Недропользование. 2025. Т. 25, № 3. С.143-151. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.2

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №3 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622+550.8.072
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Создание бассейновых и седиментационных моделей территории Волго-Уральского (Пермский край) и Тимано-Печорского регионов

С.Ю. Корякин, Я.Л. Львовская, Т.Т. Макиев, И.М. Хворост, Д.Д. Филимончикова

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Российская Федерация, 614066, г. Пермь ул. Пермская, 3а)

Creation of Basin and Sedimentation Models of the Territory of the Volga-Ural (Perm Krai) and Timan-Pechora Regions

Semion Iu. Koriakin, Iana L. Lvovskaia, Timur T. Makiev, Irina M. Khvorost, Diana D. Filimonchikova

LUKOIL-Engineering LLC (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 18.02.2025. Принята / Accepted: 19.09.2025. Опубликована / Published: 24.10.2025

Ключевые слова:
Пермский край, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, рассеянное органическое вещество, ресурсы углеводородов, сейсморазведка.

Бассейновое моделирование – это реконструкция геологических процессов, протекающих в осадочных бассейнах, с использованием физико-математического аппарата [1], в частности, в оболочке различного программного обеспечения. Каждый осадочный бассейн требует индивидуального подхода к выбору методики построения геологического каркаса и его последующего наполнения. Это связано с различным тектоническим строением регионов, стратиграфией осадочного чехла, условиями осадконакопления, объемом и количеством нефтегазоносных комплексов, качеством нефтегазоматеринских пород и пр.
От уровня изученности и поставленных целей моделирования зависит выбор исходных данных и инструментов прогноза, в том числе по дополнительным исследованиям, – седиментационное моделирование и палинспастические реконструкции. Ограниченность используемой при этом выборки исходной информации существенно влияет на итоговый прогноз нефтегазоносности как на качественном (при недостатке данных по новым слабоизученным территориям), так и количественном (на хорошо изученных районах для уточнения ресурсной базы в пределах лицензионного участка или нового полигона сейсморазведки) уровнях.
В контексте особенностей строения территорий Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа (Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) авторами рассматривается ранее полученный опыт создания бассейновых и седиментационных моделей с обзором важных характеристик и параметров трехмерных моделей. Кроме того, в статье описаны примененные модули и методы анализа и обработки массивов данных при помощи языка Python, позволяющего оптимизировать этап сбора и анализа крупных, регулярно обновляющихся баз геологической информации.

Keywords:
Perm Krai, Volga-Ural oil and gas province, Timan-Pechora oil and gas province, dispersed organic matter, hydrocarbon resources, seismic exploration.

Basin modeling is a reconstruction of geological processes occurring in sedimentary basins using physical and mathematical apparatus, in particular, in the shell of various software. Each sedimentary basin requires an individual approach to the choice of the method for constructing a geological framework and its subsequent filling. This is due to the different tectonic structure of the regions, the stratigraphy of the sedimentary cover, the conditions of sedimentation, the volume and number of oil and gas complexes, the quality of oil and gas source rocks, etc.
The choice of initial data and forecasting tools, including additional studies, depends on the level of study and the goals of modeling – sedimentation modeling and palinspastic reconstructions. The limited sample of initial information used in this case significantly affects the final forecast of oil and gas potential both at the qualitative (with a lack of data on new poorly studied territories) and quantitative (in well-studied areas to clarify the resource base within the license area or a new seismic exploration polygon) levels.
In the context of the structural features of the Perm Krai, the Komi Republic and the Nenets Autonomous Okrug (Volga-Ural and Timan-Pechora oil and gas provinces), the authors consider the previously obtained experience in creating basin and sedimentation models with the overview of the important characteristics and parameters of three-dimensional models. In addition, the article describes the applied modules and methods for analyzing and processing data arrays using the Python language, which allows optimizing the stage of collecting and analyzing large, regularly updated geological information bases.

Корякин Семен Юрьевич – ведущий геолог (тел.: +007 (912)596 78 33, e-mail: Semen.Koryakin@lukoil.com). Контактное лицо для переписки.
Львовская Яна Леонидовна – геолог I категории (тел.: +007 (909) 728 43 12, e-mail: Yana.Lvovskaya@lukoil.com).
Макиев Тимур Тариелович – геолог I категории (тел.: +007 (902) 647 24 46, e-mail: Timur.Makiev@lukoil.com).
Хворост Ирина Михайловна – геолог I категории (тел.: +007 (922) 312 20 63, e-mail: Irina.Hvorost@lukoil.com).
Филимончикова Диана Дмитриевна – геолог II категории (тел.: +007 (950) 468 82 21, e-mail: Diana.Borisova@lukoil.com).

Semion Iu. Koriakin – Leading Geologist at the Oil and Gas Forecasting Department (tel.: +007 (912)596 78 33, e-mail: Semen.Koryakin@lukoil.com). The contact person for correspondence.
Iana L. Lvovskaia – 1st category Geologist at the Oil and Gas Forecasting Department (tel.: +007 (909) 728 43 12, e-mail: Yana.Lvovskaya@lukoil.com).
Timur T. Makiev – 1st category Geologist at the Oil and Gas Forecasting Department (tel.: +007 (902) 647 24 46, e-mail: Timur.Makiev@lukoil.com).
Irina M. Khvorost – 1st category Geologist at the Development of Mineral Resources Department (tel.: +007 (922) 312 20 63, e-mail: Irina.Hvorost@lukoil.com).
Diana D. Filimonchikova – 2nd category Geologist at the Oil and Gas Forecasting Department (tel.: +007 (950) 468 82 21, e-mail: Diana.Borisova@lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Создание бассейновых и седиментационных моделей территории Волго-Уральского (Пермский край) и Тимано-Печорского регионов / С.Ю. Корякин, Я.Л. Львовская, Т.Т. Макиев, И.М. Хворост, Д.Д. Филимончикова // Недропользование. – 2025. – Т.25, №3. – С. 143–151. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.2

Please cite this article in English as:
Koriakin S.Iu., Lvovskaia I.L., Makiev T.T., Khvorost I.M., Filimonchikova D.D. Creation of Basin and Sedimentation Models of the Territory of the Volga-Ural (Perm Krai) and Timan-Pechora Regions. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.3, pp. 143-151. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.2

Введение

Работы над созданием бассейновых и седиментационных моделей ведутся множеством научных институтов на территории Тимано-Печорской (ТПНГП) и Волго-Уральской (ВУНГП) провинций на протяжении многих лет. На стадии сбора и обобщения исходных данных для таких моделей выявлено, что у каждой территории существуют свои отличительные этапы развития и характерные им геологические процессы. Поэтому при ведении заявленных выше научно-исследовательских работ необходим обязательный учет важнейших тектонических и историко-геодинамических факторов; анализ полноты разреза осадочного чехла, возраста и глубин залегания фундамента, литологического описания пород (на основе керна), наличия и характеристик нефтегазоматеринских пород (НГМП), коллекторов и флюидоупоров и прочих параметров моделируемого разреза.

Основной целью данной коллективной работы является анализ особенностей строения территорий Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа (Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) на основе ранее полученного опыта создания бассейновых и седиментационных моделей, а также развитие компетенций в области программирования для частичной или полной автоматизации рутинных процессов при сборе и анализе выявленных геологических характеристик на стадии региональных работ в рамках действующих и будущих договоров.

Для достижения поставленных целей авторами обозначены следующие задачи:

– рассмотреть особенностей строения двух регионов в контексте факторов, влияющих на итоговый прогноз нефтегазоносности;

– оценить опыт создания трехмерных седиментационных и бассейновых моделей с точки зрения учета различного рода геолого-геофизической информации;

– ознакомиться с различными источниками научной информации по анализу больших массивов данных и изучить опыт применимости методов и алгоритмов при подготовке основы для седиментационного и бассейнового моделирования.

Поскольку этапы сбора и анализа фактических данных достаточно трудозатратны, при этом ограничены во времени, а от их детальности зависит последующая достоверность результатов моделирования, актуальность данной статьи заключается в необходимости ускорения обработки первичной информации без потери в ее качестве и сохранении временного запаса для более детальной калибровки и прочих этапов построения каркаса моделей.

Особенности и краткая характеристика регионов в контексте факторов, влияющих на прогноз нефтегазоносности

По результатам сбора и обобщения геолого-геофизической информации для создания бассейновых моделей по территориям регионов были выявлены следующие особенности, влияющие на процессы формирования нефтегазоносных систем и итоговое распределение залежей углеводородов (УВ) (таблица).

