефтегазоносной области, входящей в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Предложены варианты по совершенствованию геолого-гидродинамической модели исследуемого пласта с целью изучения закономерностей распределения коллекторов, а следовательно, и начальных запасов нефти, опираясь на геолого-промысловые данные. Достигнута улучшенная сходимости расчетных показателей работы с историческими по ряду скважин месторождения.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения, геологическое моделирование, гидродинамическая модель, адаптация гидродинамической модели, данные работы скважин

Благодарность: авторы выражают признательность специалистам Управления гидродинамического моделирования месторождений в Европейском регионе ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Волгоград, за помощь в работе над материалами статьи.

Для цитирования: Крашаков Д. В., Кузьмичев А. А., Ильков С. А., Свиридов А. Н., Корчагина М. О., Мавродиева А. О., Сайдакова Д. Д., Дубровская С. А. Варианты геологического моделирования нефтяного месторождения с учетом данных работы скважин // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2025. № 1. С. 57–66. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-1-57-66>. EDN EEEOSB.

Original article

Options for geological modeling of an oil field taking into account the data of the wells

*D. V. Krashakov, A. A. Kuzmichev[✉], S. A. Ilkov, A. N. Sviridov,
M. O. Korchagina, A. O. Mavrodiyeva, D. D. Saidakova, S. A. Dubrovskaya*

*LUKOIL-Engineering, LLC,
Volgograd, Russia, Andrei.Kuzmichev@lukoil.com[✉]*

Abstract. An integral part of the hydrocarbon field development process is the construction of detailed geological models. At the same time, if the deposit has a complex geological structure, it is necessary to construct the most accurate geo-

logical model, since a hydrodynamic model is constructed on its basis. With the help of hydrodynamic model, the calculation of the predicted indicators of field development is performed. If the concept laid down in the geological analysis is not confirmed by the development data, an operational review of all available initial data and adjustment of the geological model is required. In this article, a revision of the geological structure of the productive formation B2 of the Bobrikov horizon of the Visean stage of the lower section of the Carboniferous system of dome A of the oil field in the Samara region is carried out due to the identification of a discrepancy between the adopted geological model and the development data during the adaptation of the hydrodynamic model. The geological structure of the work area and tectonic elements confined to the oil and gas structure are presented. In the regional tectonic plan, the studied field is located within the south-eastern edge of the Melekess depression, which is characterized by the submergence of the crystalline basement surface in the western and south-western directions. This structural element is located within the Middle Volga oil and gas region, which is part of the Volga-Ural oil and gas province. Options for improving the geological and hydrodynamic model of the studied formation are proposed in order to study the distribution patterns of collectors, and, consequently, initial oil reserves, based on geological and field data. Improved convergence of the calculated performance indicators with historical ones for a number of wells of the field has been achieved.

Keywords: geological structure of the field, geological modeling, hydrodynamic model, adaptation of the hydrodynamic model, well operation data

Acknowledgment: the authors express their gratitude to the specialists of the Department of Hydrodynamic Modeling of Deposits in the European region of LUKOIL-Engineering, LLC, Volgograd, for their help in working on the materials of the article.

For citation: Krashakov D. V., Kuzmichev A. A., Ilkov S. A., Sviridov A. N., Korchagina M. O., Mavrodiya A. O., Saidakova D. D., Dubrovskaya S. A. Options for geological modeling of an oil field taking into account the data of the wells. *Oil and gas technologies and environmental safety*. 2025;1:57-66. (In Russ.). <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-1-57-66>. EDN EEEOSB.

Введение

Построение геологической модели (ГМ) месторождения выполняется в целях изучения и детального анализа его геологического строения. Качественная и детальная ГМ является основой для построения гидродинамической модели (ГДМ), которая позволяет повысить достоверность прогнозных расчетов показателей разработки, а также наиболее полно определить недостатки системы разработки, принять обоснованные решения по ее усовершенствованию [1, 2].

За период изучения и разработки месторождения углеводородов (УВ) накапливается значительный объем различной информации, которую необходимо хранить в структурированном виде, а также эффективно использовать как в процессе геологического и гидродинамического моделирования, так и в процессе обоснования и реализации проектных решений [3]. Но не на всех месторождениях возможно получить достаточный объем данных с помощью исследований из-за экономических или технологических причин. Поэтому все чаще возникает необходимость разработки месторождений УВ, характеризующихся сложным геологическим строением, в условиях недостатка информации. В связи с этим появляется потребность использования новых методических подходов при создании достоверной геологической модели [4, 5]. Неполная и неточная информация о строении толщи пласта может приводить к ошибкам при подсчете запасов, построении трехмерной геологической модели стандартными методами, а также при проектировании разработки месторождения [6]. В случае, если концепция, заложенная при геологическом анализе, не подтверждается данными разработки, требуется оперативный пересмотр всех

имеющихся исходных данных и корректировка геологической модели.

