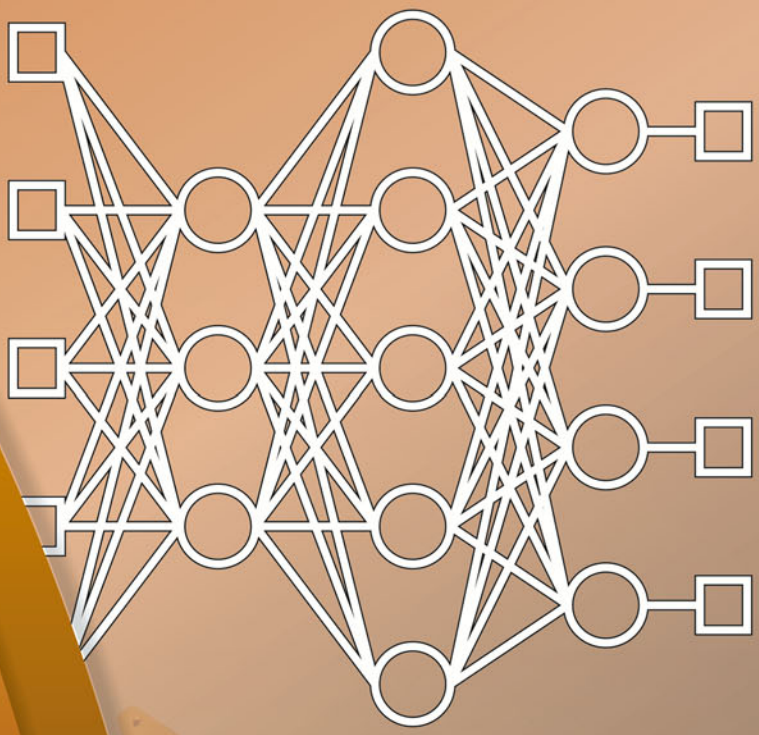
ISSN 2782-604X

2(619).2025

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# АВТОМАТИЗАЦИЯ И ИНФОРМАТИЗАЦИЯ ТЭК



# Automation and Informatization of the fuel and energy complex

ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Автоматизация и информатизация ТЭК. 2025. № 2(619). С. 59–66.
Automation and informatization of the fuel and energy complex. 2025; (2(619)):59-66.

Научная статья
УДК 681.5:622.279
Шифр научной специальности: 2.3.3

# АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ИНЖИНИРИНГА

**Инна Николаевна Пономарева[1], Анастасия Андреевна Бадлюк[2], Максим Брониславович Савчик[3], Лев Андреевич Захаров[4]**

*[1, 2] Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия*
*[3]ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ, г. Пермь, Россия*
*[4]ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, г. Пермь, Россия*
[1]pin79@yandex.ru, [2]anastasyagolovizina@mail.ru, [3]maxim.savchik@lp.lukoil.com, [4]lev.zakharov@lukoil.com

**Аннотация.** В статье описывается успешно реализованный пример актуального направления оптимизации процессов нефтегазового инжиниринга – автоматизированное решение задачи экспертизы гидродинамических моделей (ГДМ) нефтегазовых месторождений. В настоящее время ГДМ создаются практически для всех месторождений, они включают значительный объем информации, и в некоторых случаях она является некорректной по тем или иным причинам. Экспертиза моделей выполняется, как правило, в ручном режиме, и осуществляющий ее специалист, вследствие высокой трудоемкости процедуры, не всегда выполняет ее на должном уровне. Как следствие, качество некоторых моделей является недостаточно высоким, что обусловливает некорректное принятие различных решений при их использовании. Для автоматизации экспертизы ГДМ месторождений нефти и газа в Пермском национальном исследовательском политехническом университете, при тесном взаимодействии со специалистами нефтегазовых предприятий, разработан специальный программный сервис, позволяющий повысить скорость и качество решения указанной задачи. Сервис разработан в нескольких вариациях, индивидуально под программное обеспечение, используемое при построении ГДМ. Его вариативный функционал позволяет решать широкий спектр задач, актуальный для данного направления нефтегазового инжиниринга. Сервис автоматизированной экспертизы успешно применяется на практике ведущего предприятия региона, при этом преимущества его использования подтверждаются при сравнении с трудозатратами специалистов, осуществляющих экспертизу в "ручном" режиме.

**Ключевые слова:** автоматизация бизнес-процессов, гидродинамическая модель, экспертиза, автоматизированная экспертиза, сокращение трудозатрат, цифровизация, программное обеспечение

**Для цитирования:** Автоматизированная экспертиза гидродинамических моделей месторождений углеводородов как эффективный инструмент оптимизации процессов нефтегазового инжиниринга / И.Н. Пономарева, А.А. Бадлюк, М.Б. Савчик, Л.А. Захаров // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2025. – № 2(619). – С. 59–66.

***Финансирование.*** *Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).*

Original article

**AUTOMATED EXPERTISE OF HYDROCARBON DEPOSITS HYDRODYNAMIC M**ODELS AS AN EFFECTIVE TOOL FOR OPTIMIZING OIL AND GAS ENGINEERING PROCESSES

**Inna N. Ponomareva**[1], Anastasia **A. Badlyuk**[2], **Maxim B. Savchik**[3], Lev **A. Zakharov**[4]
*[1, 2]Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia*
*[3]LUKOIL-PERM, Perm, Russia*
*[4]LUKOIL-Engineering, Perm, Russia*
[1]pin79@yandex.ru, [2]anastasyagolovizina@mail.ru, [3]maxim.savchik@lp.lukoil.com, [4]lev.zakharov@lukoil.com

**Abstract.** The authors of the article describe a successfully implemented example of a currently relevant direction for optimizing oil and gas engineering processes – an automated solution to the problem of examining hydrodynamic models (HDM) of oil and gas fields. Currently, HDM are created for almost all fields, they include a significant amount of information, and in some cases it is in-

correct for one reason or another. Currently, models examination is usually performed manually, and the specialist performing it, due to the high labor intensity of the procedure, does not always perform it at the proper level. As a result, the quality of some models is not high enough, which causes incorrect adoption of various decisions when using them. To automate the HDM of oil and gas fields' examination, specialists of Perm National Research Polytechnic University, in close cooperation with specialists from oil and gas enterprises, have developed a special software service that allows increasing the speed and quality of this problem solution. The service is developed in several variations, individually for the software used in HDM construction. Its variable functionality allows solving a wide range of tasks relevant to this area of oil and gas engineering. The automated expertise service is successfully used in practice by the leading enterprise in the region, and the advantages of its use are confirmed when compared with the labor costs of specialists performing expertise manually.