Характеристика Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП

Волго-Уральская НГП	Тимано-Печорская НГП
Фундамент	
Возраст $AR + PR_1$	Возраст PR_2
Многочисленные глубинные разломы.	Сильно дислоцирован разрывными нарушениями.
Глубина залегания фундамента от 1,6–2 км до 10–12 км	Глубина залегания фундамента от выхода на поверхность до 10–14 км
Осадочный чехол	
Состоит из 2 структурных этажей: 1. Нижний структурный этаж – нижнепалеозойский. 2. Верхний структурный этаж – верхнепалеозойско-мезозойский **Особенности строения:** 1. Широкое развитие рифейских прогибов и авлакогенов. 2. Наличие прослоев вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород в рифей-вендских отложениях	Состоит из 3 структурных этажей: 1. Нижний структурный этаж включает отложения от нижнего палеозоя до среднего девона. 2. Средний структурный этаж объединяет отложения верхнего девона, карбона и пермотриаса. 3. Верхний структурный этаж включает отложения юры, мела и кайнозоя **Особенности строения осадочного чехла:** 1. Наличие магматических горных пород в осадочном чехле (внедрены в девонские и триасовые отложения). 2. Наличие зон с АВПД. 3. Распространение многолетнемерзлых горных пород
Основные НГК	
1. Рифейский потенциально перспективный. 2. Вендский терригенный. 3. Девонский терригенный. 2. Верхнедевонско-турнейский карбонатный. 3. Нижне-средневизейский терригенный. 4. Верхневизейско-башкирский карбонатный. 5. Верейский терригенно-карбонатный. 6. Каширско-верхнекаменноугольный терригенно-карбонатный. 7. Нижнепермский карбонатный. 8. Средне-верхнепермский карбонатно-терригенный	1. Докембрийско-нижнеордовикский нефтегазоперспективный. 2. Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный. 3. Среднедевонско-франский терригенный. 4. Доманиково-турнейский карбонатный. 5. Нижне-верхневизейский терригенный. 6. Верхневизейско-нижнепермский карбонатный. 7. Нижнепермский (артинско-кунгурский) терригенный. 8. Средне-верхнепермский терригенный. 9. Триасовый терригенный. 10. Юрско-меловой потенциально перспективный
НГМП	
1. Рифейские (калтасинская свита). 2. Вендские (бородулинская серия). 3. Тиманские. 4. Семилукские. 5. Речицкие и ливенско-воронежские 6. Черепетские. 7. Алексинские. 8. Нижнепермские (Предуральский прогиб)	1. Верхнесилурийские. 2. Нижнедевонские. 3. Среднедевонские. 4. Тиманские и саргаевские. 5. Доманиковые. 6. Верхнефранско-турнейские. 7. Нижнепермские
Флюидоупоры	
Основной объем – глинистые покрышки	
Встречаются кунгурские и уфимские галогенно-сульфатные и сульфатные породы	Наличие гипсово-ангидритовой или загипсованной глинистой покрышки кунгурского возраста

Так, в пределах Русской платформы фундамент имеет архейский возраст и характеризуется наибольшей устойчивостью, а для Тимано-Печорской провинции характерен рифейский менее консолидированный фундамент. Одной из отличительных черт строения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции является наличие чередующихся мегаблоков земной коры различной тектонической активности. В районе глубинных разломов, которые являются межблоковыми границами, происходят тектонические смещения, и эти зоны становятся источником активного конвекционного выноса тепла, интенсивных процессов миграции жидких и газообразных флюидов, выклинивания геологических тел [2]. Образование тектонических нарушений обусловливает не только блоковое строение пород фундамента, но и в значительной мере влияет на формирование вышезалегающих структур осадочного чехла. Важной особенностью истории геологического развития территории является существование систем впадин с некомпенсированным режимом прогибания на протяжении позднедевонского и раннекаменноугольного времени. В дальнейшем регрессия моря постепенно сокращала размеры впадин и способствовала образованию барьерных и одиночных рифовых построек. Области развития данных систем прогибов и рифов обусловливают региональные закономерности распространения зон нефтегазонакопления, с которыми связаны значительные запасы углеводородов.

На территории Волго-Уральской НГП консолидированный фундамент также разбит на блоки разновозрастными дизъюнктивами. Разрывные нарушения определяли тектоническое развитие территории, формирование разнопорядковых структурных элементов. При этом основным фактором, определяющим закономерности размещения скоплений углеводородов в пределах Волго-Уральской НГП, является структурно-формационный, а именно развитие Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) на значительной территории. Строение и особенности развития впадин, как и в Тимано-Печорской провинции, предопределили закономерности распределения нефтегазоносности основной части продуктивного разреза. Залежи УВ размещаются в телах рифогенных массивов франско-фаменского возраста, в структурах облекания рифовых сооружений, а также во внутренних зонах впадин.

Общая тенденция распределения толщин осадочного чехла Тимано-Печорской НГП – их возрастание с юга на север и с запада на восток. В центральных частях плиты она составляет 4–7 км и достигает 10–14 км в Предуральском краевом прогибе. На поднятиях и сводах толщина не превышает 3–4 км, на Тиманской гряде она резко сокращена, участками чехол отсутствует и на поверхность выходит фундамент. Меньшей мощностью осадочного чехла характеризуется территория Волго-Уральской НГП в пределах Пермского края, где она изменяется от 1,6–2,0 км на сводах до 12 км и более в пониженных частях авлакогенов.

Нефтегазоносность осадочного чехла Тимано-Печорской провинции охватывает больший стратиграфический диапазон – от ордовика до триаса. Меньшими толщинами осадочного чехла, неполнотой стратиграфического разреза и сокращением количества НГК характеризуется территория Волго-Уральской НГП в пределах Пермского края.

Согласно последним исследованиям (к примеру, ВНИГРИ), в пределах Тимано-Печорской НГП основные НГМП распространены не повсеместно и характеризуются различными глубинами залегания и генерационным потенциалом. На территории Пермского края накопленная геологическая информация позволяет выделить основные нефтегазоматеринские толщи от рифейских до визейских отложений (см. таблицу). Верейские и нижнепермские отложения с малой вероятностью можно считать нефтематеринскими из-за их низкой преобразованности, однако данный тезис актуален лишь для западной и центральной частей Пермского края. Для восточных частей Пермского края, ввиду гипсометрически большей погруженности пород верейских и нижнепермских отложений, вероятность генерации в них УВ гипотетически больше, однако для ее оценки необходим дополнительный отбор керна в указанных стратиграфических интервалах и доизучение пород по качественным характеристикам НГМП ($C_{орг}$, *HI* и прочие геохимические параметры), что в последнее время для подобных целей не выполнялось. При этом стоит отметить, что наиболее значимая НГМП в двух регионах – доманиковая формация обладает наибольшим нефтематеринским потенциалом.

Следующей особенностью строения является наличие эрозий и перерывов в осадконакоплении. Как отмечалось раннее, территория Тимано-Печорской НГП характеризуется наличием большего количества стратиграфических перерывов и эрозий. Это оказывает существенное влияние на степень катагенеза НГМП и на сохранность залежей. На территории Волго-Уральской провинции также прослеживаются перерывы в осадконакоплении, но в меньшей степени.

Флюидоупоры – плохопроницаемые породы, перекрывающие скопления нефти и газа в коллекторе. Наличие или отсутствие данного типа пород по разрезу – основной фактор, влияющий на сохранность залежей УВ. На территории рассматриваемых провинций в большей степени распространены по площади и разрезу глинистые покрышки. При этом в разрезе Волго-Уральской провинции встречаются кунгурские и уфимские галогенно-сульфатные и сульфатные породы, являющиеся мощным региональным флюидоупором. Аналогично в пределах Тимано-Печорской провинции выделена гипсово-ангидритовая или загипсованная глинистая покрышка кунгурского возраста. Помимо этого, соляные породы выделены над средне-верхнеордовикскими отложениями, которые также перспективны на поиски УВ.

В целом обе нефтегазоносные провинции характеризуются сложностью строения, обусловленного особенностями геологической истории. Возраст кристаллического фундамента, стратиграфическая полнота осадочного чехла, условия осадконакопления, количество НГК и нефтегазоматеринских толщ, а также толщина и распределение по разрезу флюидоупоров в большей степени влияют на нефтегазоносность территории. Полноценный учет вышеперечисленных параметров и характеристик позволит достичь достоверных результатов при региональных исследованиях.