В условиях неопределенностей по строению и свойствам пласта в межскважинном пространстве сделать единственно верную не представляется возможным. Одним из способов повышения ее достоверности является создание набора моделей с различными распределениями свойств и выбор наиболее представительной на основе имеющихся данных и сведениях о строении месторождения [4, 5]. Для апробации подхода многовариантного геологического моделирования подобрано месторождение УВ в Самарской области, разбуренное преимущественно горизонтальными скважинами (ГС).

Информация о месторождении углеводородов

Промышленная нефтеносность исследуемого месторождения УВ установлена в отложениях верейского горизонта московского яруса (пласты А2, А3) среднего отдела, бобриковского горизонта визейского яруса (пласт Б2) и турнейского яруса (пласт В1) нижнего отдела каменноугольной системы. Залежи пластов приурочены к четырем поднятиям.

В региональном тектоническом плане исследуемая территория расположена в пределах юго-восточного борта Мелекесской впадины, для которой характерно погружение поверхности кристаллического фундамента в западном и юго-западном направлениях. Этот структурный элемент находится в пределах Средневолжской нефтегазоносной области, входящей в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Геологическое строение месторождения изучено по материалам сейсморазведочных работ МОГТ-3Д и данным бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

По величине начальных извлекаемых запасов нефти месторождение относится к средним, по степени сложности геологического строения – к сложным, по степени промышленного освоения – к разрабатываемым.

В статье рассматривается купол А пласта Б2 бобринского горизонта визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы месторождения Самарской области, который обладает наибольшим количеством запасов УВ.

Методология исследования

Для моделирования продуктивного пласта исследуемого месторождения УВ использовался программный пакет Irap RMS компании Roxar. Комплекс работ, охватывающий весь методико-технологический цикл построения геологических моделей, реализован в соответствии с действующим РД 153-39.0-047-00 и дополняющими его «Методическими указаниями по построению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений», часть 1 «Геологические модели».

Основные этапы создания трехмерной геологической модели:

- сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка исходных данных;
- структурное моделирование (построение каркаса 3D сеточной модели);
- построение трехмерной геологической сетки;
- осреднение скважинных данных;
- построение литологической (фациальной) модели;
- построение петрофизической модели;
- подсчет запасов УВ.

Адаптация ГДМ осуществлялась в программном комплексе Aspen Tempest компании AspenTech согласно «Временному регламенту оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, предоставляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС».

Первое построение геологической и гидродинамической моделей (2014 г.)

Первое построение трехмерной геологической модели исследуемого месторождения УВ выполнено в 2014 г. В качестве трендовой информации при построении использовались сейсмические поверхности по отражающему горизонту (ОГ) C_{1t1} (сопоставим с кровлей глин тульского горизонта, по результатам интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3D, 2009–2012 гг.). На исследуемом объекте пробурено 14 ГС и 4 пилотных ствола для уточнения макро- и микронеоднородности разреза целевого пласта и положения уровня водонефтяного контакта (ВНК).

Геологическое сопровождение процесса бурения ГС позволило уточнить следующее:

- углы падения пласта;
- неоднородность целевого коллектора по латерали;
- толщины непроницаемых пропластков.

Данная информация дала основания для уточнения особенностей строения пласта и актуализации модели купола А пласта Б2 бобринского горизонта рассматриваемого месторождения. Однако геологическое сопровождение велось не по всем скважинам (только по 4 скважинам), что не позволило в достаточной степени произвести уточнение геологической основы.

Построение геологической модели месторождения, разрабатываемого преимущественно ГС без пилотных стволов, имеет значительные риски по некорректному распределению запасов. Горизонтальные стволы не дают полного представления о геологическом строении месторождения, т. к. пробурены в прикровельной части пласта и вскрывают нефтенасыщенные толщины только в районе их прохождения, тем самым не давая достоверной информации о свойствах и распределении коллекторов, залегающих ниже (не охватывают вероятный эффективный залегающий ниже объем). Часто в качестве интерпретированной исходной информации доступны только абсолютные отметки входа скважины в пласт и интервалы вскрытых продуктивных коллекторов. Поэтому наиболее неопределенным параметром является распространение коллекторов. Несмотря на ограниченность исходной информации, ее необходимо использовать для построения. В связи с характером накопленной информации, данные, полученные с горизонтальных участков скважин на пласт Б2, использовались только при построении стратиграфической кровли пласта и определении эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин. Подошва отстраивалась конформно относительно общей выдержанности пласта. Результаты построения геологической модели и подсчета запасов УВ 2014 г. удовлетворили регламентным требованиям ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ГКЗ), и были ею приняты.

