

УДК 622.276  
DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4328  
Шифр специальности ВАК: 2.8.4

## Цифровой графический мониторинг энергетического состояния нефтяных залежей

Л.А. Захаров<sup>1✉</sup>, И.Н. Пономарева<sup>2</sup>, Д.А. Мартюшев<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, г. Пермь

<sup>2</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, г. Пермь

✉ lzakharov-ng@mail.ru

**Аннотация.** *Актуальность* работы обусловлена тем, что контроль энергетического состояния залежей является неотъемлемой составляющей общей системы мониторинга разработки месторождений углеводородов. Традиционным способом контроля энергетического состояния залежей является построение карт изобар, при этом в качестве исходных данных используются материалы гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах. В существующих технико-экономических условиях следует считать невозможной даже условно одновременную остановку всего фонда скважин для фактических определений пластового давления. Данного недостатка лишены косвенные методы определения пластового давления. В этой связи представляется актуальным сопоставление непосредственного и косвенных методов определения пластового давления при использовании их данных для анализа энергетического состояния залежей углеводородов. **Цель:** сравнительная оценка непосредственного и косвенных методов определения пластового давления при анализе энергетического состояния залежей (при построении карт изобар). **Объект:** турнейско-фаменские карбонатные залежи нефти месторождений Пермского края. **Методы:** гидродинамические исследования скважин, анализ истории добычи по скважинам (модуль Toraze (Корпа Workstation)), методы машинного обучения (модульный сервис Data Stream Analytics (DSA)), картопостроение, корреляционный анализ. **Результаты.** Разновременность гидродинамических исследований скважин не позволяет выполнить достоверную оценку текущего энергетического состояния залежей, в отличие от косвенных методов определения пластового давления, практическая реализация которых позволяет получать искомую величину на любую дату. Однако при условно одинаковой высокой прогностической способности косвенных методов приоритетными следует считать рассматриваемые методы машинного обучения, что обусловлено такими их преимущественными характеристиками, как низкая продолжительность вычислительных операций, минимальный набор исходных данных, интегрированный сервис картопостроения.

**Ключевые слова:** пластовое давление, гидродинамические исследования скважин, анализ добычи, методы машинного обучения, карта изобар

**Благодарности:** Исследование выполнено при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).

**Для цитирования:** Захаров Л.А., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. Цифровой графический мониторинг энергетического состояния нефтяных залежей // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 5. – С. 131–141. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4328

---

UDC 622.276  
DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4328

## Digital graphic monitoring of energy condition of oil reservoirs

L.A. Zakharov<sup>1✉</sup>, I.N. Ponomareva<sup>2</sup>, D.A. Martyushev<sup>2</sup>

<sup>1</sup> LLC "LUKOIL-Engineering", Perm, Russian Federation

<sup>2</sup> Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

✉ lzakharov-ng@mail.ru

**Abstract. Relevance.** Control of energy state of reservoirs is an integral part of the overall system for monitoring the development of hydrocarbon deposits. The traditional way to control the energy state of reservoirs is to build isobar maps, while the input data are the materials of well tests in unsteady conditions. In the current technical and economic conditions, it should be considered impossible even conditionally simultaneous shutdown of the entire well stock for the actual determination of reservoir pressure. This shortcoming is devoid of indirect methods for determining reservoir pressure. In this regard, it seems relevant to compare direct and indirect methods for determining reservoir pressure when using their data to analyze the energy state of hydrocarbon deposits. **Aim.** Comparative assessment of direct and indirect methods for determining reservoir pressure in the analysis of the energy state of deposits (when constructing isobar maps). **Object.** Tournaisian-Famenian carbonate deposits of oil from the fields of the Perm Krai. **Methods.** Well tests, analysis of production history by wells (module Topaze (Kappa Workstation)), machine learning methods (modular service Data Stream Analytics (DSA)), mapping, correlation analysis. **Results.** Well tests carried out at different times do not allow a reliable assessment of the current energy state of reservoirs, in contrast to indirect methods for determining reservoir pressure, the practical implementation of which allows obtaining the desired value for any date. However, with conditionally the same high predictive ability of indirect methods, the considered methods of machine learning should be considered a priority. This is due to their advantageous characteristics, such as low duration of computational operations, a minimum set of initial data, an integrated mapping service.

**Keywords:** formation pressure, well tests, production analysis, machine learning methods, isobar map

**Acknowledgements:** The research was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project no. FSNM-2024-0005).

**For citation:** Zakharov L.A., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Digital graphic monitoring of energy condition of oil reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 5, pp. 131–141. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4328

---

## Введение

Динамическое пластовое давление является важнейшим критерием, характеризующим энергетическое состояние залежей углеводородов в процессе их разработки. Контроль за величиной пластового давления является неотъемлемой составляющей системы мониторинга разработки месторождений.

При мониторинге энергетического состояния залежей принято изучать распределение динамического пластового давления по их площади, и с этой целью строят карту изобар. Использование карты изобар для целей нефтяной геологии отражено в нормативном документе [РД-153-39.0-110-01], в соответствии с которым построение карты изобар рекомендуется осуществлять с периодичностью один раз в квартал. Исходными данными для построения карты являются фактические определения пластового давления по гидродинамическим исследованиям (ГДИ) скважин методом восстановления давления. Проведение указанных исследований с периодичностью один раз в полгода также регламентировано в нормативном документе [РД-153-39.0-110-01]. Восстановление давления, особенно в низкопродуктивных скважинах, продолжается в течение длительного периода времени (до двух–трех месяцев) и сопровождается проблемами технико-экономического характера (недоборы нефти, затруднения в пуске скважин после остановки и т. д.). Как следствие, фактическая периодичность и продолжительность исследований не соответствует нормам и требованиям системы мониторинга процессов разработки месторождений, а охват фонда определениями пла-

стового давления редко является стопроцентным. В результате при построении карт изобар используют разновременные определения пластового давления не по всему фонду скважин, что ставит под сомнение достоверность мониторинга энергетического состояния залежей на основе карт изобар, построенных по данным исследований скважин.