Создание бассейновых и седиментационных моделей Волго-Уральского и Тимано-Печорского регионов

Классический алгоритм построения бассейновой модели включает создание сейсмогеологической модели, заполнение структурного каркаса литологическими разностями (по результатам седиментационного моделирования/литолого-фациального анализа) и выделение углеводородных систем с учетом геохимических характеристик осадочного разреза модели [3].

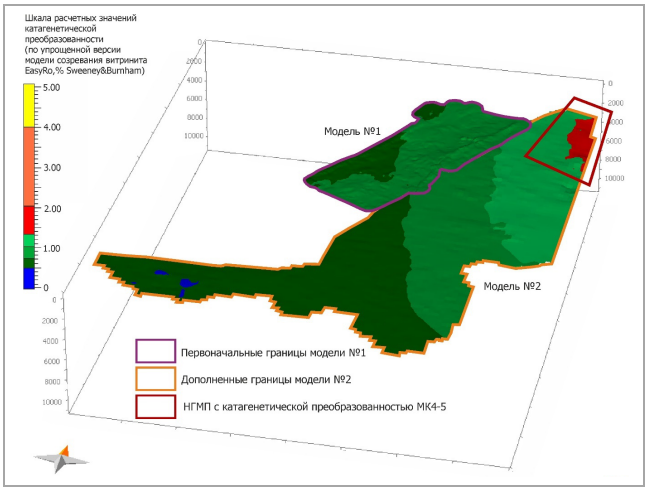


Рис. 1. Схема катагенетической преобразованности пород по кровле доманикового возраста юго-восточной части Пермского края

Выбор границ полигона моделирования является одним из важнейших пунктов начала работ. При прогнозе количества и фазового состояния УВ на месторождениях и структурах, помимо калибровки термобарического режима недр, выбора кинетических уравнений для нефтегазоматеринских пород, свойств пород и прочих параметров, необходима обязательная оценка распространения очагов генерации нефти и газа. К примеру, уменьшение проектной рамки работ по территории Бымско-Кунгурской моноклинали и Юрюзано-Сылвенской депрессии с востока не позволит откалибровать наличие газа и газовых шапок по уже открытым залежам [4]. Включение в расчеты наиболее погруженных участков территории Юрюзано-Сылвенской депрессии (справедливо и для других схожих с данной областью регионов) позволяет захватить более преобразованные породы доманиковой формации в стадии катагенеза МК4-5 (рис. 1), отвечающие за образование газообразных УВ. В данном случае время, затраченное на обработку данных, создание и заполнение структурного каркаса, а также последующий расчет в пределах увеличенного полигона моделирования трехмерной модели позволят исключить неопределенности в прогнозе УВ на перспективных структурах бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов. Экономия времени на подготовку данных к загрузке и симуляции в бассейновом моделировании справедлива лишь для моделей, в которых это не влечет за собой потерю качества и точности. Данный тезис актуален как для площадных трехмерных моделей, так и двухмерных – по профилям.

В свою очередь, создание региональных двухмерных моделей дает возможность проанализировать поведение углеводородных систем, выделить критические факторы, влияющие на их формирование и развитие, восстановить время и масштабы генерации, определить время формирования ловушек УВ, фазовый состав флюида, спрогнозировать основные зоны аккумуляции углеводородов с наименьшими трудозатратами [5]. Этот опыт также применим для территорий, где доказана промышленная нефтегазоносность на открытых месторождениях, а подстилающие НГМП недостаточно преобразованы для генерации УВ, следовательно, основные очаги образования УВ удалены от зон их аккумуляций или нарушен процесс восстановления прогрева накопленного и размытого осадка. Разумеется, эти дополнительные работы следует проводить уже после оценки достоверности входной информации, так как недозаполнение фактических залежей УВ, помимо неучтенной эрозии, может быть также связано с некорректностью структурных построений (погрешность или ошибка сейсмических исследований), неправильным расчетом температурного и барического режима недр (неисправный прибор, запись невосстановленных значений пластовых температур), настройкой свойств покрышек (неправильно подобранные капиллярные давления), НГМП (осредненные ТОС, отсутствие данных по пиролизу) и прочими параметрами. Также для снижения рисков бурения пустых скважин в слабоизученных, тектонически сложных регионах используют двухмерные модели совместно с палинспастическими реконструкциями. Эти работы помогают отследить основные этапы тектонической активизации региона, катагенез осадка с учетом развития складчато-надвиговых зон, восстановить величины эрозии, а также учесть риски, связанные с разрушением залежей.

Как уже сказано выше, доманиковая формация, семилукские отложения в частности, считается основной нефтепроизводящей толщей для региона, однако, согласно мнению многих ученых, на территории Пермского края существенное влияние на распределение [6–8] УВ в палеозое оказывают и рифей-вендские породы. К примеру, согласно созданной концептуальной модели девонского терригенного НГК центральной части Пермского края УВ, сгенерированные калтасинской и вендскими НГМП, участвовали в заполнении ловушек вышележащих пород девонского тиманского, пашийского и живетского возраста [9]. В Тимано-Печорской НГП доманиковая формация, хоть и является основной для вышележащих НГК, но также доказано высокое влияние как подстилающих, так и вышележащих НГМП различного возраста. Данную информацию стоит учитывать при прогнозе времени генерации УВ, а также времени формирования ловушек по разрезу осадочного чехла Тимано-Печорского региона.

Следует учитывать и важность выбора метода миграции УВ при расчетах двух и трехмерных бассейновых моделей, так как данный параметр влияет на итоговое распределение УВ, а также время расчета. К примеру, метод Darcy flow описывает движение УВ на основе относительной проницаемости и капиллярного давления. Данный метод является достаточно точным с позиции расчета шагов миграции, это и приводит к существенному увеличению времени расчета. Для сохранения баланса времени и точности восстановления миграции и аккумуляции существуют передовые технологии моделирования миграции, которые используют несколько методов – это Combine, Hybrid. Данные методики включают в себя несколько описанных выше способов расчета миграции, таких как Flow Path, Invasion Percolation, Darcy flow. За счет настройки алгоритмов расчета по порогу проницаемости для пород с различными свойствами будет применяться своя методика. К примеру, для расчета трудноизвлекаемой нефти доманиковой формации Тимано-Печорской НГП применимы алгоритмы расчета Combine. Так, Darcy, входящий алгоритм, используется в ячейках с низкой проницаемостью, а Invasion Percolation – в ячейках с высокой проницаемостью. Это позволяет существенно сократить время расчета бассейновой модели по зоне распространения формации и с относительной точностью спрогнозировать зоны распространения ТРИЗ УВ.

Еще одной характерной чертой Тимано-Печорской НГП, как отмечалось в обзоре строения региона, является наличие большого числа дизъюнктивных

нарушений, которые зачастую вносят неопределенности в результаты моделирования, а следовательно, и итоговый прогноз нефтегазоносности. Для оценки неопределенностей результатов моделирования, связанных с проницаемостью разломов, а также для ускорения времени расчета может быть применено двухмерное моделирование с экстракцией из трехмерного каркаса. Поскольку чаще всего информация по свойствам разломов отсутствует, на стадии калибровки модели рассчитывается множество ее итераций, где по фактическому распределению УВ на месторождениях калибруется проводимость разломов. Имея более полную характеристику дизъюнктивов, задаются характеристики проводимости разлома через глинистость, проницаемость и капиллярное давление. Данный принцип калибровки свойств разломов применим и для Пермского края.

Особенностью Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции является наличие многолетнемерзлых пород (ММП). Данные породы в большей степени характерны для континентальной части Ненецкого автономного округа, а в тектоническом плане соответствуют северным районам Печоро-Колвинского авлакогена, Хорейверской впадины и Северо-Печороморской моноклинали. По мнению многих исследователей, недоучет ММП при бассейновом моделировании может привести к погрешностям в оценке ресурсов до 25 % [10, 11]. Возникает это, прежде всего, в связи с ошибками в калибровке современного геотермического градиента, а следовательно, и палеотемператур, что ведет к неправильному восстановлению преобразованности органического вещества НГМП. Восстанавливая современный и палеорежим недр, в особенности, северных территорий Тимано-Печорской НГП (к примеру, Хорейверская впадина), при калибровке температур обязателен учет толщин и зоны распространения ММП, а также циклов климатических колебаний, влияющих на вековой ход температур на поверхности Земли.