Далее в рамках составления проектного документа на разработку месторождения (ПГД) в процессе адаптации ГДМ на фактические показатели разработки месторождения расхождение расчетных данных с фактическими также удовлетворяли регламентным требованиям Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (ЦКР Роснедр по УВС), а именно отклонение расчетных накопленной и годовой добычи жидкости и нефти по каждому эксплуатационному объекту за весь период разработки не превышает 5 и 10 % соответственно по сравнению с фактической добычей, а отклонение расчетной накопленной добычи жидкости и нефти не должно превышать 20 % по сравнению с историческими показателями для скважин, которые обеспечивают 80 % накопленной добычи нефти объекта [7].

После защиты ПТД в надзорных органах дальнейшее сопровождение разработки месторождения осуществлялось в режиме мониторинга. При переводе ГДМ в режим постоянно действующей геолого-технической модели для целей интегрированного моделирования требования к адаптации были ужесточены, и потребовалась дополнительная настройка модели, согласно «Положению о системе управ-

ления интегрированным моделированием в Бизнес-сегменте «Геологоразведка и добыча» в Российской Федерации. Минимальные требования к построению, актуализации, адаптации и интеграции моделей-компонентов в составе интегрированной модели нефтегазовых активов». Изменение требований, предъявляемых к ГДМ, представлено на рис. 1.

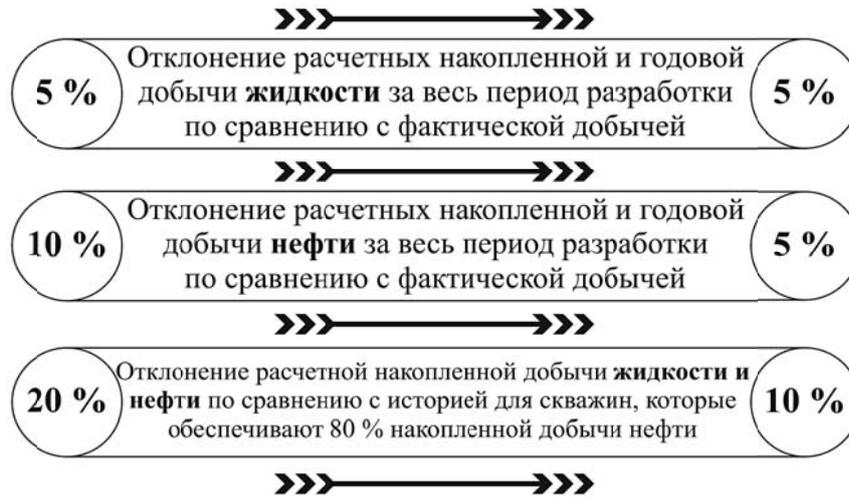


Рис. 1. Схема изменения требований, предъявляемых к ГДМ: слева – регламентные требования ЦКР Роснедр по УВС; справа – требования, предъявляемые к ГДМ при переводе в режим постоянно действующей геолого-технической модели для целей интегрированного моделирования

Fig. 1. The scheme of changing the requirements for the HDM: on the left – the regulatory requirements of the Central Committee of Rosnedra for Internal Affairs; on the right – the requirements for the HDM when switching to a permanent geological and technical model for integrated modeling purposes

В процессе настройки ГДМ по новым требованиям в рамках мониторинга проверены разные методы адаптации (локальное изменение пористости, проницаемости, начальной и остаточной нефтенасыщенности, подключение аквиферов различными методами, регулирование зон выклинивания и др.). По результатам разработки месторождения выявлена необеспеченность запасами нефти в районах отдельных скважин (20 % от фонда). На дату адаптации ГДМ накопленная добыча нефти по этим скважинам превысила начальные извлекаемые запасы (НИЗ) в районах их дренирования. Предположительно, одной из причин возникновения необеспеченности НИЗ является некорректный учет распределения коллектора в нижней части толщи пласта в ГМ.

Только при использовании в ГДМ множителей на поровый объем получен приемлемый результат по сходимости показателей добычи. Таким образом, были определены зоны необходимости локального пересмотра распределения коллекторов ниже горизонтальных участков стволов с целью возможного увеличения обеспеченностью геологическими запасами в зоне дренирования скважин. По результатам адаптации ГДМ рекомендуемые

зоны увеличения порового объема, полученные при адаптации гидродинамической модели, представлены на рис. 2. Возникла необходимость пересмотра геологической основы месторождения.

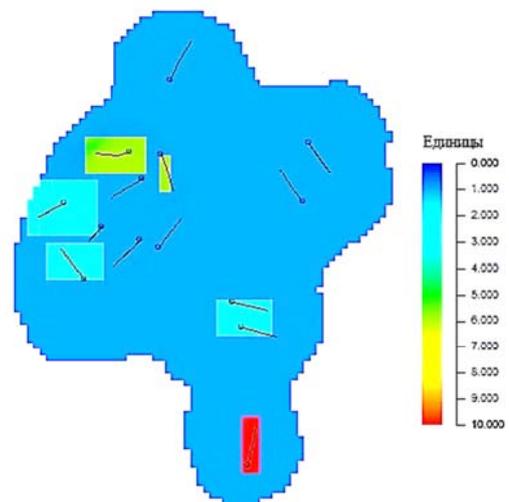


Рис. 2. Карта множителей на поровый объем (2014 г.)