**Keywords:** automation of business processes, hydrodynamic model, expertise, automated expertise, reduction of labor costs, digitalization, software

**For citation:** Automated expertise of hydrocarbon deposits hydrodynamic models as an effective tool for optimizing oil and gas engineering processes / I.N. Ponomareva, A.A. Badlyuk, M.B. Savchik, L.A. Zakharov // Automation and informatization of the fuel and energy complex. – 2025. – No. 2(619). – P. 59–66.

*Financial Support. The research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No FSNM-2024-0005).*

## Введение

В настоящее время гидродинамические модели (ГДМ) залежей углеводородов (УВ) являются важнейшим инструментом мониторинга, управления разработкой активов, обоснования коэффициентов извлечения УВ, снижения затрат на разработку и увеличения добычи [1–5]. Гидродинамическое моделирование используют как один из основных инструментов при разработке стратегии освоения сложнопостроенных месторождений [6–9]. Современные подходы позволяют моделировать весьма сложные процессы, происходящие в динамических условиях реального месторождения УВ, например процессы фильтрации гетерофазного многокомпонентного флюида.

В работе [10] авторы приводят информацию о значительных трудозатратах, сопровождающих процессы построения ГДМ, а также о необходимости применения специального программного обеспечения, позволяющего автоматизировать, например, адаптацию исторических данных. Однако данный подход на сегодняшний день не является повсеместно распространенным и настройку моделей преимущественно выполняют в "ручном" режиме.

При этом для настройки моделей на фактические (исторические) данные специалисты зачастую используют прием, заключающийся в применении различных поправочных коэффициентов. Например, авторы [11] предлагают комплексный подход к построению моделей посредством ввода поправочных коэффициентов для значений таких показателей, как абсолютные отметки наклонных скважин и поверхности водонефтяного контакта (ВНК).

Однако используемые в ходе построения моделей значения поправочных коэффициентов, а также наборы ключевых слов, обеспечивающих сходимость модельных и фактических показателей разработки месторождений, не всегда корректно подобраны для описания соответствующих физических процессов, протекающих в пласте, что отмечается многими специалистами, осуществляющими экспертизу ГДМ. Как следствие, качество моделей, при настройке которых использованы необоснованные модификации, зачастую является недостаточным для их высокой прогностической способности [12, 13].

В связи с этим ГДМ должны проходить независимую экспертизу, в ходе которой оцениваются использованные для моделирования подходы, входные данные модели, взаимоувязка геолого-технической информации, физичность методов адаптации модели и другие аспекты.

Оперативную и полномасштабную оценку качества фильтрационных моделей инженеры-гидродинамики выполняют также в целях самоконтроля (самопроверки), поскольку процесс создания модели всегда несет авторский отпечаток и вероятные ошибки, связанные с человеческим фактором при ручной настройке.

Прежде всего модель проходит оценку соответствия требованиям регламентов по основным интегральным показателям и проверку соответствия результатам лабораторных и промысловых исследований, а также обоснованности использования специализированных ключевых слов и опций моделирования.

Аналогично процессу создания и настройки ГДМ, для проведения экспертизы чаще всего используются методы ручного анализа, что является трудозатратой рутинной процедурой, особенно для крупных месторождений со значительным числом скважин.

В настоящей работе описывается цифровой инструмент, позволяющий в автоматизированном режиме осуществлять экспертизу ГДМ, реализованный в качестве отдельного модуля программного сервиса Data Stream Analytics (DSA) [14]. Задачей данного мо-

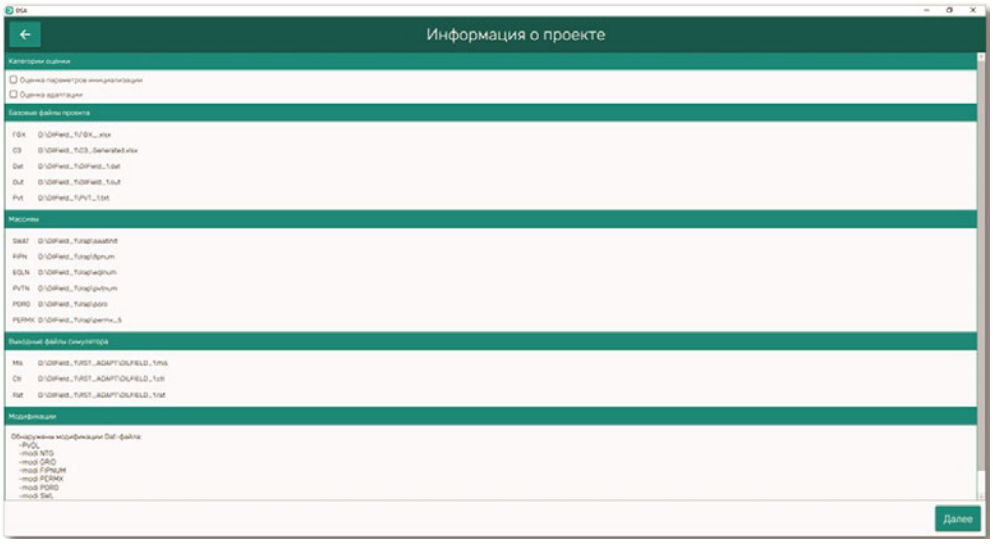



**Рис. 1.** *Визуализация загруженных исходных данных для автоматизированной экспертизы ГДМ*

дуля является автоматизация процесса экспертизы ГДМ, в том числе проверка качества моделей и их соответствия требованиям регламентирующих документов, что позволит оптимизировать рабочее время специалиста и повысить качество модели в целом.