Для решения ряда вопросов по прогнозу распространения литологических типов пород, касающихся слабоизученных НГК, как на Тимано-Печорской, так и Волго-Уральской НГП (в пределах Пермского края), авторами применен один из новейших комплексов по седиментационному моделированию. Основная цель данных исследований – получение прогноза распределения фаций с высоким разрешением (возможных коллекторов и покрышек, вероятных нефтематеринских пород) [12]. Процесс моделирования в данном ПО основан на действии физических законов, а также процессов переноса и накопления осадка, опирающихся на фактические геологические данные (керн, сейсмические профиля, структурные карты). Метод позволяет воссоздать обстановку осадконакопления в узком стратиграфическом диапазоне, а результатом является наглядный и упрощенный образ, соответствующий количественному и качественному описанию осадка, слагающего территорию в рамке работ [13].

Поскольку седиментационное моделирование позволяет работать как с карбонатным, так и терригенным типом разреза, в рамках различных исследований сотрудниками филиала созданы три седиментационных модели: модель № 1 – зоны сочленения Ижма-Печорской синеклизы и Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской НГП, отражающая формирование русловых и дельтовых отложений пермского возраста [14], модель № 2 – центральной и южной части Пермского края по девонскому терригенному НГК (дельтовые и прибрежно-морские отложения) [15], а также модель № 3 – зоны сочленения Верхнекамской впадины и Камского свода по карбонатным отложениям верхневизейско-башкирского НГК.

К примеру, создание модели по Тимано-Печорской НГП позволило сделать вывод об обязательности применения методик прогноза распространения осадка на территориях, не изученных сейсморазведкой 3D, с целью локализации областей развития коллекторов и планирования сейсморазведочных работ на данных территориях. Этот вывод основан в том числе и на высокой стоимости работ 3D, ведь зачастую покрыть всю площадь осадочного бассейна попросту невозможно. Седиментационное моделирование позволило спрогнозировать зоны развития отложений (русловые фации) с высокими значениями ФЕС и зоны с развитием малоперспективных отложений в неблагоприятных фациальных условиях, а также выполнить дифференцированную оценку качества коллекторов и ресурсов УВ. Включение результатов седиментационного моделирования в трехмерный бассейновый анализ позволяет снизить неопределенности, возникающие при локализации поисковых объектов при оценке прогнозных ресурсов нефти и газа, а следовательно, повысить достоверность модели.

Изучение и анализ отложений карбонатного разреза верхневизейско-башкирского НГК Пермского края также подтвердили обязательность включения подобного рода работ при создании трехмерных бассейновых моделей. Благодаря данным исследованиям удалось закартировать несколько циклов смены трансгрессивных этапов осадконакопления регрессивными, что особенно выражено в башкирское и серпуховское время, а также на рубеже этих веков. Один из таких циклов отступления моря прослежен в период с 322,4 до 321,4 млн лет назад (рис. 2). Всего в настоящей модели отражено 5 перерывов в осадконакоплении, которые способствуют накоплению гравийно-галечного материала, конгломерато-брекчий с обломками известняков и благоприятствуют формированию высокопористых коллекторов. Помимо этого, благодаря созданию куба литологии и последующих послойно нарезанных карт литологии, из модели удалось соотнести интервалы разреза фактических нефтепроявлений по скважинным данным с выделенными литотипами. К примеру, по керну установлено, что нефтегазоносность в прикамском горизонте приурочена к детритово-шламовым известнякам. При всех преимуществах седиментационного моделирования стоит учитывать тот факт, что карбонатные породы чаще всего сильно изменены вторичными процессами (перекристаллизация, доломитизация, сульфатизация, окремнение). Итоговая модель литологии не рассчитывает перечисленные вторичные изменения пород, показывая их состав и свойства на момент окончания периода осадконакопления. Следовательно, необходимо обратить внимание, что оценка перспектив нефтегазоносности по таким картам происходит с учетом процессов эпигенеза уже в рамках бассейнового моделирования, где через калибровку пористости, проницаемости и состава настраиваются современные параметры пород. Недоучет подобной информации может повлечь за собой риски как завышения, так и занижения ресурсов.

Отличительной особенностью моделирования терригенных отложений, помимо калибровки на толщины и керн, является возможность использования ГИС. К примеру, при создании седиментационной модели по девонским терригенным отложениям

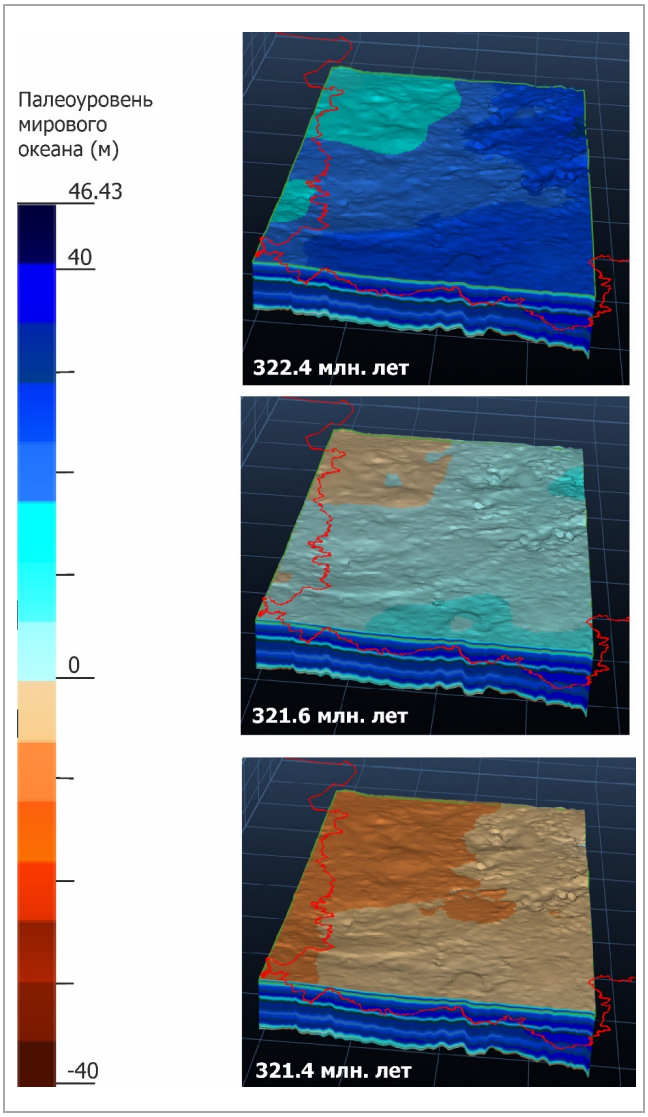


Рис. 2. Срезы куба палеобатиметрии по седиментационной модели поздневизейско-башкирского времени на 322,4, 321,6 и 321,4 млн лет назад

центральной и южной частей Пермского края по данным кривых ГК по направлению сноса осадка откалибровано распределение глинистости и песчаника по отложениям живетского яруса, а также пашийским и тиманским горизонтам. Созданная модель литологии в дальнейшем использовалась в трехмерной бассейновой модели, а итоговые расчеты исследований подтвердили перспективы открытия новых залежей комплекса в центральной части Пермского края.

Как видно из описанного опыта создания, а также технической составляющей бассейновых и седиментационных моделей, данные научно-исследовательские проекты подразумевают под собой учет большого объема информации. Начиная с анализа входной информации при выборе полигона моделирования и до настройки термобарических условий и калибровки как фильтрационно-емкостных свойств слагающих разрез пород, так и финального распределения УВ по НГК. Поэтому поиск методов сокращения времени этапов сбора и подготовки данных для создания и заполнения структурного каркаса в пользу симуляции моделей в рамках калибровочного процесса и анализа результатов являются первоочередными задачами развития технологий прогноза нефтегазоносности.