Следствием обозначенной выше проблематики является значительное количество работ, посвященных определению пластового давления без остановки скважин на исследование. Например, в работе [1] предложен способ оценки пластового давления при разведочном бурении, позволяющий выявить зоны аномально высокого пластового давления при наличии сейсмических данных о глубинах залегания ловушек. Указанный способ оценки базируется на методиках с использованием  $d$ - и  $\sigma$ -экспонент, учитывающих механическую скорость бурения, скорость вращения ротора, нагрузку на долото и его диаметр, литологическую константу и степень уплотнения пород, плотность бурового раствора и горных пород. Очевидно, основным недостатком способа является возможность его практического применения только на этапе строительства скважины. Также на этапе строительства скважины пластовое давление определяют в рамках опробования коллектора [2]. В статье [3] авторы предлагают осуществлять прогнозирование пластового давления с применением модифицированной модели Аташбари по данным каротажа на кабеле. Этот метод основан на использовании зависимости пористости и сжимаемости горных пород от пластового давления. Метод определения пластового

давления по данным вывода скважин на режим после ремонта предложен в работе [4]. Сущность метода заключается в использовании карт вывода скважин на режим. Метод применим только для скважин, которые были подвержены глушению при текущем или капитальном ремонте и оборудованных установками электроцентробежных насосов. Новый метод расчета пластового давления для одной скважины с использованием устьевого давления, апробированный и активно применяющийся на нефтяных месторождениях Китая, описан в работе [5]. Алгоритм косвенного определения пластового давления в условиях трехфазного притока воды, нефти и выделившегося растворенного газа с использованием методов Data Mining, системного и статистического дескриптивного анализа предложен в работе [6]. Метод определения пластового давления, основанный на сочетании обобщенной формулировки материального баланса и теории псевдостационарного состояния, предложен в работе [7]. Возможности метода продемонстрированы авторами на примере пяти вертикальных и горизонтальных скважин, во всех случаях получена удовлетворительная сходимость расчетных и фактических значений пластового давления. Однако недостатком метода следует считать его применимость только в условиях стационарных дебитов или забойных давлений. Схожий метод, основанный на материальном балансе, предлагается в работе [8]. Недостатком метода является возможность его применения для скважин с радиальным режимом течения. Способ определения пластового давления в глубинно-насосных нефтяных скважинах без их остановки представлен в работе [9]. Суть метода сводится к тому, что в затрубное пространство подливается или закачивается агрегатом жидкость и ее уровень поднимается выше статического положения, по данным падения уровня строится соответствующая кривая и характеристика насоса. Далее проводится касательная к характеристике насоса; точка касания является глубиной статического уровня, который впоследствии пересчитывается в пластовое давление. Данный метод усовершенствован в работе [10], его особенностью является сокращение продолжительности исследований. Метод, который можно использовать для определения среднего пластового давления как функции времени истощения, предложен в работе [11]. Данный метод основан на совместном использовании уравнения псевдостационарного состояния с его интегральной функцией. В результате возможно построение графика, при обработке которого определяется разница между средним пластовым давлением и забойным давлением. В свою очередь, при известном значении забойного давления определение пластового не сопровождается затруднениями [12–15].

Принципиально можно выделить два ключевых направления – математическая обработка и анализ истории добычи, а также методы искусственного интеллекта и машинного обучения. Метод анализа добычи основан на исследованиях Арпс, Феткович, Бласингейм и сводится, по сути, к обратной задаче подземной гидромеханики. В мировой практике получил широкое распространение метод анализа добычи, реализованный в модуле Toraze (программное обеспечение Kappa Workstation). При интерпретации истории добычи по скважинам в указанном программном комплексе получают информацию о фильтрационных свойствах коллектора и пластовом давлении. Анализируя возможности метода для решения задачи воспроизведения пластового давления, следует отметить его высокую трудозатратность, требование к высокой квалификации специалиста и проблематику импортозамещения [16–18].

Решение задачи воспроизведения пластового давления без остановки скважин на исследование с применением методов машинного обучения описано в работах [19–25]. Авторские алгоритмы реализованы в виде модульного сервиса Data Stream Analytics (DSA), их особенностью являются высокая скорость вычислительных операций и минимальный набор требуемых исходных данных.

Представляет интерес сравнительный анализ достоверности графического мониторинга энергетического состояния залежей нефти при использовании в качестве исходных данных фактических определений пластовых давлений, а также результатов, полученных в программных продуктах Toraze (анализ добычи) и DSA (машинное обучение), чему посвящена настоящая работа.

### Исходные данные

В качестве объекта исследования выбраны две турнейско-фаменские карбонатные залежи нефти Гагаринского и Шершневого месторождений.

Выбранные месторождения расположены в Пермском крае и приурочены к тектонической зоне Соликамской депрессии. Обе залежи характеризуются условной круговой формой и равномерной разбуренностью, что позволит лучше визуализировать картопостроение. Добывающий фонд месторождений оснащен глубинными измерительными приборами, гидродинамические исследования характеризуются максимальными для региона охватом и периодичностью.

### Результаты

Определение величин пластового давления в модульном сервисе DSA, как отмечено ранее, основано на применении методов машинного обучения. Несомненными преимуществами реализованного метода являются высокая скорость вычислительных операций и минимальный набор исходных

данных. Реализованный функционал позволяет выполнять ретроспективную (на весь период эксплуатации) и перспективную (на полгода) оценку величины пластового давления по каждой скважине с временным интервалом в один месяц. Результаты вычислений визуализируются в виде графиков (рис. 1), на которые также нанесены фактические величины пластового давления, определенные по ГДИ. Также результаты вычислений сводятся в таблицу, которая впоследствии используется в качестве исходных данных при графическом мониторинге разработки с построением карты изобар.

Анализируя представленный на рис. 1 пример, можно отметить, что данный метод позволил с высокой достоверностью воспроизвести пластовое

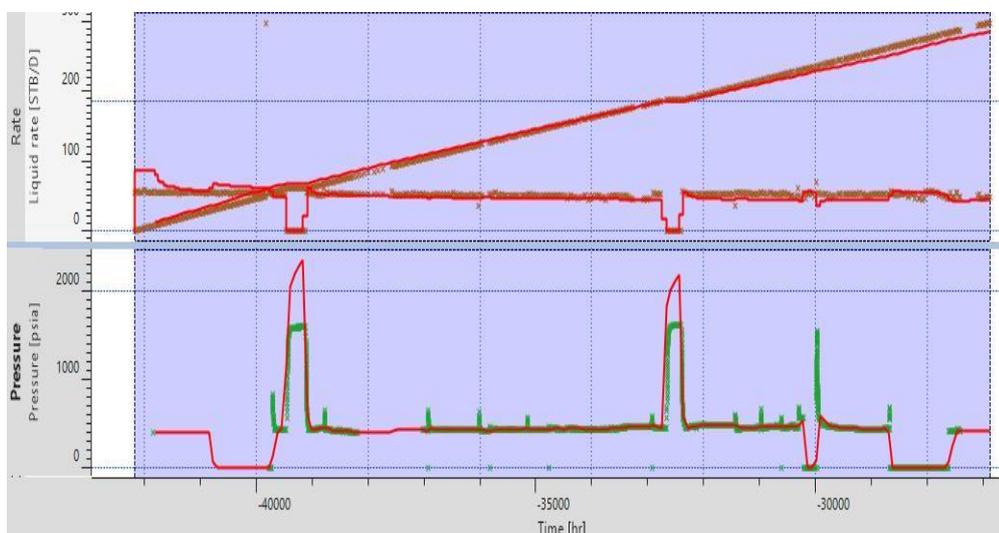
давление даже в периоды его скачкообразного поведения, характерного для сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