Fig. 2. Pore Volume Multiplier Map (2014)

Корректировка геологической и гидродинамической моделей с учетом новых сейсмических данных (2021 г.)

В 2020 г. была проведена переобработка и комплексная переинтерпретация данных проведенных ранее сейсморазведочных работ МОГТ-3D на участке площадью 300 км². При построении использовались сейсмические поверхности по ОГ C₁t1 (стратиграфическая кровля тульского горизонта, МОГТ-3D, 2020 г.). Основанием для этого послужило бурение новых скважин и необходимость учета полученной информации при структурных построениях. Переобработка сейсмических данных позволила в 2021 г. обновить ГМ. Начальные геологические запасы на государственном балансе пласта Б2 увеличились на 4 %. Результаты актуализации моделей месторождения с учетом новой геологической информации и данных подсчета запасов УВ 2021 г. также удовлетворили регламентным требованиям надзорных органов, и были ими утверждены.

Аналогично представленному ранее плану действий, для обеспечения процесса мониторинга моделей месторождения выполнен перевод ГДМ 2021 г. в режим постоянно действующей геолого-технической модели для целей интегрированного моделирования. В результате переобработки сейсмических данных в ГДМ произошло сокращение и перераспределение значений множителей порового объема, использованного ранее. Но полностью исключить их использование на данном этапе не представлялось возможным (рис. 3). Вновь появилась необходимость пересмотра геологической основы.

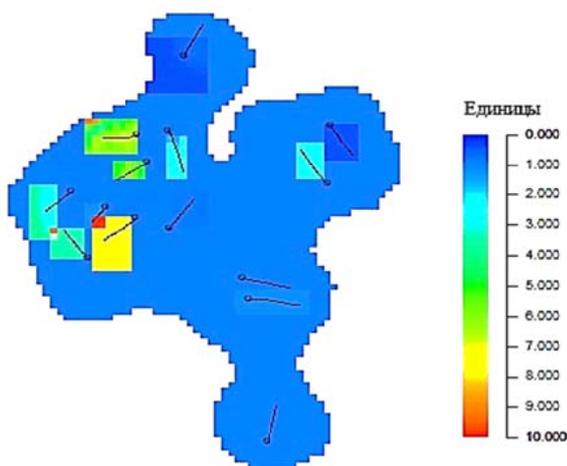


Рис. 3. Карта множителей на поровый объем (2021 г.)

Fig. 3. Pore Volume Multiplier Map (2021)

Пересмотр геологической и гидродинамической моделей (2023 г.)

Поскольку начальные геологические запасы в ГДМ

не соответствовали числящимся на государственном балансе, а новой геолого-геофизической информации, необходимой для пересмотра геологической основы, получено не было, авторами статьи проведен дополнительный тщательный анализ всего имеющегося объема информации с участков прохождения стволов ГС.

На основании посвященных данной проблематике литературных источников [8, 9] установлено, что в условиях, аналогичных данному месторождению, наибольшей неопределенностью из всех подсчетных параметров обладает определение толщин пластов (ошибки при определении могут достигать до 200–300 %). Также авторами произведен анализ ближайших месторождений-аналогов Самарской области (в геологическом разрезе которых присутствует продуктивный пласт пласта Б2 бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона), на основании которого установлено, что их средние значения эффективных нефтенасыщенных толщин значительно выше, чем на исследуемом месторождении.

С учетом показателей разработки месторождения и анализа прогнозирования распределения коллектора ниже стволов ГС уточнено распространение коллекторов. Изменение ГМ проводилось итерационно с учетом настройки ГДМ. Участки использованных увеличений порового объема в ГДМ после проведенных итераций и рекомендованные для дальнейшего пересмотра в ГМ представлены на рис. 4.

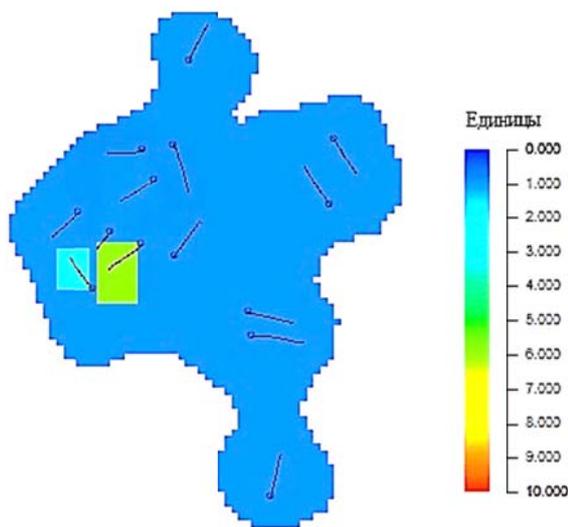


Рис. 4. Карта множителей на поровый объем (2023 г.)