Перспективы применения и развития технологий седиментационного и бассейнового моделирования

В настоящее время применение технологий седиментационного и бассейнового моделирования видится актуальным:

• как по новым направлениям геолого-разведочных работ (суммарное количество геологических ресурсов по таким направлениям может составлять более 20 % от всех НСР):

– прогноз перспектив нефтегазоносности (распределение по территории и разрезу, количество и фазовый состав УВ) на территории передовых складок Урала;

– заполнение неантиклинальных ловушек на территории Пермского края (и прочих регионов);

– прогноз новых и поиск пропущенных залежей в слабоизученном девонском терригенном комплексе;

– оценка генерационного потенциала НГМП нижнепермского, вендского и рифейского возраста;

– прогноз нефтегазоносности нижнепермского карбонатного комплекса в пределах Пермского края;

• так и по высокоизученным районам Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа за счет привлечения ранее не учтенной исторической информации. Повышение уровня и количества работ по таким направлениям в пределах Пермского края (а далее и Тимано-Печорской НГП) авторами, как уже отмечалось, связывается именно с увеличением объема и качества используемой исходной информации за счет автоматизации процесса их обработки.

На этапе подготовки материала для создания моделей выявлено большое количество чаще всего неструктурированной информации, обработка которой даже в рамках ограниченной выборки связана с существенными трудозатратами. Привлечение дополнительных исходных данных, которые часто игнорируются из-за ограниченности сроков исполнения работ, а также составление единых универсальных форм их загрузки за счет ускорения процесса автоматизированного анализа является одной из первоочередных задач современных ученых и исследователей. К примеру, обработка таблиц с литологией (состав слагающих НГК пород, их пористость и проницаемость), геохимическая информация (потенциал нефтегазоматеринских пород), РИГИС (свойства пород-коллекторов) в перспективе может позволить на количественном и качественном уровне охватить больший спектр материалов, от которых зависит достоверность прогноза нефтегазоносности.

В настоящее время существуют разнообразные методики автоматизированного анализа массивов данных, в основе которых лежит инструментарий, заимствованный из статистики и информатики: методы класса Data Mining, статистический анализ (не требующий специализированного ПО по статистике), пространственный анализ, визуализация аналитических данных, машинное обучение и сетевой анализ (искусственные нейросети) [16]. В данном обзоре рассмотрен процесс Data Mining (поиск ранее неизвестных нетривиальных, практически полезных и интерпретируемых знаний), включающий в себя ряд необходимых для геолога инструментов обработки и вывода информации.

На основе теоретических знаний по Python на первом этапе работ опробованы стандартные команды и алгоритмы, позволяющие ускорить обработку текстовой информации. К примеру, учет ключевых слов в среде программирования позволил распознать основные

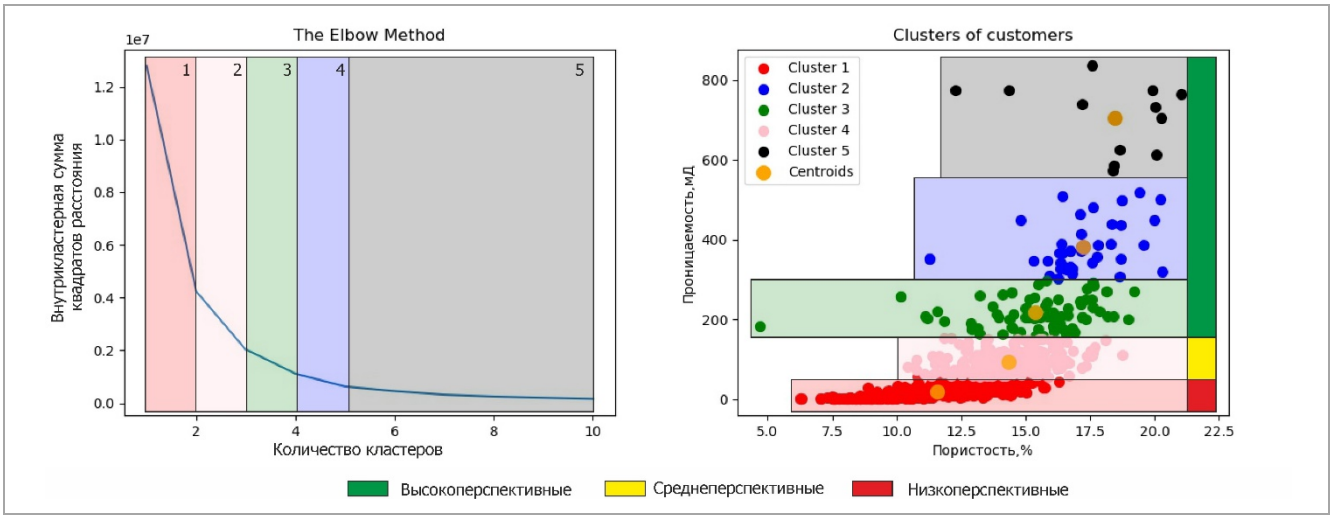


Рис. 3. Кластерный анализ *K*-средних фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по керну верхневизейско-башкирского НГК

характеристики пород верхневизейско-башкирского НГК для последующего экспертного выделения литологических типов. Сравнение координат, номеров и других промысловых данных скважин также позволило определить и объединить информацию по тем горным выработкам, по которым в силу истории развития региональных работ были изменены названия. Выбор развития компетенций в программировании на языке Python напрямую связан с возможностью его применения в программах геологического и бассейнового моделирования как инструмента создания модулей автоматической обработки исходной информации.

Использование специализированных библиотек языка Python, таких как NUMPY (для численного анализа и формирования), SCIPY (для научных вычислений), PANDAS (для манипулирования числовыми таблицами и временными рядами), MATPLOTLIB и SEABORN (для визуализации данных), существенно упрощает и ускоряет обработку табличных массивов [17, 18]. Имея несколько наборов данных с разбивками (более чем 5000 скважин) и поинтервальным описанием керна без стратиграфической привязки (более 1 000 000 строк), при помощи анализа, заданного DataFrame получена дополнительная информация по описанию керна верхневизейско-башкирского НГК, ранее отнесенная к разряду неизвестных, т.е. Unknown. Подобная процедура сравнения поинтервального описания керна и разбивок по скважинам рекомендуется к использованию и по остальным НГК, так как, в отличие от стандартных функций в Excel, вариативность и скорость вывода итоговых таблиц кратно выше.

Кроме того, в рамках исследования верхневизейско-башкирского НГК через кластерный анализ *K*-средних («метод локтя») обработано большое количество определений пористости и проницаемости пород (рис. 3). По результатам такой обработки информации в кратчайший срок построены схематические карты распределения параметров ФЕС по горизонтам верхневизейско-башкирского НГК, которые послужили литологической основой для заполнения каркаса бассейновой модели. Основным выводом проведенного анализа стал тезис о том, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают объекты тектоно-седиментационного генезиса – органогенные биостромные массивы.

В итоге, используя самые простые и доступные алгоритмы Python из библиотек NUMPY, SCIPY, PANDAS, MATPLOTLIB и SEABORN [19–45], авторам удалось увеличить число исходных данных, используемых в модели за счет анализа полной базы исторического керна, произвести увязку данных по скважинам, имеющим в силу истории развития региональных работ разные названия, выявить основные литологические типы слагающих верхневизейско-башкирский НГК пород, а также проанализировать их коллекторские свойства. Увеличение обработанной выборки скважинной информации в дальнейшем поможет с большей детальность отследить их изменения по площади, а следовательно, задействовать дополнительные перспективные зоны еще на стадии выбора полигона моделирования.

Заключение

1. Сравнительный анализ Волго-Уральского и Тимано-Печорского регионов показал важность всесторонней оценки входных данных, начиная с этапа сбора и систематизации имеющего материала (база данных, научная и фондовая (неопубликованная) литература по их геологическому строению, литологии, геофизическим, геохимическим и прочим характеристикам).

2. Согласно проведенному анализу, выделяется ряд существенных отличий в геологическом строении провинций, определяющих закономерности размещения скоплений углеводородов как по площади, так и по разрезу. Основными отличительными особенностями являются возраст фундамента, стратиграфическая полнота разреза осадочного чехла и различная степень тектонической активности территории.

3. Оценка наработанного опыта по созданию и актуализации трехмерных бассейновых и седиментационных моделей показала важность привлечения большего количества данных с учетом постоянно обновляющихся сведений, а также с необходимостью оценки новых направлений геолого-разведочных работ.

4. Одним из основных практических применений седиментационного моделирования является уточнение фациальных зон малоизученных территорий и получения дополнительных схем распространения

осадков различных возрастных интервалов. Полученный по итогу набор карт загружается в бассейновую модель.