Модуль Toraze программного комплекса Карра Workstation нацелен на обработку истории добычи индивидуально по каждой из скважин, при этом определяются фильтрационные параметры пласта и пластовое давление. С учетом трудоемкости процесса интерпретации данных в модуле Toraze (примерно 3–4 часа на скважину) воспроизведение пластового давления по всему фонду скважин среднего месторождения осуществляется в течение довольно длительного периода времени. Диалоговое окно модуля Toraze при обработке истории добычи по скважине проиллюстрировано на рис. 2.



**Рис. 1.** Результаты определения пластового давления методами машинного обучения в DSA на примере скв. 66 Шершнеvского месторождения

**Fig. 1.** Results of determining reservoir pressure using machine learning methods in DSA on the example of well 66 of the Shershnevskoe field



**Рис. 2.** Обработка данных по истории добычи в модуле Toraze на примере скв. 66 Шершнеvского месторождения

**Fig. 2.** Data processing on production history in the Topaze module using the example of well 66 of the Shershnevskoe field

Два рассмотренных выше косвенных метода определения пластового давления реализованы применительно ко всем скважинам добывающего фонда рассматриваемых месторождений. Даты анализа обоснованы исходя из принципа максимальной освещенности фонда гидродинамических исследований скважин с фактическими определениями пластового давления (01.01.2009 для Шершневого месторождения и 01.01.2016 г. для Гагаринского месторождения).

Данные по фактическим определениям пластового давления (для Шершневого месторождения) по ГДИ на дату, максимально приближенную к дате анализа, представлены в таблице.

**Таблица.** Данные о фактических определениях пластового давления для Шершневого месторождения

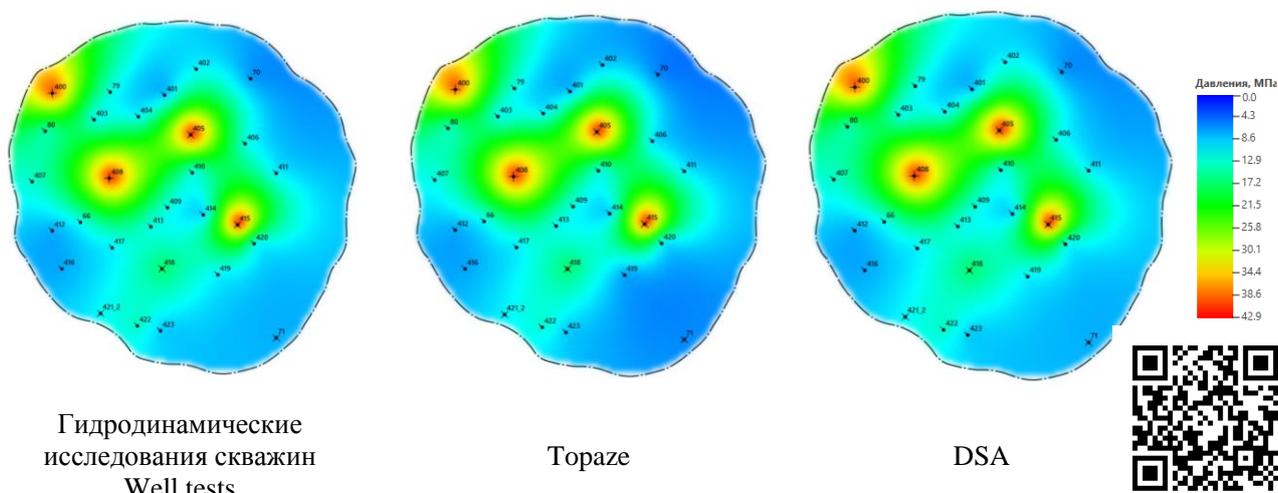
**Table.** Data on actual formation pressure determinations for the Shershnevskoe field

№ скв. Well no.	Дата ГДИ Date of well tests	№ скв. Well no.	Дата ГДИ Date of well tests
66	29.11.2008	410	16.12.2008
70	13.12.2008	411	08.07.2008
79	02.04.2008	412	02.05.2008
80	17.03.2008	413	18.11.2008
401	09.07.2008	414	24.01.2008
402	30.10.2008	416	02.09.2008
403	29.11.2008	417	06.12.2008
404	22.07.2008	419	30.04.2008
406	30.04.2008	420	31.10.2008
407	04.12.2008	422	22.06.2008
409	25.03.2008	423	04.03.2008

Как следует из представленных в таблице данных, фактические значения пластовых давлений определены по всем действующим скважинам фонда, однако период проведения ГДИ варьируется в пределах календарного 2008 г.