Комплексная автоматизированная экспертиза ГДМ, реализованная в разработанном сервисе, включает:

- проверку полноты и корректности занесения исходных данных для моделирования;
- проверку соответствия данных, занесенных в ГДМ, принятым для проектирования;
- проверку соответствия запасов, полученных при моделировании, числящимся на государственном балансе;
- проверку соответствия качества адаптации требованиям действующих регламентов;
- автоматическое формирование отчетов по экспертизе ГДМ с настраиваемым наполнением (формирование чек-листов в соответствии с используемыми шаблонами, формирование различных дополнительных таблиц, графиков, кросс-плотов для анализа качества настройки модели).

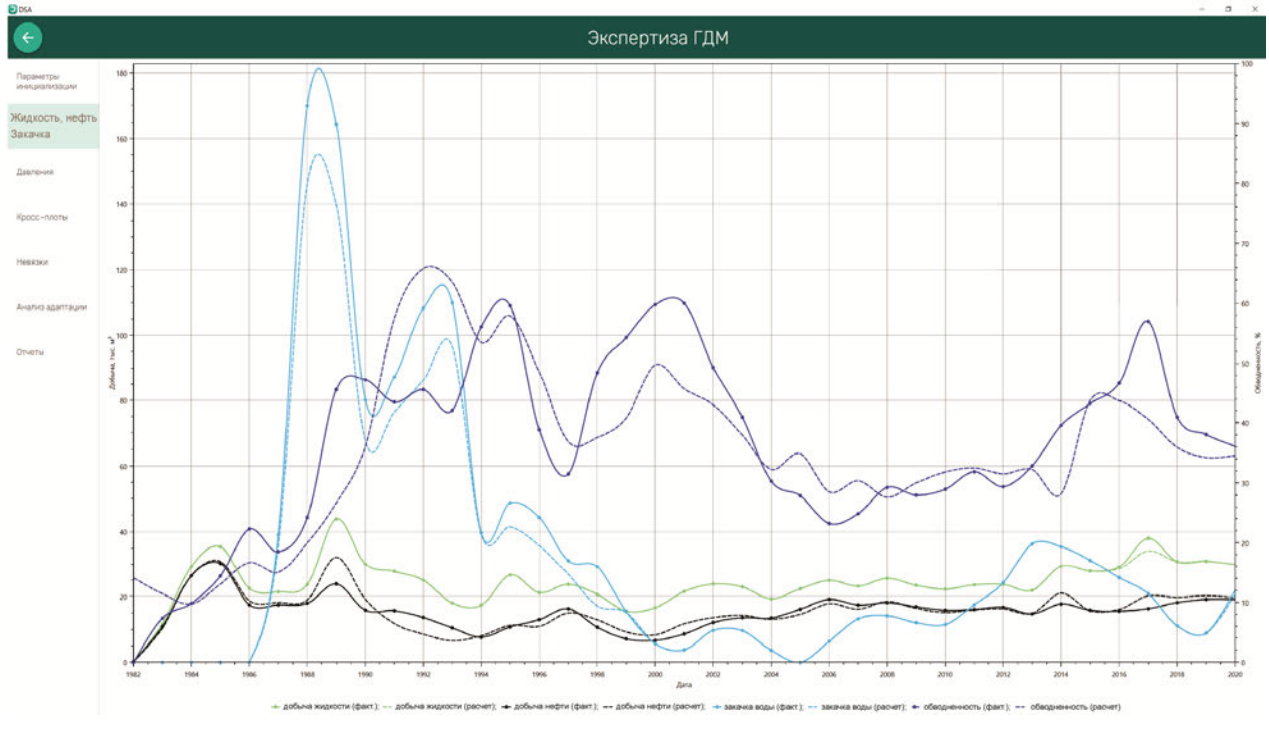



**Рис. 2.** *Визуализация результатов экспертизы ГДМ в модуле DSA*

Проверка осуществляется по одному из четырех предусмотренных сценариев (*A* – в качестве исходных данных используются таблицы с геолого-физическими характеристиками и сопоставления запасов; *B* – в качестве исходных данных используется только таблица с геолого-физическими характеристиками; *C* – отсутствуют таблицы с геолого-физическими характеристиками и сопоставления запасов; *D* – проверка только качества адаптации), отличающихся набором исходных данных (рис. 1). Необходимо отметить, что рассматриваемый модуль позволяет проводить оценку сходимости интегральных показателей не только под требования действующих регламентов [15–17], предъявляемых к моделям, создаваемым в рамках проектно-технологической документации, но и учитывает *минимальные требования* к построению, актуализации и интеграции моделей-компонентов в составе интегрированной модели нефтегазовых активов [18].

Результаты экспертизы включают следующие отдельно визуализированные (в виде вкладок) позиции:

- основные параметры инициализации ГДМ по каждому объекту разработки (региону);
- сравнительный графический анализ расчетной и фактической динамики добычи жидкости и нефти, закачки рабочего агента, обводненности (рис. 2);
- сопоставление расчетной и фактической динамики пластового и забойного давлений;
- кросс-плоты сопоставления фактических и расчетных показателей по скважинам за весь период разработки и за заключительный год анализируемого периода (рис. 3);
- распределение фонда скважин и накопленной добычи жидкости, нефти по степени невязок за весь период разработки и за заключительный год анализируемого периода (рис. 4);
- анализ адаптации, позволяющий в автоматизированном режиме выделять скважины с максимальным расчетным отклонением в заданный пользователем период (рис. 5);
- автоматизированное сопоставление фактических и расчетных показателей за последние 12 мес по всем скважинам, а также индивидуально по каждой скважине. Для удобства пользователя при формировании табличных результатов реализована опция цветового сопровождения соответствия/несоответствия указанному коридору отклонений: зеленым цветом – отклонение в заданных пределах, красным – превышение;
- формирование отчетов с настраиваемым пользователем наполнением (рис. 6).