5. Поиск методов сокращения времени этапов сбора и подготовки данных для создания и заполнения структурного каркаса в пользу симуляции моделей в рамках калибровочного процесса и анализа результатов являются первоочередными задачами развития технологий прогноза нефтегазоносности.

6. Отличительной способностью автоматизированных систем является легкость в использовании даже новичком, скорость обработки данных, а также возможность работы с объемными табличными файлами, которые не всегда можно структурировать при помощи фильтров и внутренних алгоритмов EXCEL.

7. С учетом рассмотренных достоинств автоматизированных систем обработки данных, большинство описанных модулей рекомендуется для использования в научных исследования при подготовке данных для последующей загрузки в модели и прогноза нефтегазоносности.

8. Применение автоматизации через язык программирования Python существенно ускорит процесс анализа данных и повысит их качество – для регулярной актуализации региональных литолого-фациальных карт, карт толщин коллекторов и флюидоупоров, статистического анализа больших массивов геолого-геофизических данных и их визуализации.

Библиографический список

1. Численное бассейновое моделирование – эффективная технология прогноза нефтегазоносности / В.Ю. Керимов, Р.Н. Мустаев, А.С. Монакова, К.И. Данцова // НефтеГазоХимия – 2018. – № 2. – С. 43–48.
2. Вахнин, М.Г. Влияние блокового строения Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна на морфологические свойства локальных структур / М.Г. Вахнин // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2010. – № 5. – С. 2–5.
3. Морозов, Н.В. 3D моделирование углеводородных систем Баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов / Н.В. Морозов, И.Ю. Беленькая, В.В. Жуков // PRO Нефть. – 2016. – № 1. – С. 38–45.
4. Макиев, Т.Т. Прогноз нефтегазоносности в зоне сочленения восточной части Пермского свода, северных окончаний Бымско-Кунгурской моноклинали и Бабкинской седловины и северо-западной части Юрюзано-Сылвенской депрессии / Т.Т. Макиев, С.Ю. Корякин // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 63–70. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-63-70.
5. Опыт и перспективы применения технологии бассейнового моделирования в ООО «Газпромнефть НТЦ» / С.Ф. Хафизов, И.В. Истомина, С.В. Малышева, Н.Н. Косенкова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 5–7.
6. Кожанов, Д.Д. Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) / Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова, И.С. Хопта // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, № 2. – С. 113–128. DOI: 10.18599/grs.2022.2.12
7. Корякин, С.Ю. Опыт бассейнового моделирования верхнедевонских карбонатных отложений на юго-восточной части Пермского края / С.Ю. Корякин // Геология в развивающемся мире: сб. тр. ПГНИУ – Пермь, 2019. – Вып. 12. – С. 313–315.
8. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности девонских карбонатных отложений юга и юго-востока Пермского края / И.С. Путилов, С.И. Соловьев, М.А. Климовских [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6 (330). – С. 29–35.
9. Региональная оценка нефтегазоносности девонских терригенных отложений на юге Пермского края / И.С. Путилов, Е.Е. Винокурова, А.С. Пулина [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 8. – С. 34–43.
10. Исаев, В.И. Оценка влияния толщ вечной мерзлоты позднечетвертичного климатического похолодания на геотермический режим нефтематеринских отложений Западной Сибири / В.И. Исаев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10, № 2. – С. 11. DOI: 10.17353/2070-5379/21_2015
11. Моделирование нефтегазовых систем восточного борта Западно-Сибирского бассейна на юго-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа / Д.А. Сидоров, А.А. Сокольникова, А.Н. Фищенко [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 1. – С. 26. DOI: 10.17353/2070-5379/5_2023
12. Маркина, Е.А. Седиментационное моделирование, как неотъемлемая часть бассейнового моделирования на примере построения литофациальной модели неокома / Е.А. Маркина, О.А. Емельяненко // Новые идеи в геологии нефти и газа: сб. тр. междунар. науч. конф., г. Москва, 25–26 мая 2017 г. – М.: МГУ имени М.В. Ломоносова, 2017. – С. 204–206.
13. Granjeon, D. Assessment of facies distribution in carbonate fields using stratigraphic forward, diagenetic and seismic modelling / Didier Granjeon, Cedric Pellan, Mickael Barbier // F05 – Geoscience technology and innovation. – 2017.
14. Хворост, И.М. Моделирование русловых отложений пермского возраста в зоне сочленения Ижма-Печорской синеклизы и Верхнепечорской впадины / И.М. Хворост // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – С. 55–67. DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-55-67
15. Корякин, С.Ю. Прогноз нефтегазоносности слабоизученной территории восточной части Ракшинской седловины, Висимской моноклинали и южного окончания Камского свода на основе седиментационного и бассейнового моделирования / С.Ю. Корякин, Я.Л. Львовская // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 31–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-31-38
16. Сысоева, М.В. Программирование для «нормальных» с нуля на языке Python: учебник: в 2 ч. / М.В. Сысоева, И.В. Сысоев. – М.: ООО «МАКС Пресс», 2018. – Ч. 1. – 176 с.
17. Хайбрахманов, С.А. Основы научных расчетов на языке программирования Python: учебное пособие / С.А. Хайбрахманов. – Челябинск: Изд-во Челябинского государственного университета, 2019. – 96 с.
18. Ын, Анналин. Теоретический минимум по Big Data. Все, что нужно знать о больших данных / Анналин Ын, Кеннет. Су. – СПб.: Питер, 2019. – 208 с.
19. Authorship attribution of source code by using backpropagation neural network based on particle swarm optimization / X. Yang, Q. Li, Y. Guo, M. Zhang // PLoS ONE. – 2017. – Vol. 12, no. 11. – P. e0187204.
20. Source Code Authorship Attribution using Long Short-Term Memory Based Networks / B. Alsulami [et al.] // Proceedings of the 22nd European Symposium on Re-search in Computer Security. – 2017. – P. 65–82.
21. Gull, M. Source Code Author Attribution Using Author's Programming Style and Code Smells / M. Gull, T. Zia, M. Ilyas // International Journal of Intelligent Systems and Applications. – 2017. – Vol. 9, no. 5. – P. 27–33.
22. De-anonymizing programmers via code stylometry / A. Caliskan-Islam [et al.] // Proceedings of the 24th USENIX Security Symposium. – 2015. – P. 255–270.
23. Wang, N. Integration of Static and Dynamic Code Stylometry Analysis for Programmer De-anonymization / N. Wang, S. Ji, T. Wang // Proceedings of the 11th ACM Workshop on Arti-ficial Intelligence and Security. – 2018. – P. 74–84.
24. Large-Scale and Language-Oblivious Code Authorship Identification / M. Abuhamad, T. AbuHmed, A. Mohaisen, D. Nyang // Proceedings of the 2018 ACM SIGSAC Conference on Computer and Communications Security. – 2018. – P. 101–114.
25. Mohsen, A.M. Author Identification using Deep Learning / A.M. Mohsen, N.M. El-Makky, N. Ghanem // 2016 15th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications (ICMLA). – 2016. – P. 898–903.
26. Wu, T.F. Probability estimates for multi-class classification by pairwise coupling / T.F. Wu, C.J. Lin, R.C. Weng // Journal of Machine Learning Research. – 2004. – Vol. 5. – P. 975–1005.
27. Романов, А.С. Разработка и исследование математических моделей, методик и программных средств информационных процессов при идентификации автора текста / А.С. Романов, А.А. Шелупанов, Р.В. Мещеряков. – Томск: В-Спектр, 2011. – 188 с.
28. LeCun, Y. Deep learning / Y. LeCun, Y. Bengio, G. Hinton // Nature. – 2015. – Vol. 521, no. 7553. – P. 436–444.
29. Schmidhuber, J. Deep Learning in Neural Networks: An Overview / J. Schmidhuber // Neural Networks. – 2015. – Vol. 61. – P. 85–117.
30. Zhang, X. Character-level Convolutional Networks for Text Classification / X Zhang., J Zhao., Y. LeCun // Advances in neural information processing systems. – 2015. – P. 649–657.
31. Deep learning applications and challenges in big data analytics / M.M. Najafabadi [et al.] // Journal of Big Data. – 2015. – Vol. 2. no. 1. – P. 21.
32. Chen, X.W. Big Data Deep Learning: Challenges and Perspectives / X.W. Chen, X. Lin // IEEE Access. – 2014. – Vol. 2. – P. 514–525.
33. Gulli, A. Deep learning with Keras / A. Gulli, S. Pal // Packt Publishing Ltd. – 2017. 490 p.
34. Fei, H. Bidirectional Grid Long Short-Term Memory (BiGridLSTM): A Method to Address Context-Sensitivity and Vanishing Gradient / H. Fei, F. Tan // Algorithms. – 2018. – Vol. 11, no. 11. – P. 172.
35. Going Deeper with Convolutions / C. Szegedy [et al.] // Proceedings of the IEEE conference on computer vision and pattern recognition. – 2015. – P. 1–9.
36. Zeiler, M.D. Adadelta: an adaptive learning rate / M.D. Zeiler // arXiv preprint arXiv: 1212.5701. – 2012.
37. Feurer, M. Hyperparameter optimization / M. Feurer, F. Hutter // In Automated machine learning: Methods, systems, challenges. – 2019. – P. 3–33.
38. Kharazi Esfahani, P. Enhanced machine learning–ensemble method for estimation of oil formation volume factor at reservoir conditions / P. Kharazi Esfahani, K. Peiro Ahmady Langeroudy, M.R. Khorsand Movaghar // Sci. Rep. – 2023. – Vol. 13. – P. 15199.
39. Talebkeikhah, M. A comparison of machine learning approaches for prediction of permeability using well log data in the hydrocarbon reservoirs / M. Talebkeikhah, Z. Sadeghtabaghi, M. Shabani // J. Hum. Earth Future. – 2021. – Vol. 2. – P. 82–99. DOI: 10.28991/HEF-2021-02-02-01
40. Basin and Petroleum System Modeling / M.M. Al-Hajeri, J. Derks, T. Fuchs, T. Hantschel, A. Kauerauf, M. Neumaier, M.A. Saeed, O. Schenk, O. Swientek, N. Tessen, D. Welte, B. Wygrala // Oilfield Review – 2009. – Vol. 21. № 2. – P. 14–29
41. Hantschel T. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling.: монография / T.Hantschel, A.I. Kauerauf. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009. – 485 p.
42. Haq Bilal, U. Mesozoic and Cenozoic Chronostratigraphy and Cycles of Sea-Level Change / B.U. Haq, J. Hardenbol, P.R.Vail // The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (SEPM). – 1998. – № 42. – P. 71–108
43. McKenzie, D. Some remarks on the development of sedimentary basins / D. McKenzie // Earth and Planetary Science Letters. – 1978. – № 40. – P. 25–32.
44. Osborne, M.J. Mechanisms for Generating Overpressure in Sedimentary Basins: a Reevaluation / M.J. Osborne, R.E. Swarbrick // AAPG Bulletin. – 1997. – Vol. 81, № 6. – P. 1023–1041.
45. Timurziev, A.I. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development / A.I. Timurziev, G.N. Gogonenkov // Russian Geology and Geophysics. – 2010. – № 3. – P. 304–316.