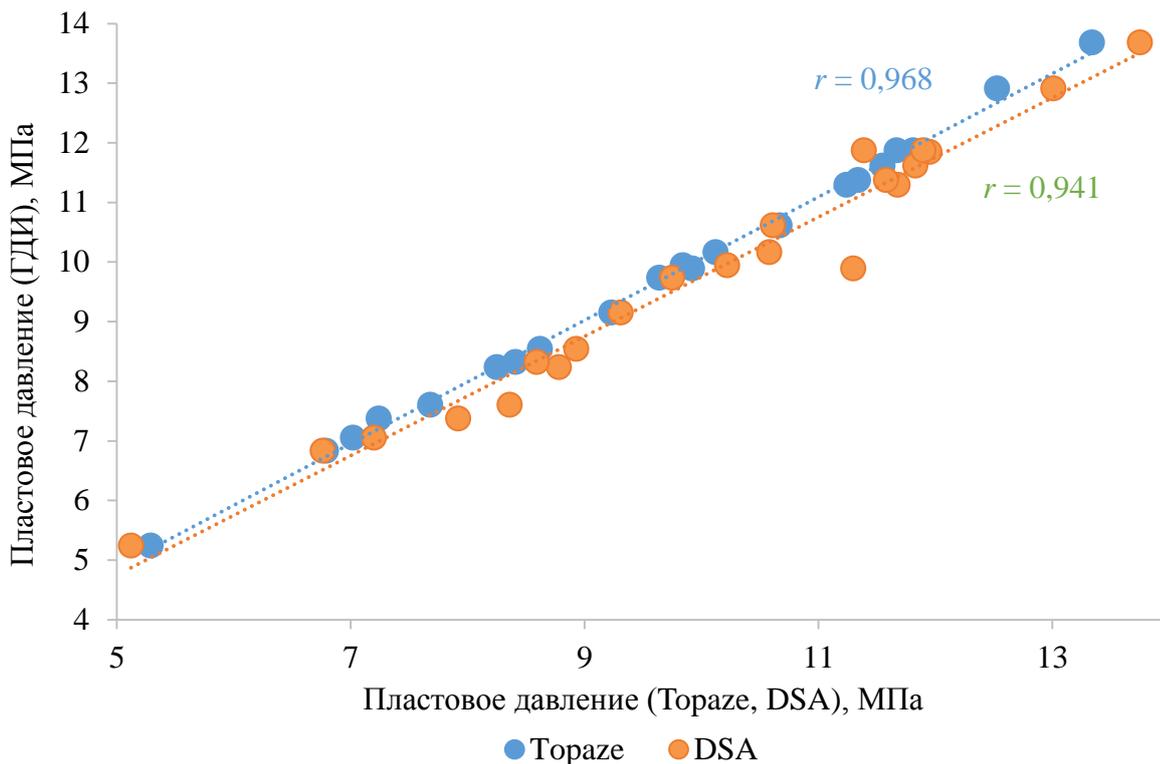
По результатам реализации косвенных методов определения пластового давления и их фактическим значениям построена карта изобар (рис. 3). Сервис автоматизированного построения карт изобар, как и других карт мониторинга разработки залежей (текущих отборов, накопленных отборов и др.) реализован в DSA (QR-код на сайт программы представлен на рис. 3), при этом дополнительно привлекаются координаты скважин и контуров нефтеносности, сведенные предприятием-недропользователем в единый файл.

Как следует из сравнительного анализа карт, представленных на рис. 4, они в целом одинаково характеризуют текущее энергетическое состояние объекта, то есть косвенные методы определения пластового давления демонстрируют те же результаты, что и материалы ГДИ. Данный вывод, применительно к Шершневному месторождению, подтверждается также при сопоставлении рассчитанных и фактических пластовых давлений, определенных по ГДИ (рис. 4). Анализ представленного корреляционного поля позволяет сделать вывод о сходимости рассчитанных и фактических пластовых давлений, что, в свою очередь, свидетельствует о высокой прогностической способности обоих рассматриваемых косвенных методов применительно к условиям Шершневого месторождения.



**Рис. 3.** Карты изобар, построенные для Шершневого месторождения по данным реализации косвенных методов определения пластового давления и ГДИ

**Fig. 3.** Isobar maps built for the Shershnevskoe field based on the data from the implementation of indirect methods for determining reservoir pressure and well tests



**Рис. 4.** Сопоставление рассчитанных и фактических пластовых давлений для условий Шершневского месторождения  
**Fig. 4.** Comparison of calculated and actual reservoir pressures for the conditions of the Shershnevskoe field

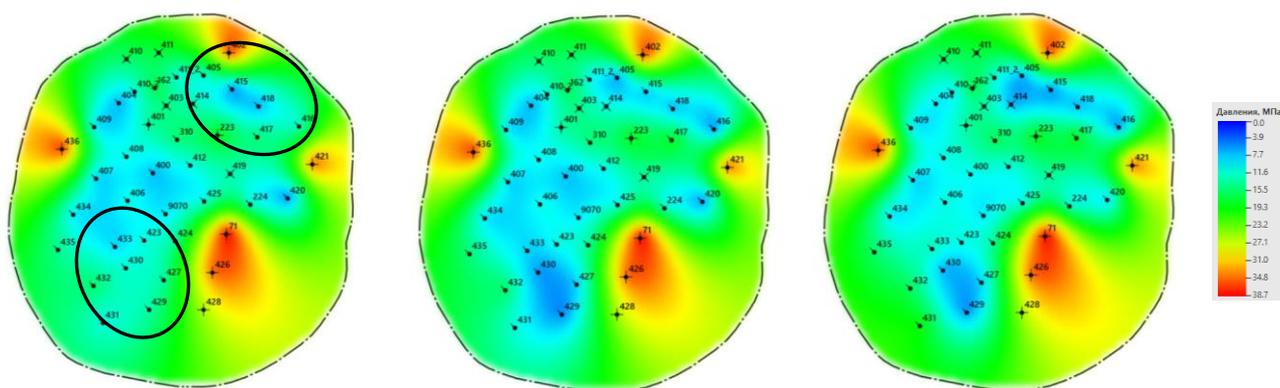
Очевидно, причиной высокой сходимости оценок энергетического состояния залежи Шершневского месторождения по данным всех методов является стопроцентный охват фонда гидродинамическими исследованиями, выполненными в течение одного календарного года. При этом следует учесть, что для проведения ГДИ каждая из скважин была остановлена, некоторые – на довольно продолжительный период времени, для восстановления давления. Остановки скважин сопровождаются недоборами и вероятными технико-технологическими проблемами с пуском после продолжительных ГДИ. Косвенные методы позволили получить такие же данные, но при этом они не требуют остановки скважин на исследование.

Аналогичные исследования выполнены также применительно к Гагаринскому месторождению. Карты изобар, построенные по фактическим (ГДИ) и косвенным (Topaze, DSA) определениям пластового давления, приведены на рис. 5. Карты также построены в специальном модуле автоматизированного сервиса DSA.

Сравнительный анализ карт изобар Гагаринского месторождения демонстрирует их некоторые различия. Так, в северо-восточной и юго-западной зонах залежи карта изобар, построенная по фактическим ГДИ, не обозначает участки с пониженными

пластовыми давлениями, что характерно для карт, построенных по косвенным методам. При этом следует отметить, что гидродинамические исследования скважин, расположенных в этих зонах, проведены со значительным отставанием от даты анализа. В целом фактические определения выполнены в период с 2014 по 2016 гг., что, очевидно, ставит под сомнение достоверность мониторинга энергетического состояния залежи на основе традиционного подхода к построению карт изобар. Возможность одномоментного воспроизведения пластового давления, характерная для рассматриваемых косвенных методов, демонстрирует свои очевидные преимущества в условиях объекта с нерегулярным проведением ГДИ.

