

Трудноизвлекаемый резерв газовой части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки по газу, жидким нефтяным углеводородам, битуминозным компонентам, редким, редкоземельным и благородным металлам

А.Н. Дмитриевский¹, Н.А. Скибицкая^{1*}, Н.А. Гафаров², И.О. Бурханова¹, М.Н. Большаков¹, Е.Г. Доманова¹, Д.В. Сурначёв¹, О.О. Марутян¹, Т.А. Пуго¹

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

2 – независимый исследователь, Москва, Россия

E-mail: *skibitchka@mail.ru

Аннотация. Многие нефтегазоконденсатные и газоконденсатные месторождения, открытые в 60–70-е годы прошлого столетия, сейчас находятся на поздней стадии разработки. В лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов Института проблем нефти и газа РАН проводятся научно-исследовательские работы с целью обоснования увеличения ресурсного потенциала и достижения максимальных коэффициентов компонентоотдачи длительно разрабатываемых месторождений на примере Оренбургского и Вуктыльского нефтегазоконденсатных месторождений. Вовлечение в добычу и глубокую комплексную переработку уникальных запасов трудноизвлекаемой матричной нефти позволит поддержать подающую добычу в старых нефтегазодобывающих регионах.

Ключевые слова: Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, ресурсный потенциал, компонентоотдача, поздняя стадия разработки, матричная нефть газонасыщенной части месторождения, трехмерное моделирование, запасы, ценные металлы

Для цитирования: Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Доманова Е.Г., Сурначёв Д.В., Марутян О.О., Пуго Т.А. Трудноизвлекаемый резерв газовой части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки по газу, жидким нефтяным углеводородам, битуминозным компонентам, редким, редкоземельным и благородным металлам // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 34–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art3>

Введение

Лаборатория трудноизвлекаемых запасов углеводородов под руководством кандидата геолого-минералогических наук Скибицкой Натальи Александровны существует с момента основания Института проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН. В составе лаборатории функционирует сертифицированный Петрофизический центр. Квалификация и опыт научных сотрудников лаборатории,

а также имеющиеся в распоряжении коллектива уникальное лабораторное оборудование и специализированное программное обеспечение позволяют выполнять широкий спектр исследований:

– изучение пород продуктивных отложений месторождений литолого-петрографическими, петрофизическими, геохимическими и физико-химическими методами;

- обоснование петрофизических моделей исследуемых отложений;

- разработка методик и интерпретация результатов геофизических исследований скважин (ГИС);

- параметрическое заполнение геологических трехмерных (3D) моделей;

- подсчет запасов;

- обоснование термодинамической модели флюидальной системы месторождений;

- гидродинамическое моделирование;

- разработка способов добычи, в том числе в концентрациях ниже порога фильтрации, трудно-извлекаемой жидкой и высоко-битуминозной незрелой нефти и ретроградного конденсата из газовой части нефтегазоконденсатных и газовых шапок нефтяных месторождений на поздних стадиях их разработки;

- разработка способов глубокой переработки высокобитуминозной нефти с выделением в «хвостах» производства редких, редкоземельных и благородных металлов и их товарных продуктов.

Ряд исследований проводится совместно с научными коллективами ведущих университетов и научных институтов страны: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и его филиала в г. Ухта, Нижне-Волжского научно-исследовательского института геологии и геофизики (г. Саратов), ООО «ВолгоУралНИПИгаз», Института физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН, МГУ имени М.В. Ломоносова, ОАО «ВНИПИнефть», АО «Гиредмет», ИНХС РАН.

Изучение ресурсного потенциала газовой части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки

Матричная нефть – нефть нефтегазо-материнских карбонатных толщ, сингенетичная вмещающим породам. Матричная нефть является природной коллоидной системой, в которой выделяются два основных компонента: жидкие углеводороды нефтяного ряда (ЖУВ) и высокомолекулярные компоненты (ВМК) – асфальтены, смолы тяжелые (спирто-бензольные), смолы легкие (бензольные), масла. К первой группе попутных полезных компонентов матричной нефти относятся сорбированные ВМК матричной нефти – газ и конденсат, ко второй группе попутных полезных компонентов – цветные, благородные, редкие и редкоземельные металлы, входящие в состав ВМК матричной нефти [1].

Оценка запасов матричной нефти и ее попутных компонентов на длительно разрабатываемых газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях (ГКМ и НГКМ) приведет к увеличению цены капитализации этих месторождений на поздних стадиях их разработки. Разработка технологий добычи нефти, в том числе в концентрациях ниже порога фильтрации, из газонасыщенных зон месторождений вместе с добычей газа позволит существенно повысить рентабельность процесса добычи газа. Данные исследования обеспечивают повышение эффективности и устойчивости воспроизводства сырьевой базы страны на долгосрочную перспективу.