References

1. Kerimov V.Iu., Mustaev R.N. Monakova, A.S., Dantsova K.I. Chislennoe basseinovoe modelirovanie - effektivnaia tekhnologiia prognoza neftegazonosnosti [Numerical basin modeling is an effective technology of forecast of oil and gas potential]. *NefteGazoKhimiia*, 2018, no. 2, pp. 43-48. DOI: 10.24411/2310-8266-2018-10207
2. Vakhnin M.G. Vliianie blokovogo stroeniia Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseina na morfologicheskie svoistva lokal'nykh struktur [The influence of the block structure of the Timan-Pechora oil and gas basin on the morphological properties of local structures]. *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniia Rossiiskoi akademii nauk*, 2010, no. 5, pp. 2-5.
3. Morozov N.V., Belen'kaia I.Iu., Zhukov V.V. 3D modelirovanie uglevodorodnykh sistem Bazhenovskoi svity: detalizatsiia prognoza fiziko-khimicheskikh svoistv uglevodorodov [3D modeling of Bagenov fm. hydrocarbon system: details of physicochemical properties of hydrocarbons prognosis]. *PRO Neft'*, 2016, no. 1, pp. 38-45.
4. Makiev T.T., Koriakin S.Iu. Prognoz neftegazonosnosti v zone sochleneniia vostochnoi chasti Permskogo svoda, severnykh okonchanii Bymsko-Kungurskoi monoklinali i Babkinskoi sedloviny i severo-zapadnoi chasti Iuriuzano-Sylvenskoi depressii [Prediction of oil and gas occurrence in the zone of Permian arch, northern terminations of Bymsky-Kungursky monocline and Babkinsky saddle, and north-western part of Yuryuzano-Sylvensky depression junction]. *Geologiia nefti i gaza*, 2023, no. 2, pp. 63-70. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-2-63-70
5. Khafizov S.F., Istomina I.V., Malysheva S.V., Kosenkova N.N. Opyt i perspektivy primeneniia tekhnologii basseinovogo modelirovaniia v OOO “Gazpromneft' NTTs” [Experience and perspectives of Basin Modelling technology application in Gazpromneft NTC LLC]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 12, pp. 5-7.
6. Kozhanov D.D., Bol'shakova M.A., Khopta I.S. Rol' otlozhenii proterozoia v formirovanii neftegazonosnosti severa Volgo-Ural'skogo neftegazonosnogo basseina (po rezul'tatam basseinovogo modelirovaniia) [The role of proterozoic sediments in the formation of oil and gas content in the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin (based on the results of basin modeling)]. *Georesursy*, 2022, vol. 24, no. 2, pp. 113-128. DOI: 10.18599/grs.2022.2.12
7. Koriakin S.Iu. Opyt basseinovogo modelirovaniia verkhnedevonskikh karbonatnykh otlozhenii na iugo-vostochnoi chasti Permskogo kraia [Experience of basin modeling of Upper Devonian carbonate sediments on the Southeast of the Perm region]. *Geologiia v razvivaiushchemsia mire: sbornik trudov Permskogo gosudarstvennogo natsional'nogo issledovatel'skogo universiteta*. Perm', 2019, iss. 12, pp. 313-315.
8. Putilov I.S., Solov'ev S.I., Klimovskikh M.A. et al. Novye dannye o geologicheskom stroenii i neftegazonosnosti devonskikh karbonatnykh otlozhenii iuga i iugo-vostoka Permskogo kraia [New data on the geological structure and oil and gas potential of the Devonian-Carboniferous sediments in the south and southeast of the Perm region]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 6 (330), pp. 29-35. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-29-35
9. Putilov I.S., Vinokurova E.E., Pulina A.S. et al. Regional'naia otsenka neftegazonosnosti devonskikh terrigennykh otlozhenii na iuge Permskogo kraia [Regional assessment of oil and gas potential of the Devonian terrigenous deposits in the south of Perm territory]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2020, no. 8, pp. 34-43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43
10. Isaev V.I. Otsenka vliianiia tolshch vechnoi merzloty pozdnechetvertichnogo klimaticheskogo pokholodaniia na geotermicheskii rezhim neftematerinskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri [Assessment of the influence of permafrost strata of late quaternary climate cooling on the geothermal regime of oil-sorce deposits of Western Siberia]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika* a, 2015, vol. 10, no. 2, 11 p. DOI: 10.17353/2070-5379/21_2015
11. Sidorov D.A., Sokol'nikova A.A., Fishchenko A.N. et al. Modelirovanie neftegazovykh sistem vostochnogo borta Zapadno-Sibirskogo basseina na iugo-vostoke Iamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga [Modeling of petroleum systems of the eastern limit of the Western Siberian basin in the south-east of the Yamal-Nenets Autonomous District]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2023, vol. 18, no. 1, pp. 26. DOI: 10.17353/2070-5379/5_2023
12. Markina E.A., Emel'ianenko O.A. Sedimentatsionnoe modelirovanie, kak neot"emlemaia chast' basseinovogo modelirovaniia na primere postroeniia litofatsial'noi modeli neokoma [Sedimentation modeling as an integral part of basin modeling using the example of constructing a lithofacies model of the Neocomian]. *Novye idei v geologii nefti i gaza. Sbornik trudov mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii*, Moscow, 25-26 May 2017. Moscow: Moskovskii gosudarstvennyi universitet imeni M.V. Lomonosova, 2017, pp. 204-206.
13. Granjeon Didier, Pellan Cedric, Barbier Mickael. Assessment of facies distribution in carbonate fields using stratigraphic forward, diagenetic and seismic modelling. *F05 - Geoscience technology and innovation*, 2017.
14. Khvorost I.M. Modelirovanie ruslovykh otlozhenii permskogo vozrasta v zone sochleneniia Izhma-Pechorskoi sineklizy i Verkhnepechorskoi vpadiny [Modeling of Permian stream-bed deposits in the Izhma-Pechora syneclise and the Upper Pechora depression conjunction zone]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2023, pp. 55-67. DOI: 10.31660/0445-0108-2023-3-55-67
15. Koriakin S.Iu., L'vovskaia Ia.L. Prognoz neftegazonosnosti slaboizuchennoi territorii vostochnoi chasti Rakshinskoi sedloviny, Visimskoi monoklinali i iuzhnogo okonchaniia Kamskogo svoda na osnove sedimentatsionnogo i basseinovogo modelirovaniia [Underexplored territory of eastern part of Rakshinsky saddle, Visimsky monocline, and southern end of Kamsky arch: prediction of oil and gas occurrence using depositional and basin modelling]. *Geologiia nefti i gaza*, 2022, no. 5, pp. 31-38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-31-38