Корреляционные поля, приведенные на рис. 6, сопоставляющие фактические и рассчитанные пластовые давления, свидетельствуют о невысокой сходимости пластовых давлений, по значениям которых построены карты изобар. При этом детальный анализ, выполненный по каждой скважине индивидуально (рис. 7), показывает высокую сходимость дискретных определений пластовых давлений. Таким образом, низкую тесноту анализируемых корреляционных связей следует объяснить разновременностью определения сопоставляемых давлений.



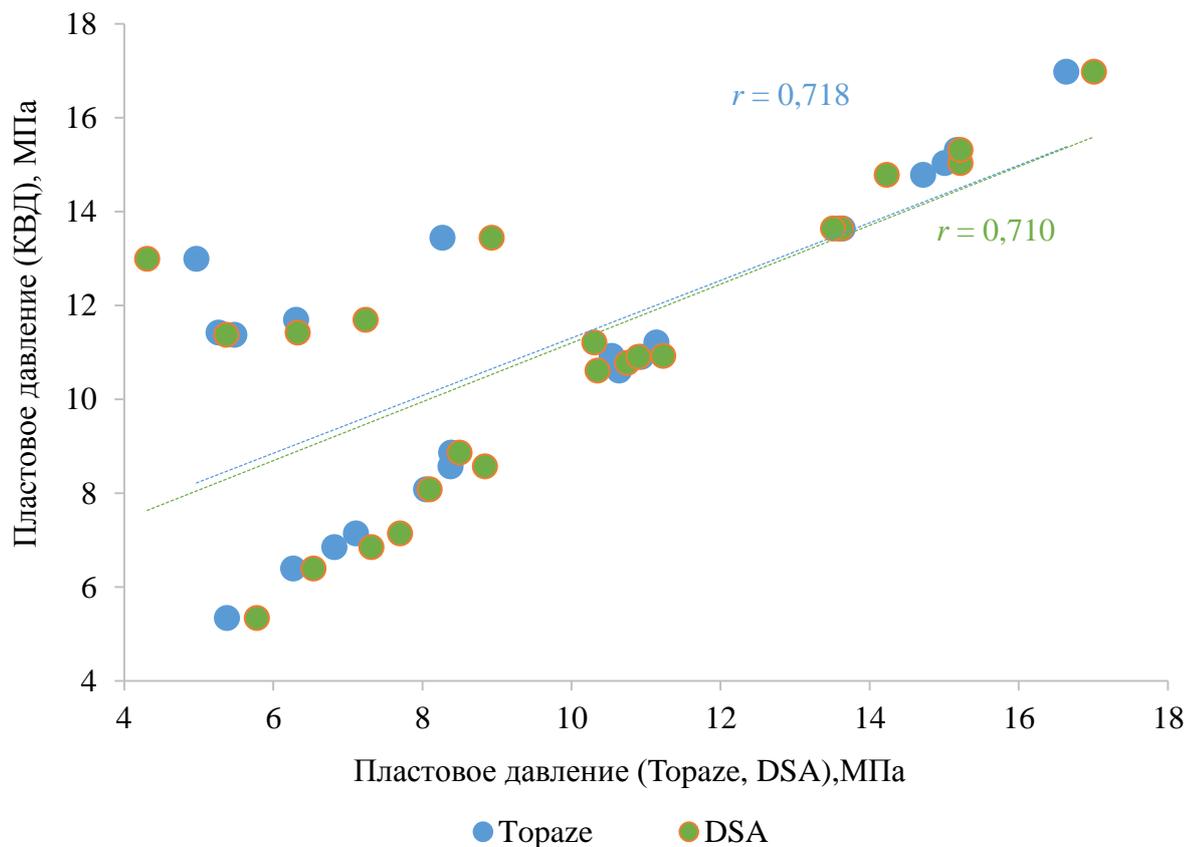
Гидродинамические исследования скважин  
 Well tests

Торазе

DSA

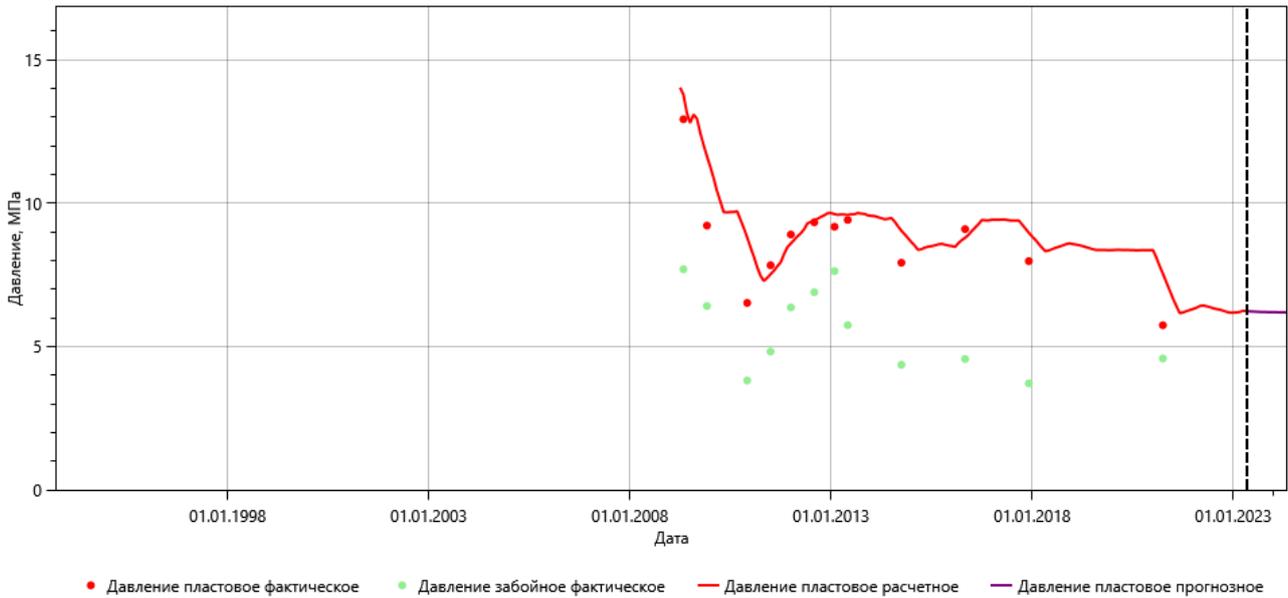
**Рис. 5.** Карты изобар, построенные для Гагаринского месторождения по данным реализации косвенных методов определения пластового давления и ГДИ