Fig. 4. Pore Volume Multiplier Map (2023)

В ГДМ со скорректированным распространением коллекторов в межскважинном пространстве (в районе скважин № 1–3) после проведения процедуры адаптации истории работы скважин отклоне-

Крашаков Д. В., Кузьмичев А. А., Ильков С. А., Свиридов А. Н., Корчагина М. У., Мавродица А. У., Саидакова Д. Д., Дуоровская С. А. Варианты геологического моделирования нефтяного месторождения с учетом данных работы скважин

ние расчетной накопленной добычи нефти от фактической по скважинам не превышает 5 % (рис. 5–7).

Для адаптации были использованы модификации на проницаемость, регулирование зон выклинивания в рамках стандартных неопределенностей распределения характеристик пласта и изменение

скин-фактора во время эксплуатации скважин. Таким образом, в условиях недостатка данных приведенный подход подтверждает возможность и необходимость внесения дополнительных корректировок в ГМ на основе адаптации ГДМ на историю разработки месторождения.

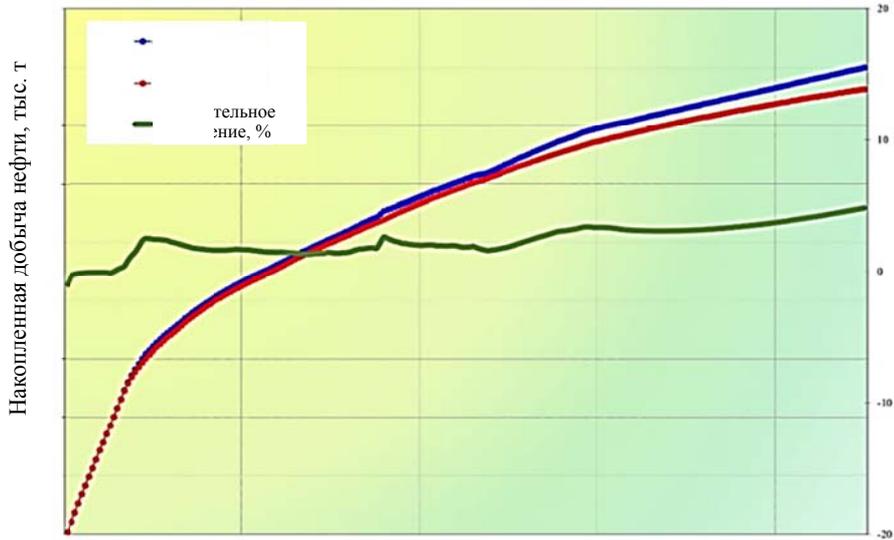


Рис. 5. Сходимость накопленной добычи нефти по истории работы скважины № 1 с расчетными данными ГДМ (2023 г., расхождение менее 5 %)

Fig. 5. Convergence of accumulated oil production based on the operation history of well No. 1 with calculated HDM data (2023, discrepancy less than 5%)

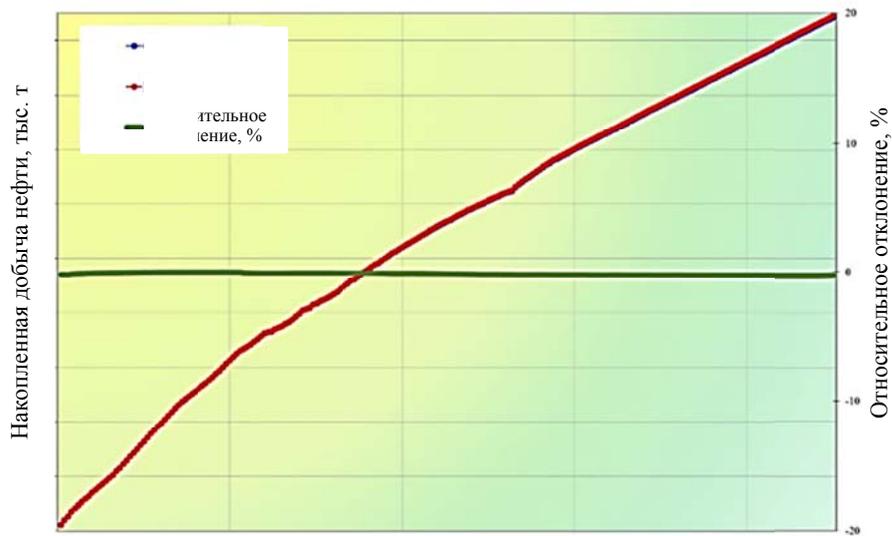


Рис. 6. Сходимость накопленной добычи нефти по истории работы скважины № 2 с расчетными данными ГДМ (2023 г., расхождение менее 1 %)