В настоящее время разработано несколько вариантов сервиса, адаптированных под особенности программного обеспечения, в котором построена экспертируемая модель. Экспертиза модели выполняется с минимальным использованием "ручного" труда, что снижает вероятность ее низкого качества.

Основой работы модуля являются автоматизированное вычисление отклонений параметров инициализации ГДМ от фактических геолого-физических характеристик пласта и физико-химических свойств флюида (параметров, принятых при проектировании) и автоматизированный анализ отклонений значений

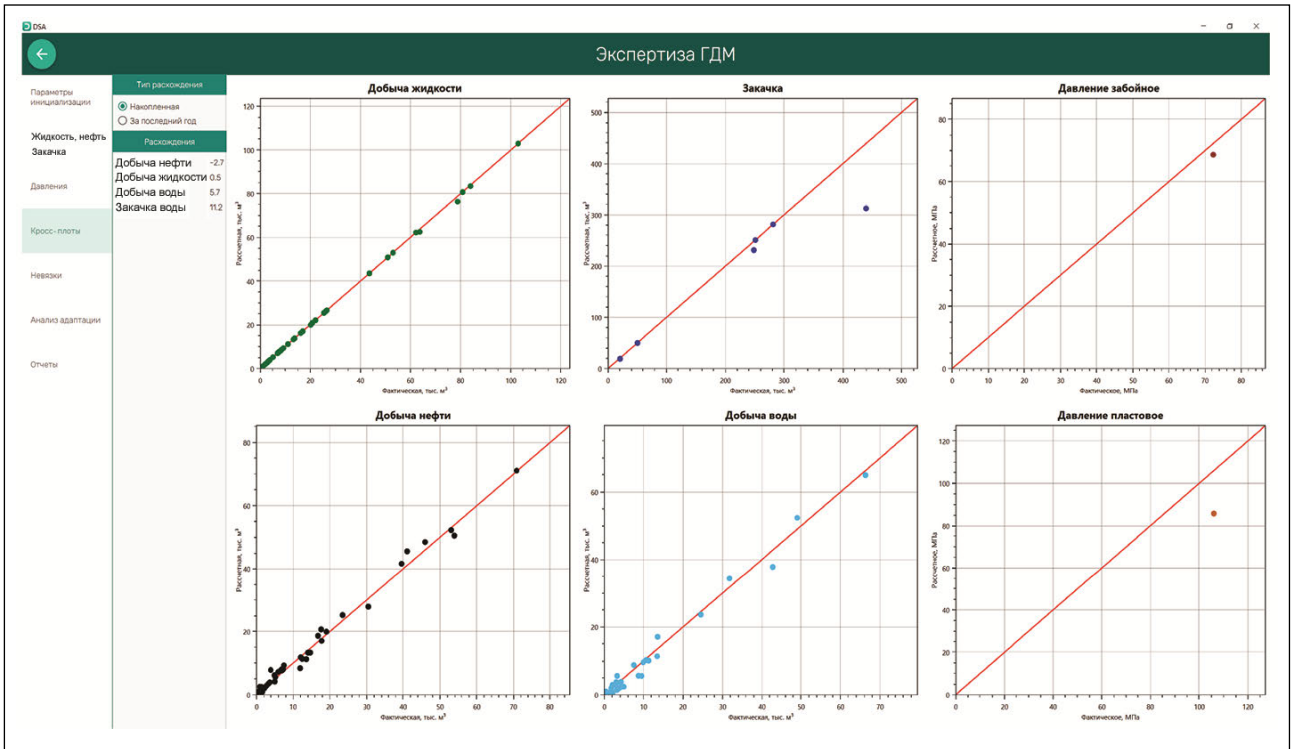



**Рис. 3.** *Визуализация результатов экспертизы ГДМ в модуле DSA. Кросс-плоты*

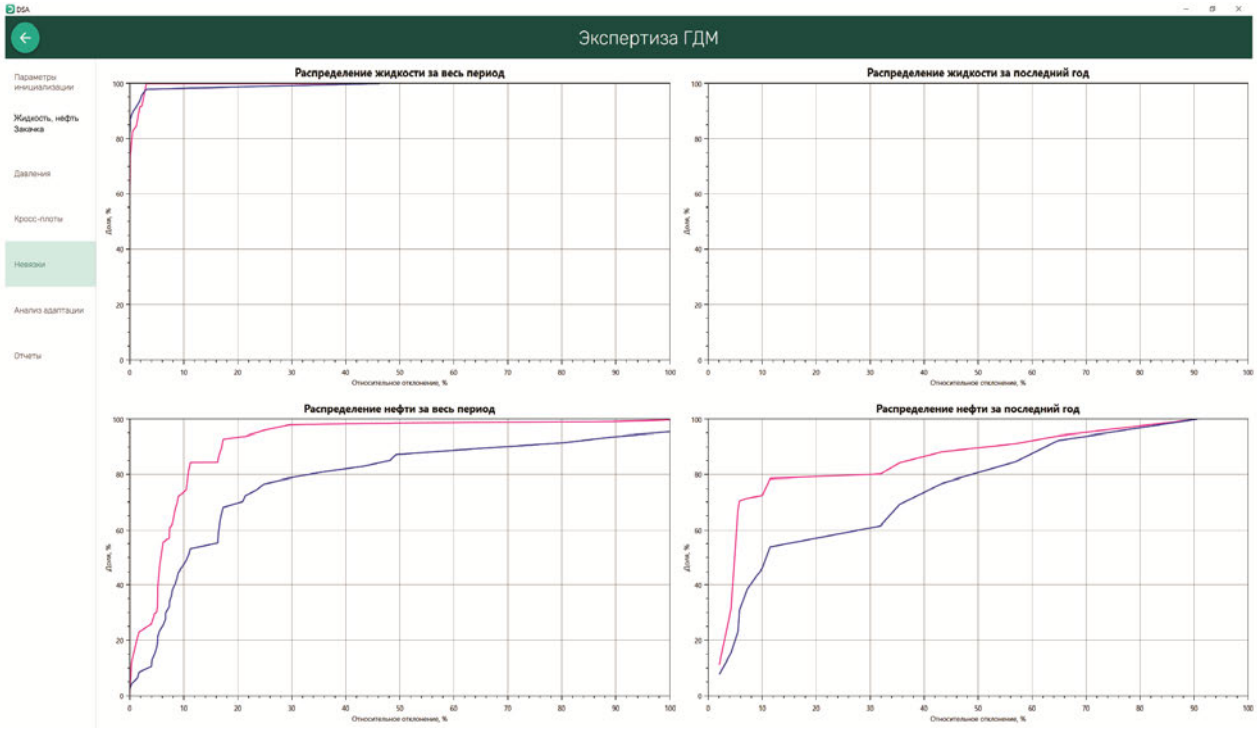