**Fig. 5.** Isobar maps built for the Gagarinskoe field based on the data from the implementation of indirect methods for determining reservoir pressure and well tests



**Рис. 6.** Сопоставление рассчитанных и фактических пластовых давлений для условий Гагаринского месторождения  
**Fig. 6.** Comparison of calculated and actual reservoir pressures for the conditions of the Gagarinskoe field

### Динамика давлений скв. 407



**Рис. 7.** Результаты определения пластового давления методами машинного обучения в DSA на примере скв. 407 Гагаринского месторождения

**Fig. 7.** Results of determining reservoir pressure using machine learning methods in DSA on the example of well 407 of the Gagarinskoe field

### Заключение

Настоящая статья посвящена сравнительному анализу косвенных и непосредственного метода определения пластового давления с целью построения карт изобар для мониторинга энергетического состояния залежи. Непосредственным методом определения пластового давления являются гидродинамические исследования скважин при неустановившихся режимах. Среди многообразия косвенных методов принят метод, основанный на анализе исторических данных по добыче, реализованный в модуле Toraze (программное обеспечение Карра Workstation), а также метод, основанный на применении машинного обучения, реализованный в модульном сервисе Data Stream Analytics (DSA), который, в свою очередь, также позволяет в автоматизированном режиме осуществлять построение любых карт мониторинга разработки, в том числе изобар. Сравнительный анализ методов выполнен применительно к двум турнейско-фаменском карбонатным объектам разработки месторождений Пермского края (Шершневого и Гагаринского). Дата анализа выбрана для каждого месторождения индивидуально исходя из максимальной освещенности фонда гидродинамическими исследованиями с фактическими определениями пластового давления.

Определения пластового давления методами машинного обучения в сервисе DSA выполнены

для каждого месторождения в автоматизированном режиме, суммарная продолжительность вычислительных операций не превысила пяти минут, по истечению которых получена ретро- и перспективная оценка пластового давления по каждой из скважин месторождения. Трудоемкость аналогичных вычислений в Toraze несоизмеримо больше, так же как и требования к компетентности специалистов.

В ходе выполненных исследований получен вывод о том, что при стопроцентном охвате фонда гидродинамическими исследованиями, выполненными в течение непродолжительного периода времени, все три метода продемонстрировали схожие оценки текущего энергетического состояния залежи. Однако данное условие выполняется далеко не всегда. Так, на примере Гагаринского месторождения установлено, что одновременность фактических определений пластового давления приводит к искажению картины энергетического состояния залежи. То есть в случае отсутствия условно единовременного определения фактических пластовых давлений мониторинг энергетического состояния залежей целесообразно осуществлять с использованием достоверных косвенных методов (например, машинного обучения), реализованных в модульном сервисе Data Stream Analytics (DSA).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шакиров А.А. Определение пластового давления аппаратурой АГИП-К по технологии многоциклового зондирования // Каротажник. – 2017. – № 3 (273). – С. 62–66.
2. Анализ результатов косвенного определения пластового давления по изменению режимов работы скважин с использованием генетического алгоритма / В.А. Гриценко, М.Н. Харисов, Р.Ф. Якупов, В.Ш. Мухаметшин, Т.Р. Вафин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 8 (356). – С. 36–41.
3. Pore-throat structure characteristics and its impact on the porosity and permeability relationship of Carboniferous carbonate reservoirs in eastern edge of Pre-Caspian Basin / Weiqiang Li, Longxin Mu, Lun Zhao, Jianxin Li, Shuqin Wang, Zifei Fan, Dali Shao, Changhai Li, Fachao Shan, Wenqi Zhao, Meng Sun // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – Vol. 47. – Iss. 5. – P. 1027–1041. URL: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60114-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60114-8) (дата обращения 25.06.2023).
4. A dynamic prediction model of reservoir pressure considering stress sensitivity and variable production / Peng Zong, Hao Xu, Dazhen Tang, Tiantian Zhao // Geoenergy Science and Engineering. – 2023. – Vol. 225. – Article 211688. URL: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211688> (дата обращения 25.06.2023).
5. Predicting pore-pressure from well-log data with hybrid machine-learning optimization algorithms / M. Farsi, N. Mohamadian, H. Ghorbani, D.A. Wood, S. Davoodi, J. Moghadasi, M.A. Alvar // Natural Resources Research. – 2021. – Vol. 30. – P. 3455–3481. URL: <https://doi.org/10.1007/s11053-021-09852-2> (дата обращения 25.06.2023).
6. Characterization of pore pressure, fracturing pressure, shear failure and its implications for drilling, wellbore stability and completion design – a case study from the Takouazet field, Illizi basin, Algeria / R. Baouche, S. Sen, M. Sadaoui, K. Boutaleb, S.S. Ganguli // Marine Petroleum Geology. – 2020. – Vol. 120. – Article 104510. URL: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104510> (дата обращения 25.06.2023).
7. Study on CO2 foam fracturing model and fracture propagation simulation / Ziyuan Cong, Yuwei Li, Yishan Pan, Bo Liu, Ying Shi, Jianguang Wei, Wei Li // Energy. – 2022. – Vol. 238. – P. 121778. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121778> (дата обращения 25.06.2023).
8. Construction of carbonate reservoir knowledge base and its application in fracture-cavity reservoir geological modeling / Wenlian Xiao, Yubin Yang, Min Li, Nong Li, Jingxi You, Jinzhou Zhao, Lingli Zheng, Keming Zhou, Jitian Ren, Yue Wang // Petroleum Exploration and Development. – 2021. – Vol. 48. – Iss. 4. – P. 824–834. URL: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60069-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60069-1) (дата обращения 25.06.2023).
9. Abdelaal A., Elkatatny S., Abdullaheem A. Data-driven modeling approach for pore pressure gradient prediction while drilling from drilling parameters // ACS Omega. – 2021. – Vol. 6. – P. 13807–13816. URL: <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c01340> (дата обращения 25.06.2023).
10. Alabere A.O., Akangbe O.K. Pore pressure prediction in Niger delta high pressure, high temperature (hp/ht) domains using well logs and 3d seismic data: a case study of x-field, onshore Niger delta // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – Vol. 11. – P. 3747–3758. URL: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01264-5> (дата обращения 25.06.2023).
11. Pore pressure prediction in offshore Niger delta using data-driven approach: Implications on drilling and reservoir quality / J. Pwavodi, I.N. Kelechi, P. Angalabiri, Sh. Chioma Emeremgini, V.O. Oguadinma // Energy Geoscience. – 2023. – Vol. 4. – Iss. 3. – Article 100194. URL: <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2023.100194> (дата обращения 25.06.2023).
12. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria / H.E. Belhouche, M.S. Benzagouta, A. Dobb, A. Alquraishic, J. Duplay // Journal of King Saud University – Engineering Sciences. – 2021. – Vol. 33. – Iss. 2. – P. 136–145. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2020.04.008> (дата обращения 25.06.2023).
13. Subhrajyoti Bhattacharyya, Aditya Vyas. Machine learning based rate decline prediction in unconventional reservoirs // Upstream Oil and Gas Technology. – 2022. – Vol. 8. – Article 100064. URL: <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2022.100064> (дата обращения 25.06.2023).
14. On the feasibility of using physics-informed machine learning for underground reservoir pressure management / D.R. Harp, D. O'Malley, B. Yan, R. Pawar // Expert Systems with Applications. – 2021. – Vol. 178. – Article 115006. URL: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2021.115006> (дата обращения 25.06.2023).
15. Deep learning-accelerated 3D carbon storage reservoir pressure forecasting based on data assimilation using surface displacement from InSAR / H. Tang, P. Fu, H. Jo, S. Jiang, Ch.S. Sherman, F. Hamon, N.A. Azzolina, J.P. Morris // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2022. – Vol. 120. – Article 103765. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103765> (дата обращения 25.06.2023).
16. Косвенные способы оценки текущего пластового давления в скважине для использования при построении интегрированных моделей месторождений / Т.С. Ладейщикова, В.А. Волков, Н.Н. Собянин, А.В. Митрошин // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 7 (631). – С. 39–45.
17. Определение и прогноз пластового давления, продуктивности и фильтрационных параметров пласта без остановки скважин по результатам анализа истории добычи скважин в программном обеспечении КАРРА TOPAZE, оснащенных глубинными манометрами на приеме насоса и телеметрической системой, для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Е.А. Кузнецова, А.В. Шилов, С.Е. Никулин, И.А. Черных // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 12 (612). – С. 82–84.
18. Опыт применения аналитических методов определения пластового давления / Е.А. Кузнецова, С.Е. Никулин, А.В. Шилов, М.А. Филатов // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 6 (654). – С. 12–16. URL: [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6\(654\)-12-16](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6(654)-12-16) (дата обращения 25.06.2023).
19. Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта // Записки Горного института. – 2022. – Т. 253. – С. 23–32. URL: <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.11> (дата обращения 25.06.2023).
20. Reproduction of reservoir pressure by machine learning methods and study of its influence on the cracks formation process in hydraulic fracturing / E.V. Filippov, L.A. Zakharov, D.A. Martyushev, I.N. Ponomareva // Journal of Mining Institute. – 2022. – Vol. 258. – P. 924–932. URL: <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.103> (дата обращения 25.06.2023).

21. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Govindarajan S.K. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: case study from Sukharev oil field reservoir – Russia // *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*. – 2022. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.03.005> (дата обращения 25.06.2023).
22. Ponomareva I.N., Galkin V.I., Martyushev D.A. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis // *Petroleum Research*. – 2021. – Vol. 6 (4). – P. 351–360. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.05.010> (дата обращения 25.06.2023).
23. A dynamic prediction model of reservoir pressure considering stress sensitivity and variable production / P. Zong, H. Xu, D. Tang, T. Zhao // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2023. – Vol. 225. – Article 211688. URL: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211688> (дата обращения 25.06.2023).
24. On the feasibility of using physics-informed machine learning for underground reservoir pressure management / D.R. Harp, D. O'Malley, B. Yan, R. Pawar // *Expert Systems with Applications*. – 2021. – Vol. 178. – Article 115006. URL: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2021.115006> (дата обращения 25.06.2023).
25. Pore pressure prediction in a carbonate reservoir: a case study from Potwar Plateau, Pakistan / M.Y. Khan, M. Awais, F. Hussain et al. // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2022. – Vol. 12. – P. 3117–3135. URL: <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01511-3> (дата обращения 25.06.2023).

### Информация об авторах

**Лев Андреевич Захаров**, начальник отдела развития проектов информационно-технологического сопровождения ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, 614000, г. Пермь, ул. Пермская, 3а. [izakharov@mail.ru](mailto:izakharov@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0002-8680-3474>

**Инна Николаевна Пономарева**, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29. [permpolitech@gmail.com](mailto:permpolitech@gmail.com); <https://orcid.org/0000-0003-0546-2506>

**Дмитрий Александрович Мартюшев**, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29. [martyushevdi@inbox.ru](mailto:martyushevdi@inbox.ru); <https://orcid.org/0000-0002-5745-4375>

Поступила в редакцию: 11.07.2023

Поступила после рецензирования: 28.11.2023

Принята к публикации: 19.04.2024

### REFERENCES

1. Shakirov A.A. Determination of reservoir pressure by AGIP-K equipment using multi-cycle sounding technology. *Karotazhnik*, 2017, no. 3 (273), pp. 62–66. (In Russ.)
2. Grishchenko V.A., Kharisov M.N., Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Vafin T.R. Analysis of the results of indirect determination of reservoir pressure by changing the operating modes of wells using a genetic algorithm. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2021, no. 8 (356), pp. 36–41. (In Russ.)
3. Weiqiang Li, Longxin Mu, Lun Zhao, Jianxin Li, Shuqin Wang, Zifei Fan, Dali Shao, Changhai Li, Fachao Shan, Wenqi Zhao, Meng Sun. Pore-throat structure characteristics and its impact on the porosity and permeability relationship of Carboniferous carbonate reservoirs in eastern edge of Pre-Caspian Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, vol. 47, Iss. 5, pp. 1027–1041. Available at: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)60114-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)60114-8) (accessed 25 June 2023).
4. Peng Zong, Hao Xu, Dazhen Tang, Tiantian Zhao. A dynamic prediction model of reservoir pressure considering stress sensitivity and variable production. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 225, Article 211688. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211688> (accessed 25 June 2023).
5. Farsi M., Mohamadian N., Ghorbani H., Wood D.A., Davoodi S., Moghadasi J., Alvar M.A. Predicting formation pore-pressure from well-log data with hybrid machine-learning optimization algorithms. *Natural Resources Research*, 2021, vol. 30, pp. 3455–3481. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11053-021-09852-2> (accessed 25 June 2023).
6. Baouche R., Sen S., Sadaoui M., Boutaleb K., Ganguli S.S. Characterization of pore pressure, fracturing pressure, shear failure and its implications for drilling, wellbore stability and completion design – a case study from the Takouazet field, Illizi basin, Algeria. *Marine Petroleum Geology*, 2020, vol. 120, Article 104510. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104510> (accessed 25 June 2023).
7. Ziyuan Cong, Yuwei Li, Yishan Pan, Bo Liu, Ying Shi, Jianguang Wei, Wei Li. Study on CO<sub>2</sub> foam fracturing model and fracture propagation simulation. *Energy*, 2022, vol. 238, pp. 121778. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121778> (accessed 25 June 2023).
8. Wenlian Xiao, Yubin Yang, Min Li, Nong Li, Jingxi You, Jinzhou Zhao, Lingli Zheng, Keming Zhou, Jitian Ren, Yue Wang. Construction of carbonate reservoir knowledge base and its application in fracture-cavity reservoir geological modeling. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, vol. 48, Iss. 4, pp. 824–834. Available at: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60069-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60069-1) (accessed 25 June 2023).
9. Abdelaal A., Elkhatatny S., Abdulraheem A. Data-driven modeling approach for pore pressure gradient prediction while drilling from drilling parameters. *ACS Omega*, 2021, vol. 6, pp. 13807–13816. Available at: <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c01340> (accessed 25 June 2023).
10. Alabere A.O., Akangbe O.K. Pore pressure prediction in Niger delta high pressure, high temperature (hp/ht) domains using well logs and 3d seismic data: a case study of x-field, onshore Niger delta. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2021, vol. 11, pp. 3747–3758. Available at: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01264-5> (accessed 25 June 2023).