Fig. 6. Convergence of accumulated oil production based on the history of well operation No. 2 with calculated HDM data (2023, discrepancy less than 1%)

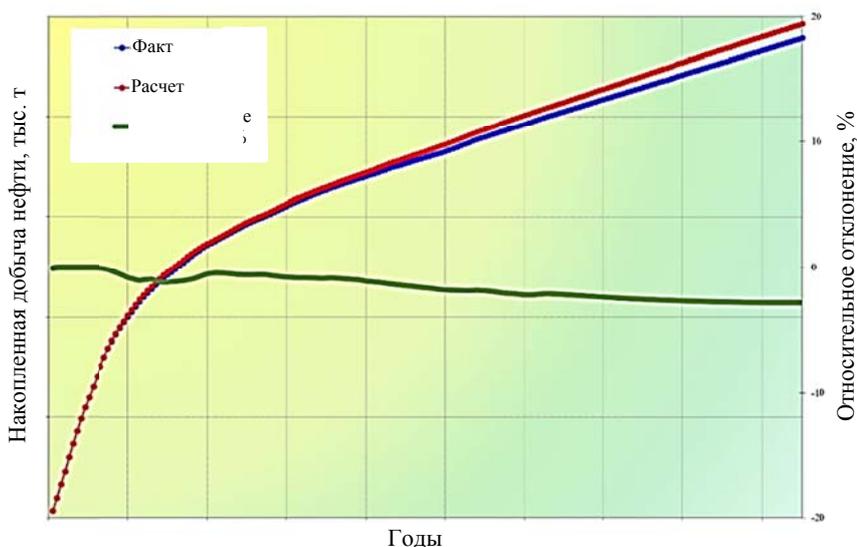


Рис. 7. Сходимость накопленной добычи нефти по истории работы скважины № 3 с расчетными данными ГДМ (2023 г., расхождение менее 4%)

Fig. 7. Convergence of accumulated oil production based on the history of well operation No. 3 with calculated HDM data (2023, discrepancy less than 4%)

Интегрированный подход при моделировании месторождений углеводородов

Для повышения эффективности и оперативности принятия решений по устранению несоответствий геолого-гидродинамических моделей рекомендуется реализация интегрированного подхода. Одним из решений данной проблемы является создание мультидисциплинарной команды (рис. 8),

включающей специалистов по интерпретации сейсмических данных и геофизических исследований скважин, специалистов по геологии, по построению геолого-гидродинамических моделей, а также по проектированию разработки месторождений. По нашему мнению, такой подход приведет к повышению качества адаптации ГДМ и достоверности прогнозных показателей разработки.



Рис. 8. Схема работы команды специалистов в рамках реализации интегрированного подхода

Fig. 8. The scheme of work of the team of specialists within the framework of the integrated approach implementation

Kashnikov D. V., Kuzmichev A. A., Ikonov S. A., Spiridonov A. N., Korotkaya M. O., Mavroglava A. O., Saidakova D. D., Dibravskaya S. A. Options for geological modeling of an oil field taking

Заключение

В статье представлены варианты по совершенствованию геолого-гидродинамической модели продуктивной залежи пласта Б2 бобривского горизонта визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы купола А с целью изучения закономерностей распределения коллекторов, а следовательно, и начальных запасов УВ, опираясь на геолого-промысловые данные. Результатом стала улучшенная сходимость расчетных показателей работы с историческими по ряду скважин. Данный подход может быть эффективно распространен на всем месторождении для снижения общих неопределенностей.

Список источников

1. Крашаков Д. В., Шмаков В. Д., Акимов И. А. Опыт трансдисциплинарного подхода при геологическом моделировании нефтяных месторождений // Материалы 23-й конф. по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «ГЕОМОДЕЛЬ 2021». М.: ООО «EAGE Геомодель», 2021. С. 28.
2. Андреев К. В., Крашаков Д. В., Шмаков В. Д. Опыт интегрированного подхода при геологическом моделировании нефтяных месторождений // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли: сб. докл. науч.-практ. конф. журн. «Нефт. хоз-во» 2019 г. М.: Нефт. хоз-во, 2020. С. 170–177.
3. Захарова А. А., Ямпольский В. З. Оптимизация технологии моделирования нефтегазовых месторождений на основе цифровых трехмерных геологических и гидродинамических моделей // Проблемы информатики. 2009. № 1 (2). С. 48–52.
4. Подосёнов А. Е., Ладейщиков С. В., Азанова Н. О., Соловьева М. А. Прогноз геологического строения на основе многовариантной модели Ростовицкого месторождения // Нефтепромысл. дело. 2021. № 11 (635). С. 5–13.
5. Кузьмичев А. А., Сайдакова Д. Д. Выбор оптимальных решений по размещению фонда скважин в условиях концептуальной вариативности геологиче-

Для повышения эффективности и оперативности принятия решений по устранению несоответствий геолого-гидродинамических моделей рекомендуется реализация интегрированного подхода путем создания мультидисциплинарной команды.