**Рис. 4.** *Визуализация результатов экспертизы ГДМ в модуле DSA. Распределение фонда*

показателей разработки и эксплуатации, полученных на модели, от фактических (оценка качества адаптации модели).

При автоматизированном анализе адаптации модели предусмотрено выделение скважин с неудовлетворительным качеством адаптации в указанный пользователем период. Также предусмотрена опция введения граничного процента отклонения, при превышении которого адаптация по скважине считается неудовлетворительной.

Все материалы могут быть выгружены как в виде отдельных графиков и таблиц, так и в виде специально сформированного полноценного отчета об экспертизе в соответствии с требованиями различных регламентов.

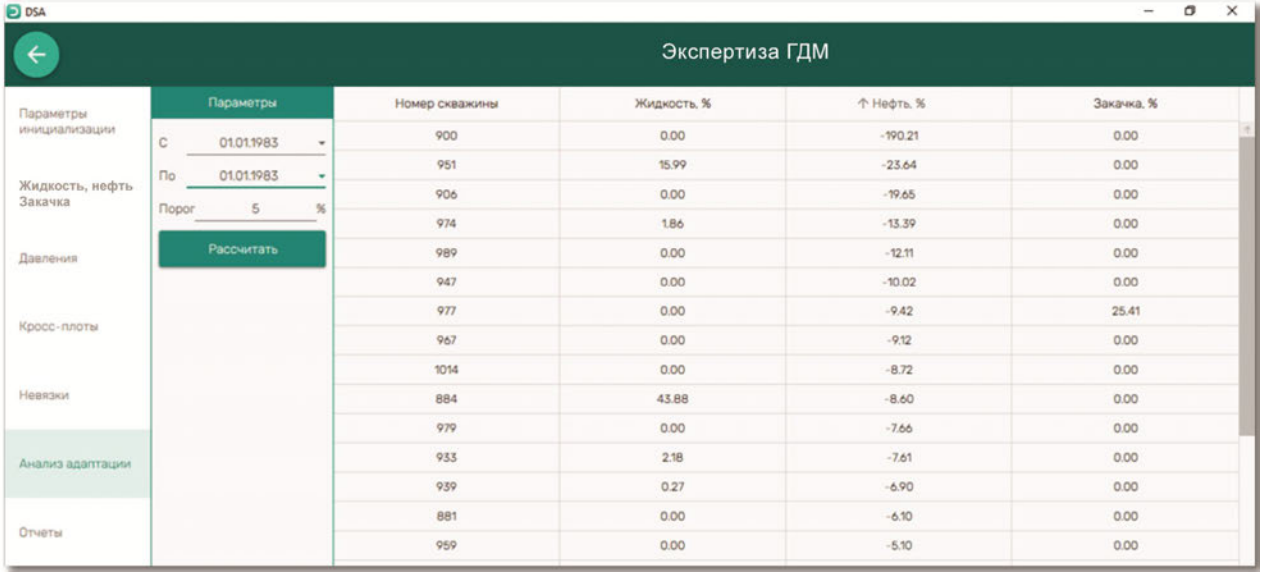
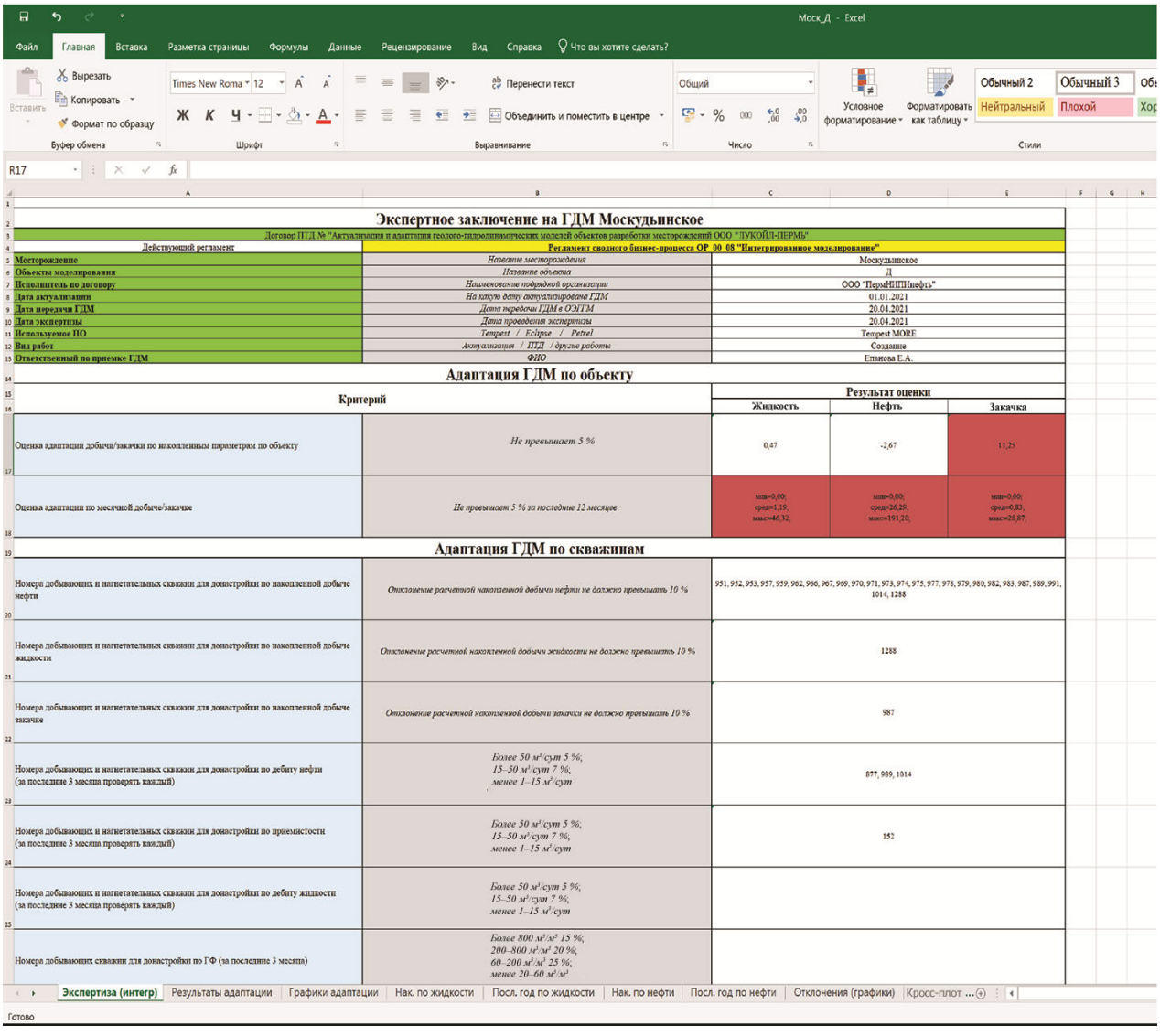



