

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-9-18

УДК 622.276.1/.4:55.001

А.В. Поднебесных (АО «НПФ «Геофизика», г. Уфа, Российская Федерация),
А.Р. Хафизов (Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация)

МЕТОДИКА ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ВЫБОРА ОБЪЕКТА-АНАЛОГА ДЛЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ОСНОВЕ ИХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРИЗНАКОВ

Aleksandr V. Podnebesnykh (NPF «Geofizika» JSC, Ufa, Russian Federation),
Airat R. Khafizov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa,
Russian Federation)

TECHNIQUE EXPRESS ESTIMATION OF ANALOGUE OBJECT FOR HYDROCARBON RESERVES ON THE BASIS OF THEIR GEOLOGICAL SIGNS

Введение

Проблема выбора стратегии разработки залежей углеводородов (УВ) на начальных стадиях развития актива является одной из самых важных задач всех нефтедобывающих компаний. Все решения, влияющие на производственный процесс разработки, принимаются, как правило, на начальных этапах, а наиболее полный объем информации по объекту появляется только в заключительный период жизни месторождения. Существенно снизить степень риска при выборе системы разработки на вновь вводимых объектах позволяет использование метода аналогий. Данный подход существенно увеличивает успешность проектирования разработки месторождений УВ, в том числе и на объектах со слабо развитой инфраструктурой.

Цели и задачи

На основе анализа мирового и отечественного опыта применения метода аналогий и использования различных классифи-

Background

The problem of choosing a strategy for developing hydrocarbon deposits in the initial stages of asset development is one of the most important tasks of all oil producing companies. All decisions affecting the production process of development are made, as a rule, at the initial stages, and the most complete amount of information on the object appears only in the final period of the life of the deposit. Significantly reduce the degree of risk when choosing a development system for newly introduced facilities allows the use of the method of analogies. This approach significantly increases the success of designing hydrocarbon fields development, including at sites with poorly developed infrastructure.

Aims and Objectives

Based on the analysis of world and domestic experience of using the analogies method and the use of hydrocarbon fields various classifications, identify the main geological

каций месторождений УВ выделить основные геологические признаки, определяющие тип природного резервуара, его фильтрационно-емкостные свойства и структуру порового пространства.

Результаты

Результатом работы явилось создание таблицы сопоставления классификационных признаков, на основе анализа которой определяются месторождения, наиболее схожие по своим геологическим характеристикам с изучаемым объектом.

Представленный алгоритм определения аналога позволит не только определить основные геолого-физические характеристики резервуара, но и дать рекомендации, которые могут лечь в основу дальнейшей стратегии разработки. Основными достоинствами данного метода стоит считать низкие трудозатраты, время получения результатов и стоимость работ. При этом количество привлеченных объектов-аналогов может исчисляться несколькими сотнями и даже тысячами, а география будет охватывать все основные нефтегазоносные провинции мира. Конечным результатом выполненных исследований станет реляционная база данных, которая будет использоваться для автоматической подборки возможных месторождений-аналогов.

features that determine the natural reservoir type, its reservoir permeability and porosity and the structure of the pore space.

Results

The result of the work was the creation of a table of comparison of classification features, on the basis of the analysis of which deposits are determined that are most similar in their geological characteristics to the object under study.

The presented algorithm for determining the analogue will allow not only to determine the main geological and physical characteristics of the reservoir, but also to make recommendations that can form the basis for further development strategy. The main advantages of this method are the low labor costs, the time for obtaining the results and the cost of the work. At the same time, the number of attracted objects-analogues can be estimated at several hundred or even thousands, and the geography will cover all the major oil and gas provinces of the world. The final result of the research will be a relational database that will be used for automatic selection of possible birthplaces.