Также в условиях недостатка исходных данных для геологического проектирования возможно применение средств автоматизации и интеллектуальных информационных технологий с целью создания инструмента для моделирования процесса распределения геологических свойств при многовариантных расчетах. Данное направление на текущий момент находится в стадии разработки.

ского строения на примере месторождения Астраханской области // Сб. науч. тр. специалистов ООО «ЛУ-КОЙЛ-Инжиниринг». Сыктывкар: Коми республик. тип., 2022. С. 168–176.

6. Дерюшев А. Б. Опыт трехмерного геологического моделирования перспективных структур с применением результатов сейсмо- и литолого-фациального анализов, а также данных месторождений-аналогов // Вестн. ПНИПУ. Геология. Нефтегаз. и гор. дело. 2013. № 7. С. 18–26.

7. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, предоставляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрении ЦКР Роснедр по УВБ: принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВБ от 19.04.2012. UPL: <https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/regulations.pdf> (дата обращения: 19.02.2025).

8. Савич А. Д. Геофизические исследования горизонтальных скважин. Состояние проблемы // Каротажики. 2010. № 2 (191). С. 16–37.

9. Passey Q. R., Yin H., Rendeiro C. M., Fitz D. E. Overview of High-Angle and Horizontal Well Formation Evaluation: Issues, Learnings, and Future Directions // SPWLA 46th Annual Logging Symposium. June 26–29 2005.

References

1. Krashakov D. V., Shmakov V. D., Akimov I. A. Opyt transdisciplinarnogo podhoda pri geologicheskom modelirovanii neftnykh mestorozhdenij [Experience of a transdisciplinary approach in geological modeling of oil fields]. *Materialy 23-j konferencii po voprosam geologorazvedki i razrabotki mestorozhdenij nefii i gaza «GEOMODEL' 2021»*. Moscow, ООО «EAGE Geomodel'», 2021. P. 28.
2. Andreev K. V., Krashakov D. V., Shmakov V. D. Opyt integrirovannogo podhoda pri geologicheskom modelirovanii neftnykh mestorozhdenij [Experience of an integrated approach in geological modeling of oil fields]. *Aktual'nye problemy neftegazovoj otrasli: sbornik dokladov nauchno-prakticheskikh konferencij zhurnala «Nefljanoe hozjajstvo» 2019 g.* Moscow, Nefljanoe hozjajstvo Publ., 2020. Pp. 170-177.
3. Zaharova A. A., Jampol'skij V. Z. Optimizacija tehnologii modelirovanija neftegazovykh mestorozhdenij na

osnove cifrovyyh trehmernykh geologicheskikh i gidrodinamicheskikh modelej [Optimization of oil and gas field modeling technology based on digital three-dimensional geological and hydrodynamic models]. *Problemy informatiki*, 2009, no. 1 (2), pp. 48-52.

4. Podosjonov A. E., Ladejshnikov S. V., Azanova N. O., Solov'eva M. A. Prognoz geologicheskogo stroenija na osnove mnogovariantnoj modeli Rostovickogo mestorozhdenija [Forecast of the geological structure based on the multivariate model of the Rostovitskoye field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2021, no. 11 (635), pp. 5-13.

5. Kuz'michev A. A., Sajdakova D. D. Vybora optimal'nykh reshenij po razmeshheniju fonda skvazhin v uslovijah konceptual'noj variativnosti geologicheskogo stroenija na primere mestorozhdenija Astrahanskoj oblasti [The choice of optimal solutions for the placement of the well stock in conditions of conceptual variability of the geological structure

on the example of a deposit in the Astrakhan region]. *Sbornik nauchnykh trudov specialistov OOO «LUKOIL-Inzhiniring»*. Syktyvkar, Komi respublikanskaja tipografija, 2022. Pp. 168-176.

6. Derjushev A. B. Opyt trehmernogo geologicheskogo modelirovaniya perspektivnykh struktur s primeneniem rezul'tatov sejsmo- i litologo-facial'nogo analizov, a takzhe dannykh mestorozhdenij-analogov [The experience of three-dimensional geological modeling of promising structures using the results of seismic and lithological-facies analyses, as well as data from analog deposits]. *Vestnik PNIPU. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 7, pp. 18-26.