**Рис. 5.** *Визуализация результатов экспертизы ГДМ в модуле DSA. Выделение скважин с максимальным отклонением*



Моск_Д - Excel

Файл | Главная | Вставка | Разметка страницы | Формулы | Данные | Рецензирование | Вид | Справка | Что вы хотите сделать?

Вырезать | Копировать | Формат по образцу | Буфер обмена | Times New Roma | 12 | Шрифт | Перенести текст | Объединить и поместить в центре | Выравнивание | Общий | Число | Условное форматирование | Форматировать как таблицу | Обычный 2 | Обычный 3 | Нейтральный | Плохой | Стили

R17

**Экспертное заключение на ГДМ Москудьинское**

Договор ПТД № "Актуализация и адаптация геолого-гидродинамических моделей объектов разработки месторождений ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"

| Действующий регламент | Регламент сводного бизнес-процесса ОР 00 08 "Интегрированное моделирование" | |
|---|---|---|
| Месторождение | Название месторождения | Москудьинское |
| Объекты моделирования | Название объекта | Д |
| Исполнитель по договору | Наименование подрядной организации | ООО "ПермНИПИнефть" |
| Дата актуализации | На какую дату актуализирована ГДМ | 01.01.2021 |
| Дата передачи ГДМ | Дата передачи ГДМ в ОЭГТМ | 20.04.2021 |
| Дата экспертизы | Дата проведения экспертизы | 20.04.2021 |
| Используемое ПО | Tempest / Eclipse / Petrel | Tempest MORE |
| Вид работ | Актуализация / ПТД / другие работы | Создание |
| Ответственный по приемке ГДМ | ФИО | Еланова Е.А. |

**Адаптация ГДМ по объекту**

| Критерий | | Результат оценки | | |
|---|---|---|---|---|
| | | Жидкость | Нефть | Закачка |
| Оценка адаптации добычи/закачки по накопленным параметрам по объекту | Не превышает 5 % | 0,47 | -2,67 | 11,25 |
| Оценка адаптации по месячной добыче/закачке | Не превышает 5 % за последние 12 месяцев | мин=0,00; сред=1,19; макс=46,32; | мин=0,00; сред=26,29; макс=191,20; | мин=0,00; сред=0,83; макс=28,87; |

**Адаптация ГДМ по скважинам**

| | | |
|---|---|---|
| Номера добывающих и нагнетательных скважин для донастройки по накопленной добыче нефти | Отклонение расчетной накопленной добычи нефти не должно превышать 10 % | 951, 952, 953, 957, 959, 962, 966, 967, 969, 970, 971, 973, 974, 975, 977, 978, 979, 980, 982, 983, 987, 989, 991, 1014, 1288 |
| Номера добывающих и нагнетательных скважин для донастройки по накопленной добыче жидкости | Отклонение расчетной накопленной добычи жидкости не должно превышать 10 % | 1288 |
| Номера добывающих и нагнетательных скважин для донастройки по накопленной добыче закачке | Отклонение расчетной накопленной добычи закачки не должно превышать 10 % | 987 |
| Номера добывающих и нагнетательных скважин для донастройки по дебиту нефти (за последние 3 месяца проверять каждый) | Более 50 м³/сут 5 %; 15–50 м³/сут 7 %; менее 1–15 м³/сут | 877, 989, 1014 |
| Номера добывающих и нагнетательных скважин для донастройки по приемистости (за последние 3 месяца проверять каждый) | Более 50 м³/сут 5 %; 15–50 м³/сут 7 %; менее 1–15 м³/сут | 152 |
| Номера добывающих и нагнетательных скважин для донастройки по дебиту жидкости (за последние 3 месяца проверять каждый) | Более 50 м³/сут 5 %; 15–50 м³/сут 7 %; менее 1–15 м³/сут | |
| Номера добывающих скважин для донастройки по ГФ (за последние 3 месяца) | Более 800 м³/м³ 15 %; 200–800 м³/м³ 20 %; 60–200 м³/м³ 25 %; менее 20–60 м³/м³ | |

Экспертиза (интегр) | Результаты адаптации | Графики адаптации | Нак. по жидкости | Посл. год по жидкости | Нак. по нефти | Посл. год по нефти | Отклонения (графики) | Кросс-плот ...