Ключевые слова: аналог; геологические признаки; нефть; газ; залежь; фильтрационно-емкостные свойства

Key words: analogue; geological features; oil; gas; reservoir; permeability and porosity

Опыт ввода в эксплуатацию новых месторождений углеводородов (УВ) показывает, что все проектные решения, принимаемые на начальных стадиях освоения залежи, оказывают определяющую роль как на стратегию разработки, так и на конечную стоимость всего проекта в целом. Исходя из этого, еще на ранних стадиях геологоразведочных работ необходим простой и эффективный инструмент, который бы позволил определить наиболее вероятные параметры природного резервуара для получения нескольких сценари-

ев реализации стратегии разработки с ее последующей корректировкой при получении новых данных.

Таким инструментом является *метод аналогий*, который является неотъемлемой частью системного подхода, реализуемого в нефтегазовой отрасли. Он учитывает степень неопределенности и геологические риски проекта, сохраняя преемственность технологических решений. Важной особенностью данного метода является возможность оценки экономических показателей, когда на лю-

бой стадии проекта можно просчитать экономический эффект. Это ведет к снижению рисков принятия экономически нерентабельных решений (которые могут вести к большим объемам дополнительных затрат на обустройство нового месторождения и составлять до 40 % от всего объема капитальных вложений) и позволяет оперативно оптимизировать время выполнения проекта.

Корректный выбор пласта-аналога чрезвычайно важен не только с точки зрения выбора стратегии разработки месторождения, но и с позиции особенностей геологического строения изучаемого объекта [1]. Поэтому изучением этого вопроса на протяжении последних десятилетий занимается достаточно большое количество авторов.

Первые обобщающие работы по возможному применению метода аналогии в качестве источника дополнительной информации о месторождениях УВ появились в отечественной литературе еще в начале 70-х годов XX века. Были сделаны попытки создания критериев уникальности объектов разработки, которые бы служили в качестве классификаторов для распознавания основных технологических показателей разработки месторождений УВ, давая оценку успешности применения различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Другие работы [2, 3] были направлены на разработку критериев качественного выбора тампонажных растворов и режимов цементирования, которые смогли бы обеспечить качественное крепление конструкции скважин.

В течение последнего десятилетия в связи со значительным увеличением доли интегрированного проектирования в общем объеме работ, связанных с прогнозом технологических показателей разработки, в российских нефтегазовых компаниях все чаще применяют метод аналогий.

В первую очередь, это касается изучения стратегии разработки и применения технологий добычи и МУН, которые наиболее эффективны на месторождениях со схожим геологическим строением. Так, например, была создана база данных (БД) «МУН», которая разработана по типу экспертной системы [4].

Совсем другая ситуация сложилась с поиском аналогов по геологическому строению и геолого-геофизическим характеристикам пласта. В подавляющем большинстве случаев вся работа сводится к формальному сравнению таблиц геолого-физических характеристик пласта, часто без учета их географического и стратиграфического положения.

Зарубежная практика применения метода аналогий имеет существенные отличия от российского опыта. Довольно часто идет подбор не только наиболее эффективных технологий разработки, но и выполняется обоснование жизнеспособности проекта, величины коэффициента извлечения нефти или, наоборот, указывается на высокие риски, связанные с реализацией проекта [5]. Важной тенденцией является и то, что в последнее время появляется все больше примеров, когда метод аналогий используется для объектов, находящихся на завершающих этапах разработки для подбора вторичных и третичных методов МУН.

Проведенный анализ показал, что в настоящее время основными источниками информации при выборе зарубежного месторождения-аналога являются публикации Society of Petroleum Engineers (SPE) и тематические обзоры, где приводятся краткое описание объекта, история его разработки и применяемых технологий добычи УВ, наземной инфраструктуры [6]. Еще одним источником информации могут служить технологии и методики Ведомства по патентам и товарным знакам США (United States Patent and Trademark Office, PTO или USPTO), которые находятся в свободном доступе.