7. *Vremennyy reglament ocenki kachestva i priemki trehmernykh cifrovyyh geologo-gidrodinamicheskikh modelej, predstavljajemykh pol'zovateljami nedr v sostave tehniceskikh proektov razrabotki mestorozhdenij uglevodorodnogo syr'ja na rassmotrenie CKR Rosnedr po UVS: prinjat na rasshirennom zasedanii CKR Rosnedr po UVS ot 19.04.2012*

[Interim regulations for the assessment of the quality and acceptance of three-dimensional digital geological and hydrodynamic models submitted by subsurface users as part of technical projects for the development of hydrocarbon deposits for consideration by the Central Committee of Rosnedra on UVS: adopted at the expanded meeting of the Central Committee of Rosnedra on UVS dated 04/19/2012]. Available at: <https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/regulationns.pdf> (accessed: 19.02.2025).

8. Savich A. D. Geofizicheskie issledovanija gorizonta'nykh skvazhin. Sostojanie problemy [Geophysical studies of horizontal wells. Problem status]. *Karotazhnik*, 2010, no. 2 (191), pp. 16-37.

9. Passey Q. R., Yin H., Rendeiro C. M., Fitz D. E. Overview of High-Angle and Horizontal Well Formation Evaluation: Issues, Learnings, and Future Directions. *SPW-LA 46th Annual Logging Symposium*, June 26-29 2005.

Статья поступила в редакцию 09.01.2025; одобрена после рецензирования 14.02.2025; принята к публикации 03.03.2025
The article was submitted 09.01.2025; approved after reviewing 14.02.2025; accepted for publication 03.03.2025

Информация об авторах / Information about the authors

Дмитрий Викторович Крашаков – начальник отдела геологического моделирования Управления геологического моделирования и подсчета запасов; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Dmitry.Krashakov@lukoil.com

Андрей Александрович Кузьмичев – кандидат технических наук; геолог 2-й категории отдела подсчета запасов Управления геологического моделирования и подсчета запасов; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Andrei.Kuzmichev@lukoil.com

Сергей Александрович Ильков – геолог 2-й категории отдела подсчета запасов Управления геологического моделирования и подсчета запасов; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Sergey.Ilkov@lukoil.com

Александр Николаевич Свиридов – геолог 1-й категории отдела подсчета запасов Управления геологического моделирования и подсчета запасов; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Alexandr.Sviridov@lukoil.com

Марина Олеговна Корчагина – ведущий геолог отдела подсчета запасов Управления геологического моделирования и подсчета запасов; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Marina.Korchagina@lukoil.com

Анна Олеговна Мавродиева – кандидат физико-математических наук; ведущий геолог отдела геологического моделирования Управления геологического моделирования и подсчета запасов; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Anna.Mavrodieva@lukoil.com

Dmitry V. Krashakov – Head of the Department Geological Modeling of the Directorate of Geological Modeling and Reserves Estimation; LUKOIL-Engineering, LLC; Dmitry.Krashakov@lukoil.com

Andrei A. Kuzmichev – Candidate of Technical Sciences; Geologist 2nd category of the Department of Reserves Estimation of the Directorate of Geological Modeling and Reserves Estimation; LUKOIL-Engineering, LLC; Andrei.Kuzmichev@lukoil.com

Sergei A. Ilkov – Geologist 2nd category of the Department of Reserves Estimation of the Directorate of Geological Modeling and Reserves Estimation; LUKOIL-Engineering, LLC; Sergei.Ilkov@lukoil.com

Aleksandr N. Sviridov – Geologist 1st category of the Department of Reserves Estimation of the Directorate of Geological Modeling and Reserves Estimation; LUKOIL-Engineering, LLC; Alexandr.Sviridov@lukoil.com

Marina O. Korchagina – Leading geologist of the Department of Reserves Estimation of the Directorate of Geological Modeling and Reserves Estimation; LUKOIL-Engineering, LLC; Marina.Korchagina@lukoil.com

Anna O. Mavrodieva – Candidate of Physico-Mathematical Sciences; Leading geologist of the Department of Geological Modeling of the Directorate of Geological Modeling and Reserves Estimation; LUKOIL-Engineering, LLC; Anna.Mavrodieva@lukoil.com

Дарья Дмитриевна Сайдакова – геолог 2-й категории отдела подсчета запасов Управления геологического моделирования и подсчета запасов; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Darya.D.Saydakova@lukoil.com

Снежана Александровна Дубровская – геолог 1-й категории отдела подсчета запасов Управления геологического моделирования и подсчета запасов; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»; Snezhana.Dubrovskaya@lukoil.com

Daria D. Saidakova – Geologist 2nd category of the Department of Reserves Estimation of the Directorate of Geological Modeling and Reserves Estimation; LUKOIL-Engineering, LLC; Darya.D.Saydakova@lukoil.com

Snezhana A. Dubrovskaya – Geologist 1st category of the Department of Reserves Estimation of the Directorate of Geological Modeling and Reserves Estimation; LUKOIL-Engineering, LLC; Snezhana.Dubrovskaya@lukoil.com