Готово

**Рис. 6.** *Пример отчета по экспертизе ГДМ, составленного в сервисе DSA*

## Заключение

Разработанный сервис автоматизации процессов ГДМ и контроля разработки нефтяных месторождений Data Stream Analytics (модуль "Экспертиза ГДМ") позволяет осуществлять детальную экспертизу ГДМ месторождений даже с весьма значительным фондом скважин с минимальными трудозатратами. Так, по экспертным оценкам специалистов по гидродинамическому моделированию ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", средние трудозатраты, необходимые для комплексной экспертизы модели по одному месторождению без использования инструментов автоматизации, составляют около 0,75 чел./день. При использовании модуля автоматизированной экспертизы DSA средние трудозатраты на данный объем работ сокращаются до 0,05 чел./день, таким образом, средняя продолжительность экспертизы при использовании сервиса снизилась в 12 раз, что свидетельствует об эффективности предложенного подхода по автоматизации отдельных бизнес-процессов предприятий нефтегазового инжиниринга.

*СПИСОК ИСТОЧНИКОВ*

*1. Ярмухаметов И.Н. Гидродинамическое моделирование нефтяного месторождения с использованием автоматизированного подхода // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 5. – С. 102–118. – DOI: 10.17122/ngdelo-2021-5-102-118*

*2. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Зап. Горного ин-та. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318. – DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313*

*3. Менгалиев А.Г., Мартюшев Д.А. Учет параметра анизотропии проницаемости в геолого-гидродинамических моделях карбонатных объектов (на примере Гагаринского ме-*

*сторождения) // Изв. Томского политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 5. – С. 7–17. – DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2632*

*4. Мартюшев Д.А., Менгалиев А.Г. Планирование циклического заводнения на основе анизотропной гидродинамической модели карбонатной залежи Гагаринского месторождения // Изв. Томского политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 12. – С. 84–93. – DOI: 10.18799/24131830/2020/12/2942*

*5. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли / Е.В. Филиппов, Г.Н. Чумаков, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 386–400. – DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.7*

*6. Совершенствование построения трехмерных геологических моделей нефтяных месторождений сложного строения / А.А. Махмутов, Н.В. Шабрин, А.М. Маляренко [и др.] // Геология. Изв. Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2023. – № 30. – С. 62–80. – DOI: 10.24412/2949-4052-2023-1-62-80*

*7. Белоножко А.И. Адаптация гидродинамических моделей карбонатных залежей Беларуси по энергетической составляющей // Нефть, газ и бизнес. – 2009. – № 7-8. – С. 86–87.*

*8. Каневская Р.Д., Кочуева О.Н., Кочнева А.И. Моделирование многофазных потоков в стволе скважин с применением нечеткой кластеризации // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2024. – № 8(613). – С. 34–40.*

*9. Соломатин А.Н., Бобылев В.Н. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 9(602). – С. 46–52. – DOI: 10.33285/2782-604X-2023-9(602)-46-52*

*10. Применение алгоритма PEXEL для автоматизированной адаптации гидродинамических моделей месторождений / А.Н. Иванов, Ф.С. Хисматуллина, А.Р. Аубакиров, И.В. Кургузкина // Нефт. хоз-во. – 2022. – № 9. – С. 49–52. – DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-49-52*

*11. Белоносов Д.Н. Экспертиза цифровых моделей и контроль проектных решений по технологии информационного моделирования // Современные инновации. – 2019. – № 1(29). – С. 36–39.*

*12. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения / Г.Ю. Шишаев, И.В. Матвеев, Г.А. Еремян [и др.] // Нефт. хоз-во. – 2020. – № 6. – С. 58–61. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-6-58-61*

*13. Цепелев В.П., Пислегин М.Н., Тимчук А.С. Автоматизированная адаптация гидродинамических моделей с использованием настраиваемых полей коэффициентов проницаемости // Нефт. хоз-во. – 2011. – № 10. – С. 97–99.*

*14. Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ 2023615554 Рос. Федерация. Сервис автоматизации процессов гидродинамического моделирования и контроля разработки нефтяных месторождений Data Stream Analytics (модуль "Экспертиза ГДМ") / Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Р.А. Хайтин; правообладатель ФГАОУ ВО "Пермский нац. исслед. политехн. ун-т". – № 2023613558; заявл. 01.03.2023; опубл. 16.03.2023, Бюл. № 3.*

*15. Временный регламент оценки качества и приёмки трёхмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС: принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС (протокол от 19.04.2012 № 5370). – Введ. 01.07.2012.*

*16. Временный регламент ОАО "ЛУКОЙЛ" по экспертизе и приемке геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ЛУКОЙЛ, 2003. – 12 с.*

*17. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений: утв. и введ. приказом Минтопэнерго РФ от 10.03.2000 г. № 67.*

*18. Методика построения интегрированной геолого-технологической модели западного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.С. Колубаев, А.Ф. Валеев, В.А. Манин [и др.] // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2024. – № 7(612). – С. 15–25.*

*SPISOK ISTOChNIKOV*

*1. Yarmukhametov I.N. Gidrodinamicheskoe modelirovanie neftyanogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniem avtomatizirovannogo podkhoda // Neftegazovoe delo. – 2021. – T. 19, № 5. – S. 102–118. – DOI: 10.17122/ngdelo-2021-5-102-118*

*2. Martyushev D.A. Sovershenstvovanie geologo-gidrodinamicheskoy modeli karbonatnogo neftyanogo ob"ekta putem ucheta parametra anizotropii pronitsaemosti // Zap. Gornogo in-ta. – 2020. – T. 243. – S. 313–318. – DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313*