Зарубежный опыт использования методов аналогий начал обобщаться в конце 90-х годов XX века [7, 8], предложено использование методов кластеризации и оценки технологических показателей нефтегазоотдачи по группам «однотипных» месторождений. Этот подход реализован в виде базы данных месторождений для поиска аналогов при проектировании разработки новых месторождений и совершенствования технологий разработки эксплуатируемых месторождений. Такую системную работу ведет C&C Reservoir - Digital Analogs Knowledge System (DAKS), в базе

данных которой около 800 месторождений нефти и газа по всему миру [9].

Для реализации такого масштабного проекта на начальном этапе инженерами и геологами ведущих мировых компаний и вузов, занимающихся исследованиями в области геологии и разработки месторождений УВ, были описаны и проранжированы ключевые пункты прямых признаков месторождений-аналогов, проведен анализ всего накопленного опыта, лучших мировых практик и извлеченных уроков. На следующем этапе были установлены строгие стандарты и правила, по которым производится оценка и выбор аналогичных объектов. На конечном этапе создания системы DAKS была реализована реляционная база данных на основе облачных сервисов, которая работает с исходными данными в режиме реального времени. На данный момент российских аналогов такой системы нет, в периметре отдельных компаний реализованы локальные базы данных, содержащие общую информацию о геологических объектах, с которыми работает то или иное предприятие.

Система DAKS базируется на исследованиях фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), 3D сейсмических данных, свойств флюидов, геолого-технологических моделях и результатах анализа прогнозных уровней добычи, относящихся к категории количественных данных. На основе этой информации получают физически содержательные зависимости с учетом данных по изучаемому объекту и выбранной группе аналогов. В случае, если наблюдаются довольно большие несоответствия между реальными уровнями добычи на изучаемом объекте и месторождении-аналоге, это является основанием для пересмотра всей геологической концепции на изучаемом объекте [1, 10-12].

Западными компаниями аналоги очень широко используются не только при подсчете запасов как отдельных месторождений УВ, но и для оценки наиболее вероятностной экономической модели (производительность, затраты, снижение производства и др.). Особо часто этот метод применяется на ран-

них стадиях разведки, когда объем данных по исследуемому объекту чрезвычайно ограничен.

По мнению зарубежных исследователей, идеальный аналог должен включать детальное описание механизма и условий формирования коллекторов, стратиграфии и характеристики ФЕС горных пород.

Должен быть выполнен обзор геологического строения залежи или месторождения, свойств флюидов и пластовых условий; определены оптимальные способы добычи флюида и наиболее эффективные технологии воздействия на пласт; отражена полная история разработки резервуара, возможный список первичных, вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи, используемых в процессе разработки.

Для достижения максимального эффекта при использовании метода аналогии специалистами ведущих западных компаний рекомендуется выбор нескольких аналогов, что значительно улучшает понимание диапазона неопределенности как в пределах части залежи (рисунок 1), так и месторождения в целом.

Анализ исходных данных, используемых для общей геологической характеристики залежей УВ, показывает, что для целей выбора аналогов целесообразно разделить все классификационные признаки по качественным и количественным критериям.

К качественным признакам следует отнести нефтегазоносную провинцию, стратиграфическую принадлежность, группы пород, тип коллектора, обстановку осадконакопления, фазовое состояние, тектоническую активность района и тип ловушки (таблица 1).

К качественным признакам можно отнести глубину залегания, класс коллектора по пористости и проницаемости, плотность нефти и объем геологических запасов (таблица 2).

Для более качественного подбора месторождения-аналога и отсека залеганий, подходящих по своим свойствам только формально, предлагается ранжировать классификационные признаки по трем классам.