11. Pwavodi J., Kelechi I.N., Angalabiri P., Chioma Emeremgini Sh., Oguadinma V.O. Pore pressure prediction in offshore Niger delta using data-driven approach: Implications on drilling and reservoir quality. *Energy Geoscience*, 2023, vol. 4, Iss. 3, Article 100194. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2023.100194> (accessed 25 June 2023).
12. Belhouchet H.E., Benzagouta M.S., Dobbi A., Alquraishic A., Duplay J. A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 2021, vol. 33, Iss. 2, pp. 136–145. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2020.04.008> (accessed 25 June 2023).
13. Subhrajyoti Bhattacharyya, Aditya Vyas. Machine learning based rate decline prediction in unconventional reservoirs. *Upstream Oil and Gas Technology*, 2022, vol. 8, Article 100064. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2022.100064> (accessed 25 June 2023).
14. Harp D.R., O'Malley D., Yan B., Pawar R. On the feasibility of using physics-informed machine learning for underground reservoir pressure management. *Expert Systems with Applications*, 2021, vol. 178, Article 115006. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2021.115006> (accessed 25 June 2023).
15. Tang H., Fu P., Jo H., Jiang S. Sherman Ch.S., Hamon F., Azzolina N.A., Morris J.P. Deep learning-accelerated 3D carbon storage reservoir pressure forecasting based on data assimilation using surface displacement from InSAR. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2022, vol. 120, Article 103765. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103765> (accessed 25 June 2023).
16. Ladeyshchikova T.S., Volkov V.A., Sobyenin N.N., Mitroshin A.V. Indirect methods for assessing the current reservoir pressure in a well for use in building integrated field models. *Neftepromyslovoe delo*, 2021, no. 7 (631), pp. 39–45. (In Russ.)
17. Kuznetsova E.A., Shilov A.V., Nikulin S.E., Chernykh I.A. Determination and forecast of reservoir pressure, productivity and filtration parameters of the formation without shutting down wells based on the results of the analysis of the history of well production in the KAPPA TOPAZE software, equipped with depth gauges at the pump intake and a telemetry system, for the fields of LLC LUKOIL-PERM. *Neftepromyslovoe delo*, 2019, no. 12 (612), pp. 82–84. (In Russ.)
18. Kuznetsova E.A., Nikulin S.E., Shilov A.V., Filatov M.A. Experience in the application of analytical methods for determining reservoir pressure. *Neftepromyslovoe delo*, 2023, no. 6 (654), pp. 12–16. (In Russ.) Available at: [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6\(654\)-12-16](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-6(654)-12-16) (accessed 25 June 2023).
19. Zakharov L.A., Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Predicting dynamic formation pressure using artificial intelligence methods. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 253, pp. 23–32. (In Russ.) Available at: <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.11> (accessed 25 June 2023).
20. Filippov E.V., Zakharov L.A., Martyushev D.A., Ponomareva I.N. Reproduction of reservoir pressure by machine learning methods and study of its influence on the cracks formation process in hydraulic fracturing. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 924–932. (In Russ.) Available at: <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.103> (accessed 25 June 2023).
21. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Govindarajan S.K. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: case study from Sukharev oil field reservoir – Russia. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 2022. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.03.005> (accessed 25 June 2023).
22. Ponomareva I.N., Galkin V.I., Martyushev D.A. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6 (4), pp. 351–360. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.05.010> (accessed 25 June 2023).
23. Zong P., Xu H., Tang D., Zhao T. A dynamic prediction model of reservoir pressure considering stress sensitivity and variable production. *Geoenergy Science and Engineering*, 2023, vol. 225, Article 211688. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211688> (accessed 25 June 2023).
24. Harp D.R., O'Malley D., Yan B., Pawar R. On the feasibility of using physics-informed machine learning for underground reservoir pressure management. *Expert Systems with Applications*, 2021, vol. 178, Article 115006. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2021.115006> (accessed 25 June 2023).
25. Khan M.Y., Awais M., Hussain F. Pore pressure prediction in a carbonate reservoir: a case study from Potwar Plateau, Pakistan. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2022, vol. 12, pp. 3117–3135. Available at: <https://doi.org/10.1007/s13202-022-01511-3> (accessed 25 June 2023).

### Information about the authors

**Lev A. Zakharov**, Head of the Department for the Development of Information Technology Support Projects, LLC "LUKOIL-Engineering", 3a, Permskaya street, Perm, 614000, Russian Federation. [lzakharov-ng@mail.ru](mailto:lzakharov-ng@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0002-8680-3474>

**Inna N. Ponomareva**, Dr. Sc., Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. [permpolitech@gmail.com](mailto:permpolitech@gmail.com); <https://orcid.org/0000-0003-0546-2506>

**Dmitriy A. Martyushev**, Cand. Sc., Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation. [martyushev@inbox.ru](mailto:martyushev@inbox.ru); <https://orcid.org/0000-0002-5745-4375>

Received: 11.07.2023

Revised: 28.11.2023

Accepted: 19.04.2024