*3. Mengaliev A.G., Martyushev D.A. Uchet parametra anizotropii pronitsaemosti v geologo-gidrodinamicheskikh modelyakh karbonatnykh ob"ektov (na primere Gagarinskogo mestorozhdeniya) // Izv. Tomskogo politekhn. un-ta. Inzhiniring georesursov. – 2020. – T. 331, № 5. – S. 7–17. – DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2632*

*4. Martyushev D.A., Mengaliev A.G. Planirovanie tsiklicheskogo zavodneniya na osnove anizotropnoy gidrodinamicheskoy modeli karbonatnoy zalezhi Gagarinskogo mestorozhdeniya // Izv. Tomskogo politekhn. un-ta. Inzhiniring georesursov. – 2020. – T. 331, № 12. – S. 84–93. – DOI: 10.18799/24131830/2020/12/2942*

*5. Primenenie integrirovannogo modelirovaniya v neftegazovoy otrasli / E.V. Filippov, G.N. Chumakov, I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev // Nedropol'zovanie. – 2020. – T. 20, № 4. – S. 386–400. – DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.7*

*6. Sovershenstvovanie postroeniya trekhmernykh geologicheskikh modeley neftyanykh mestorozhdeniy slozhnogo stroeniya / A.A. Makhmutov, N.V. Shabrin, A.M. Malyarenko [i dr.] // Geologiya. Izv. Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnykh resursov. – 2023. – № 30. – S. 62–80. – DOI: 10.24412/2949-4052-2023-1-62-80*

*7. Belonozhko A.I. Adaptatsiya gidrodinamicheskikh modeley karbonatnykh zalezhey Belarusi po energeticheskoy sostavlyayushchey // Neft', gaz i biznes. – 2009. – № 7-8. – S. 86–87.*

*8. Kanevskaya R.D., Kochueva O.N., Kochneva A.I. Modelirovanie mnogofaznykh potokov v stvole skvazhin s primeneniem nechetkoy klasterizatsii // Avtomatizatsiya i informatizatsiya TEK. – 2024. – № 8(613). – S. 34–40.*

*9. Solomatin A.N., Bobylev V.N. Prognozirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy // Avtomatizatsiya i informatizatsiya TEK. – 2023. – № 9(602). – S. 46–52. – DOI: 10.33285/2782-604X-2023-9(602)-46-52*

*10. Primenenie algoritma PEXEL dlya avtomatizirovannoy adaptatsii gidrodinamicheskikh modeley mestorozhdeniy / A.N. Ivanov, F.S. Khismatullina, A.R. Aubakirov, I.V. Kurguzkina // Neft. khoz-vo. – 2022. – № 9. – S. 49–52. – DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-49-52*

*11. Belonosov D.N. Ekspertiza tsifrovykh modeley i kontrol' proektnykh resheniy po tekhnologii informatsionnogo modelirovaniya // Sovremennye innovatsii. – 2019. – № 1(29). – S. 36–39.*

*12. Geologicheski obosnovannaya avtomatizirovannaya adaptatsiya gidrodinamicheskikh modeley na primere real'nogo mestorozhdeniya / G.Yu. Shishaev, I.V. Matveev, G.A. Eremyan [i dr.] // Neft. khoz-vo. – 2020. – № 6. – S. 58–61. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-6-58-61*

*13. Tsepelev V.P., Pislegin M.N., Timchuk A.S. Avtomatizirovannaya adaptatsiya gidrodinamicheskikh modeley s ispol'zovaniem nastraivaemykh poley koeffitsientov pronitsaemosti // Neft. khoz-vo. – 2011. – № 10. – S. 97–99.*

*14. Svidetel'stvo o gos. registratsii programmy dlya EVM 2023615554 Ros. Federatsiya. Servis avtomatizatsii protsessov gidrodinamicheskogo modelirovaniya i kontrolya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy Data Stream Analytics (modul' "Ekspertiza GDM") / D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva, R.A. Khaytin; pravoobladatel' FGAOU VO "Permskiy nats. issled. politekhn. un-t". – № 2023613558; zayavl. 01.03.2023; opubl. 16.03.2023, Byul. № 3.*

*15. Vremennyy reglament otsenki kachestva i priemki trekhmernykh tsifrovykh geologo-gidrodinamicheskikh modeley, predstavlyaemykh pol'zovatelyami nedr v sostave tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya na rassmotrenie TsKR Rosnedr po UVS: prinyat na rasshirennom zasedanii TsKR Rosnedr po UVS (protokol ot 19.04.2012 № 5370). – Vved. 01.07.2012.*

*16. Vremennyy reglament OAO "LUKOYL" po ekspertize i priemke geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy. – M.: LUKOYL, 2003. – 12 s.*

*17. RD 153-39.0-047-00. Reglament po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy: utv. i vved. prikazom Mintopenergo RF ot 10.03.2000 g. № 67.*

*18. Metodika postroeniya integrirovannoy geologo-tekhnologicheskoy modeli zapadnogo uchastka Orenburgskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya / A.S. Kolubaev, A.F. Valeev, V.A. Manin [i dr.] // Avtomatizatsiya i informatizatsiya TEK. – 2024. – № 7(612). – S. 15–25.*

Информация об авторах:

**Инна Николаевна Пономарева**, д-р техн. наук, профессор

**Анастасия Андреевна Бадлюк**, ассистент

**Максим Брониславович Савчик**, начальник отдела

**Лев Андреевич Захаров**, старший менеджер

Information about the authors:

**Inna N. Ponomareva**, DSc (engineering), Professor

**Anastasia A. Badlyuk**, assistant

**Maxim B. Savchik**, Head of the Department

**Lev A. Zakharov**, senior manager

Статья поступила в редакцию 25.10.2024 г.; одобрена после рецензирования 28.11.2024 г.; принята к публикации 20.01.2025 г.