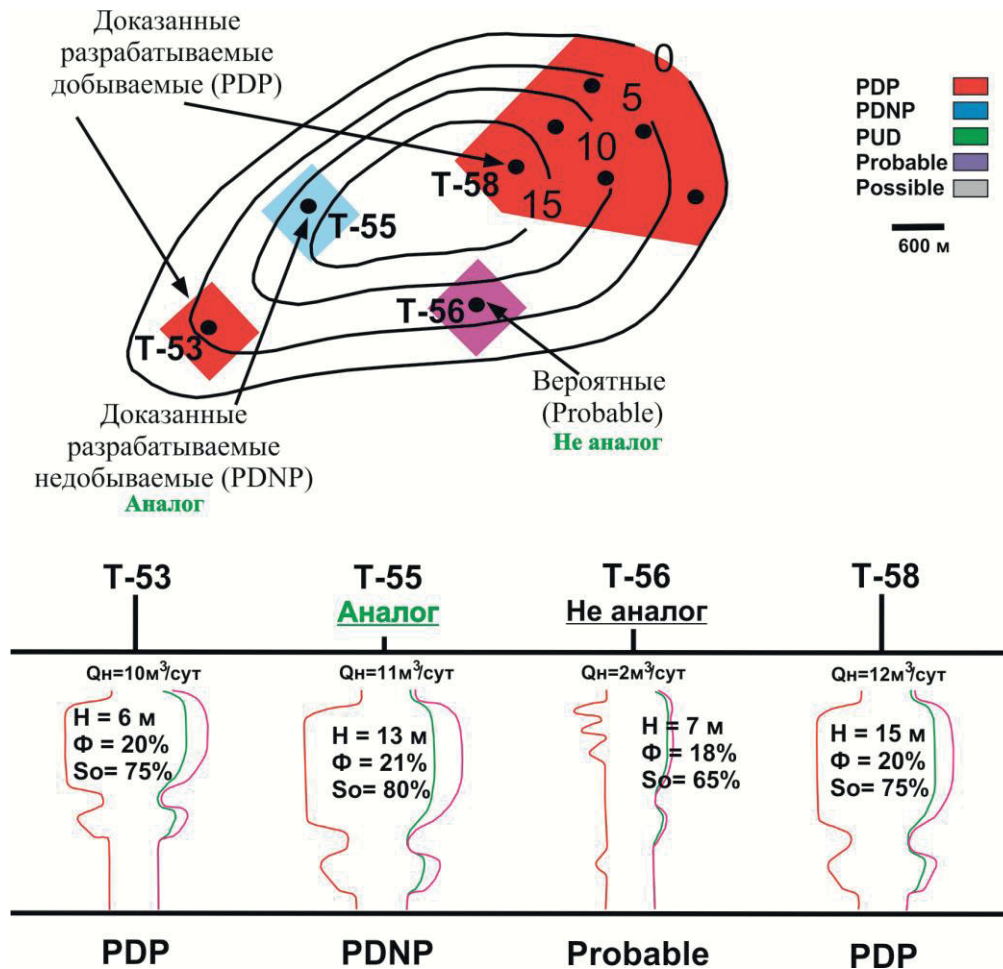


Рисунок 1. Пример выделения месторождения-аналога в пределах части нефтяной залежи

К первому классу относится признак группы пород: так на самом начальном этапе анализа происходит подбор возможных аналогов по принципиальному геологическому признаку, и в дальнейшем рассматриваются только породы-коллектора одного типа. Ко второму классу относятся признаки типа коллектора и обстановки осадконакопления, к третьему - все остальные.

На основе выделенных классификационных признаков создается библиотека или выборка месторождений или пластов, близких по своим свойствам, в первую очередь, по качественным признакам, к исследуемому объекту, в виде таблицы с возможностью фильтрации по количественным признакам, и

по сходству этих признаков делается вывод о том, какие месторождения могут получить статус аналога.

Аналоги могут быть сформированы в группы по схожести ряда признаков, проранжированы и определены группы (например, I группа, II группа, III группа и т.д.).

По мнению авторов, очень важным параметром является степень геологической изученности месторождения. От количества и качества информации будут в значительной степени зависеть результаты использования метода аналогий. В случае если количество и качество исходной информации низкое, то и ожидаемые результаты анализа будут очень ненадежными.