16. Sysoeva M.V., Sysoev I.V. Programmirovanie dlia “normal'nykh” s nulia na iazyke Python [Programming for "normal" people from scratch in Python]. Moscow: OOO “MAKS Press”, 2018, part 1, 176 p.
17. Khaibrakhmanov S.A. Osnovy nauchnykh raschetov na iazyke programmirovaniia Python [Basics of Scientific Computing in Python]. Cheliabinsk: Cheliabinskii gosudarstvennyi universitet, 2019, 96 p.
18. Yn Annalin, Su Kennet. Teoreticheskii minimum po Big Data. Vse, chto nuzhno znat' o bol'shikh dannykh [Theoretical minimum on Big Data. Everything you need to know about big data]. St. Petersburg: Piter, 2019, 208 p.
19. Yang X., Li Q., Guo Y., Zhang M. Authorship attribution of source code by using backpropagation neural network based on particle swarm optimization. *PLoS ONE*, 2017, vol. 12, no. 11, e0187204 p. DOI: 10.1371/journal.pone.0187204
20. Alsulami B. et al. Source Code Authorship Attribution using Long Short-Term Memory Based Networks. *Proceedings of the 22nd European Symposium on Re-search in Computer Security*, 2017, pp. 65-82. DOI: 10.1007/978-3-319-66402-6_6
21. Gull M., Zia T., Ilyas M. Source Code Author Attribution Using Author’s Programming Style and Code Smells. *International Journal of Intelligent Systems and Applications*, 2017, vol. 9, no. 5, pp. 27-33. DOI: 10.5815/ijisa.2017.05.04
22. Caliskan-Islam A. et al. De-anonymizing programmers via code stylometry. *Proceedings of the 24th USENIX Security Symposium*, 2015, pp. 255-270.
23. Wang N., Ji S., Wang T. Integration of Static and Dynamic Code Stylometry Analysis for Programmer De-anonymization. *Proceedings of the 11th ACM Workshop on Arti-ficial Intelligence and Security*, 2018, pp. 74-84. DOI: 10.1145/3270101.3270110
24. Abuhamad M., AbuHmed T., Mohaisen A., Nyang D. Large-Scale and Language-Oblivious Code Authorship Identification. *Proceedings of the 2018 ACM SIGSAC Conference on Computer and Communications Security*, 2018, pp. 101-114. DOI: 10.1145/3243734.3243738
25. Mohsen A.M., El-Makky N.M., Ghanem N. Author Identification using Deep Learning. *2016 15th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications (ICMLA)*, 2016, pp. 898-903. DOI: 10.1109/ICMLA.2016.0161.
26. Wu T.F., Lin C.J., Weng R.C. Probability estimates for multi-class classification by pairwise coupling. *Journal of Machine Learning Research*, 2004, vol. 5, pp. 975-1005.
27. Romanov A.S., Shelupanov A.A., Meshcheriakov R.V. Razrabotka i issledovanie matematicheskikh modelei, metodik i programmnykh sredstv informatsionnykh protsessov pri identifikatsii avtora teksta [Development and research of mathematical models, methods and software tools of information processes in identifying the author of the text]. Tomsk: V-Spektr, 2011, 188 p.
28. LeCun Y., Bengio Y., Hinton G. Deep learning. *Nature*, 2015, vol. 521, no. 7553, pp. 436-444. DOI: 10.1038/nature14539
29. Schmidhuber J. Deep Learning in Neural Networks: An Overview. *Neural Networks*, 2015, vol. 61, pp. 85-117. DOI: 10.1016/j.neunet.2014.09.003
30. Zhang X., Zhao J., LeCun Y. Character-level Convolutional Networks for Text Classification. *Advances in neural information processing systems*, 2015, pp. 649-657. DOI: 10.48550/arXiv.1509.01626
31. Najafabadi M.M. et al. Deep learning applications and challenges in big data analytics *Journal of Big Data*, 2015, vol. 2, no. 1, 21 p. DOI: 10.1186/s40537-014-0007-7
32. Chen X.W., Lin X. Big Data Deep Learning: Challenges and Perspectives. *IEEE Access*, 2014, vol. 2, pp. 514-525. DOI: 10.1109/ACCESS.2014.2325029
33. Gulli A., Pal S. Deep learning with Keras. Packt Publishing Ltd., 2017. 490 p.
34. Fei H., Tan F. Bidirectional Grid Long Short-Term Memory (BiGridLSTM): A Method to Address Context-Sensitivity and Vanishing Gradient. *Algorithms*, 2018, vol. 11, no. 11, 172 p. DOI: 10.3390/a11110172
35. Szegedy C. et al. Going Deeper with Convolutions. *Proceedings of the IEEE conference on computer vision and pattern recognition*, 2015, pp. 1-9. DOI: 10.48550/arXiv.1409.4842
36. Zeiler M.D. Adadelta: an adaptive learning rate. arXiv preprint arXiv: 1212.5701, 2012. DOI: 10.48550/arXiv.1212.5701
37. Feurer M., Hutter F. Hyperparameter optimization. *In Automated machine learning: Methods, systems, challenges*, 2019, pp. 3-33. DOI: 10.1007/978-3-030-05318-5_1
38. Kharazi Esfahani P., Peiro Ahmady Langeroudy K., Khorsand Movaghar M.R. Enhanced machine learning–ensemble method for estimation of oil formation volume factor at reservoir conditions. *Sci. Rep.*, 2023, vol. 13, 15199 p. DOI: 10.1038/s41598-023-42469-4
39. Talebkeikhah M., Sadeghtabaghi Z., Shabani M. A comparison of machine learning approaches for prediction of permeability using well log data in the hydrocarbon reservoirs. *J. Hum. Earth Future*, 2021, vol. 2, pp. 82-99. DOI: 10.28991/HEF-2021-02-02-01
40. Al-Hajeri M.M., Derks J., Fuchs T., Hantschel T., Kauerauf A., Neumaier M., Saeed M.A., Schenk O., Swientek O., Tessen N., Welte D., Wygrala B. Basin and Petroleum System Modeling. *Oilfield Review*, 2009, vol. 21, no. 2, pp. 14-29.
41. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009, 485 p.
42. Haq B.U., Hardenbol J., Vail P.R. Mesozoic and Cenozoic Chronostratigraphy and Cycles of Sea-Level Change. *The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists (SEPM)*, 1998, no. 42, pp. 71-108. DOI: 10.2110/pec.88.01.0071
43. McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planetary Science Letters*, 1978, no. 40, pp. 25-32. DOI: 10.1016/0012-821X(78)90071-7
44. Osborne M.J., Swarbrick R.E. Mechanisms for Generating Overpressure in Sedimentary Basins: a Reevaluation. *AAPG Bulletin*, 1997, vol. 81, no. 6, pp. 1023-1041. DOI: 10.1306/522B49C9-1727-11D7-8645000102C1865D
45. Timurziev A.I., Gogonenkov G.N. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development. *Russian Geology and Geophysics*, 2010, no. 3, pp. 304-316. DOI: 10.1016/j.rgg.2010.02.007

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.