Таблица 1. Основные качественные классификационные признаки для выбора месторождения-аналога

Ранг	Классификационные признаки	Диапазон изменения значений	Индекс
III	Нефтегазоносная провинция	Тимано-Печорская	1
		Прикаспийская	2
		Днепровско-Донецкая	3
		Балтийская	4
		Лено-Тунгусская	5
		Лено-Вилюйская	6
		Енисейско-Анабарская	7
		Западно-Сибирская	8
		Туранская	9
		Предкавказско-Крымская	10
		Северо-Кавказская	11
		Закавказская	12
		Тяньшань-Памирская	13
		Западно-Туркменская	14
		Охотская	15
II	Стратиграфическая принадлежность	Докембрий	1
		Палеозой	2
		Юрская система	3
		Меловая система	4
I	Группа пород	Обломочные	1
		Карбонатные	2
		Глинистые	3
		Коры выветривания магматических и метаморфических пород	4
		Кремнистые, сульфатные	5
III	Тип коллектора	Поровый	1
		Трещинный	2
		Смешанный (сложный)	3
II	Обстановка осадконакопления	Речные	1
		Эоловые	2
		Озерные	3
		Ледниковые	4
		Дельтовые	5
		Пляжи, барьеры, эстуарии	6
		Эвапоритовые	7
		Мелководно-морские	8
		Глубоководно-морские	9
III	Фазовое состояние	Нефтяное	1
		Газонефтяное	2
		Нефтегазовое	3
		Газовое	4
		Газоконденсатнонефтяное	5
		Нефтегазоконденсатное	6
		Газоконденсатное	7

Продолжение таблицы 1

III	Тип ловушки	Сводовая	1
		Тектонически экранированная	2
		Литологически экранированная	3
		Литологически выклинивающаяся	4
		Стратиграфически экранированная	5
		Рифогенная	6
		Литолого-стратиграфическая	7
III	Тектоническая активность района	Тектонически активная	1
		Тектонически малоактивная	2

Таблица 2. Основные количественные классификационные признаки для выбора месторождения-аналога

Ранг	Классификационные признаки	Диапазон изменения значений	Индекс
III	Тип ловушки	Сводовая	1
		Тектонически экранированная	2
		Литологически экранированная	3
		Литологически выклинивающаяся	4
		Стратиграфически экранированная	5
		Рифогенная	6
		Литолого-стратиграфическая	7
III	Глубина залегания		-
III	Класс коллектора по пористости	Менее 10 %	1
		10-15 %	2
		15-20 %	3
		20-25 %	4
		25-30 %	5
		Более 30 %	6
III	Класс коллектора по проницаемости	Менее 1 мД	1
		1-10 мД	2
		10-100 мД	3
		100-500 мД	4
		500-1000 мД	5
		Более 1000 мД	6
III	Плотность нефти, г/см ³	Особо легкая (до 0,830)	1
		Легкая (0,830-0,850)	2
		Средняя (0,850-0,870)	3
		Тяжелая (0,870-0,895)	4
		Битуминозная (более 0,895)	5

Продолжение таблицы 2

III	Геологические запасы: нефти (млн т.), газа (млн м ³), конденсата (тыс. т)	Менее 0,1	1
		0,1-0,3	2
		0,3-1,0	3
		1-3	4
		3-10	5
		10-30	6
		30-100	7
		100-300	8
		300-1000	9
		Более 1000	10

В связи с этим предлагается ввести *параметр достоверности*, который можно привязать к стандартным категориям:

- доказанные (90 % уверенности в качестве параметров и исследований);
- вероятные (50 % уверенности);
- возможные (10 % уверенности).

Это должно помочь в понимании надежности исходных данных, на основе которых проводится поиск месторождений-аналогов. Например, если мы на входе определяем, что качество и количество данных позволяет отнести их только к категории «возможных», то принимать решения, влияющие на стратегию разработки, на таких данных нельзя.

Выводы

Проведенный анализ показал, что метод привлечения аналогов для восполнения

недостающих данных по изучаемому объекту является интуитивно понятным для специалистов любого уровня знаний. Для добывающих компаний использование в работе баз месторождений-аналогов является очень эффективным и малозатратным инструментом при определении стратегии разработки месторождения.

Необходимо отметить, что акцент при использовании данного метода смещается в область количественных характеристик залежей, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства пласта. Простое соотношение аналогов из одного и того же региона или добывающего объединения применимо как средство для контроля ошибок в исходных данных, но оно едва ли может указать пути для поиска кардинально новых решений и дать дополнительную информацию о возможном потенциале разработки.

Список литературы

1. Закиров А.Р., Кирьянов Е.Л., Буханов Н.В., Белозеров Б.В., Кульневич А.Д., Чугунов Р.А., Сливкин С.С. Когнитивные технологии исследования информационных массивов для восстановления неявных знаний и данных // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 76-78.

References

1. Zakirov A.R., Kiryanov E.L., Buhanov N.V., Belozеров B.V., Kul'nevich A.D., Chugunov R.A., Slivkin S.S. Kognitivnye tekhnologii issledovaniya informacionnyh massivov dlya vosstanovleniya neyavnyh znaniy i dannyh [Cognitive Approach for Hidden Knowledge Extraction from Corporate Infor-

2. Дуда Р., Харт П. Распознавание образов и анализ сцен. М.: Мир, 1976. 512 с.
3. Арутюнов А.А., Аветисов А.Г., Вартумян Г.Т., Кошелев А.Т. и др. Методика оценки надежности крепи скважин. Краснодар: ВНИИКР-нефть, 1985. 82 с.
4. Иванов Е.Н., Росляк А.Т. Выбор и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири // *Георесурсы*. 2012. № 6. С. 19-22.
5. Павлов В.А. Развитие технологий системно-структурированного проектирования разработки месторождений углеводородов: дисс. ... канд. техн. наук. Краснодар, 2009. 170 с.
6. Sun S.Q., Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey // *Oil & Gas Journal*. 2002. Vol. 100. No. 46. pp. 49-50.
7. Larue D.K., Yue Y. How Stratigraphy Influences Oil Recovery: a Comparative Reservoir Database Study Concentrating on Deep Water Reservoirs // *The Leading Edge*. 2003. Vol. 22. pp. 332-339.
8. Lee K., He L., Lewis M., Zettlemoyer L. End-to-end neural conference resolution // *Proceeding of the 2017 Conference on Empirical Methods in Natural Language Processing*. Denmark, 2017. pp. 188-197.
9. Кошелев А.Т., Соловьева В.Н., Орлова И.О., Даценко Е.Н. Проблема поисков месторождений-аналогов и методика ее решения // *Техника и технология бурения*. 2014. № 7. С. 10-12.
10. Парначев С.В., Жуковская Е.А., Кравченко Г.Г., Поднебесных А.В., Михальченко Д.С., Сизиков И.А. Фациально-ориентированные геологические модели как фактор снижения неопределенностей геологического строения нефтяных месторождений Западной Сибири // *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 3. С. 26-30.
11. Поднебесных А.В. Построение седиментологической модели в условиях ограниченного набора исходных данных // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2018. Вып. 5 (115). С. 18-26.
12. Гостева Е.Д., Петров В.И. Критерии сопоставимости при использовании сравнительного подхода для оценки углеводородных месторождений // *Имущественные отношения в РФ*. 2011. № 4 (115). С. 74-86.
- mation Dataframes]. *Neftyanoe khozyajstvo - Oil Industry*, 2018, Vol. 12, pp. 76-78. [In Russian].
2. Duda R., Hart P. *Raspoznavanie obrazov i analiz scen* [Pattern Recognition and Scene Analysis]. Moscow, Mir Publ., 1976. 512 p. [In Russian].
3. Arutyunov A.A., Avetisov A.G., Vartumyan G.T., Koshelev A.T. e.a. *Metodika ocenki nadezhnosti крепи skvazhin* [Methods of Assessing the Reliability of Cementing]. Krasnodar, VNIKRneft, 1985. 82 p. [In Russian].
4. Ivanov E.N., Roslyak A.T. *Vybor i otsenka effektivnosti metodov uvelicheniya nefteotdachi dlya mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri* [Selection and Evaluation of the Effectiveness of Methods of Enhanced Oil Recovery for Fields in Western Siberia]. *Georesursy - Georesursy*, 2012, Vol. 6, pp. 19-22. [In Russian].
5. Pavlov V.A. *Razvitie tekhnologii sistemno-strukturirovannogo proektirovaniya razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov: diss. ... kand. tekhn. nauk*. [Development of Technologies for System-Structured Design of Hydrocarbon Fields Development: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Krasnodar, 2009, 170 p. [In Russian].
6. Sun S.Q., Wan J.C. Geological Analog Usage Rates High in Global Survey. *Oil & Gas Journal*, 2002, Vol. 100, No. 46, pp. 49-50.
7. Larue D.K., Yue Y. How Stratigraphy Influences Oil Recovery: a Comparative Reservoir Database Study Concentrating on Deep Water Reservoirs. *The Leading Edge*, 2003, Vol. 22, pp. 332-339.
8. Lee K., He L., Lewis M., Zettlemoyer L. End-to-end Neural Conference Resolution. *Proceeding of the 2017 Conference on Empirical Methods in Natural Language Processing*. Denmark, 2017, pp. 188-197.
9. Koshelev A.T., Soloveva V.N., Orlova I.O., Dacenko E.N. Problema poiskov mestorozhdenij-analogov i metodika ee resheniya [The Problem of Search of Deposits-Analogues and Methods of Its Solution]. *Tekhnika i tekhnologiya bureniya - Drilling Equipment and Technology*, 2014, Vol. 7, pp. 10-12. [In Russian].
10. Parnachev S.V., Zhukovskaya E.A., Kravchenko G.G., Podnebesnykh A.V., Mihalchenko D.S., Sizikov I.A. Fatsialno-orientirovannye geologicheskie modeli kak faktor snizheniya neopredelennostej geologicheskogo stroeniya neftyanykh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri [Facies-Oriented Geological Models as a Factor in Reducing the Uncertainty of the Geological Structure of Oil Fields in Western Siberia]. *Neftyanoe khozyajstvo - Oil Industry*, 2011, Vol. 3, pp. 26-30. [In Russian].
11. Podnebesnykh A.V. Postroenie sedimentologicheskoy modeli v usloviyakh ogranichenogo nabora iskhodnykh dannykh [Construction of a Sedimentological Model in a Limited Set of Initial Data]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2018, Issue 5 (115), pp. 18-26. [In Russian].

12. Gosteva E.D., Petrov V.I. Kriterii sopostavimosti pri ispolzovanii sravnitel'nogo podkhoda dlya otsenki uglevodorodnykh mestorozhdenij [Comparability Criteria when Using a Comparative Approach to Evaluate Hydrocarbon Deposits]. *Imushchestvennye otnosheniya v RF - Property Relations in the Russian Federation*, 2011, Vol. 4 (115), pp. 74-86. [In Russian].

Авторы

• Поднебесных Александр Владимирович, канд. геол.-минерал. наук
АО «НПФ «Геофизика»
Научный сотрудник
Докторант Уфимского государственного нефтяного технического университета
Российская Федерация, 450005, г. Уфа,
ул. Комсомольская, 2
тел. (347) 226-87-26
e-mail: PodnebesnykhAV@mail.ru

• Хафизов Айрат Римович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: : hafizov57@mail.ru

The Authors

• Podnebesnykh Aleksandr V., Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
JSC «NPF «Geofizika»
Researcher
Doctoral Candidate of Ufa State Petroleum Technological University
2, Komsomolskaya str., Ufa, 450005,
Russian Federation
tel: (347) 226-87-26
e-mail: PodnebesnykhAV@mail.ru

• Khafizov Airat R., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Head of Oil and Gas Drilling Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: : hafizov57@mail.ru