Плодотворное сотрудничество с ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «ВолгоУралНИПИгаз», филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта позволили решить следующие важные фундаментальные и научно-технические задачи [2–4]:

1. Выполнены и проанализированы результаты петрофизических, физико-химических, геохимических и электронно-микроскопических исследований керн из продуктивных отложений Оренбургского (более 5000 образцов) и Вуктыльского НГКМ (более 400 образцов).

2. На примере Оренбургского и Вуктыльского НГКМ экспериментально доказано и теоретически объяснено

ранее неизвестное промежуточное коллоидное сейсмонеустойчивое состояние нефтегазоматеринских карбонатных пород. Данное фазовое состояние возникает на стадиях газогенерации в процессе преобразования органического вещества до керогена в составе полимерных морфоструктурных форм карбонатно-органических нефтегазоматеринских систем (рис. 1 и 2).

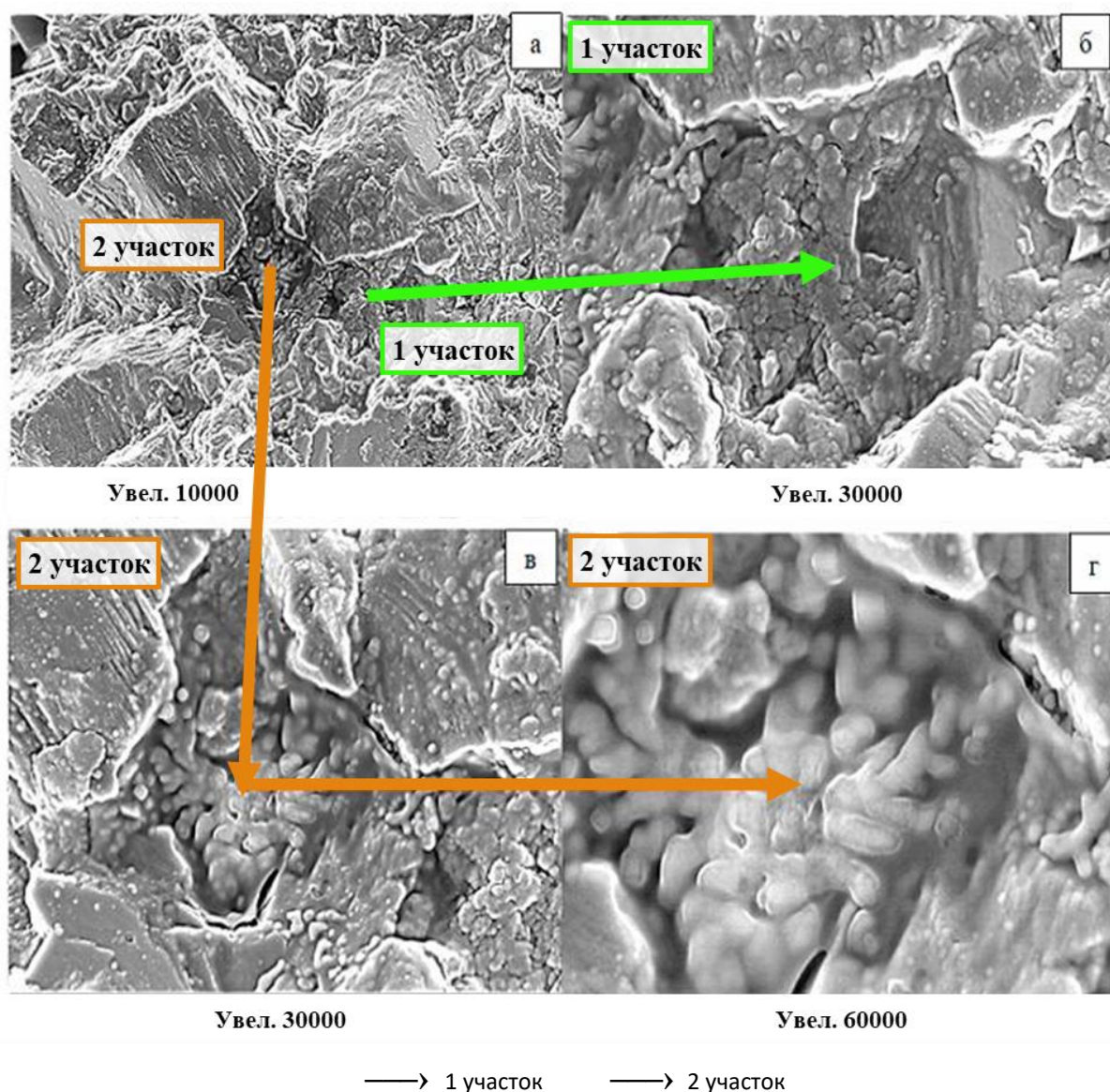


Рис. 1. Исследование скола образца пород Вуктыльского НГКМ в растровом электронном микроскопе.
 1 участок – стадия химической деструкции и коллоидизации,
 2 участок – следующая за ней начальная стадия микритизации (глобуляция);
 а – увеличение 10 000^х; б – увеличение 30 000^х; в – увеличение 30 000^х; г – увеличение 60 000^х

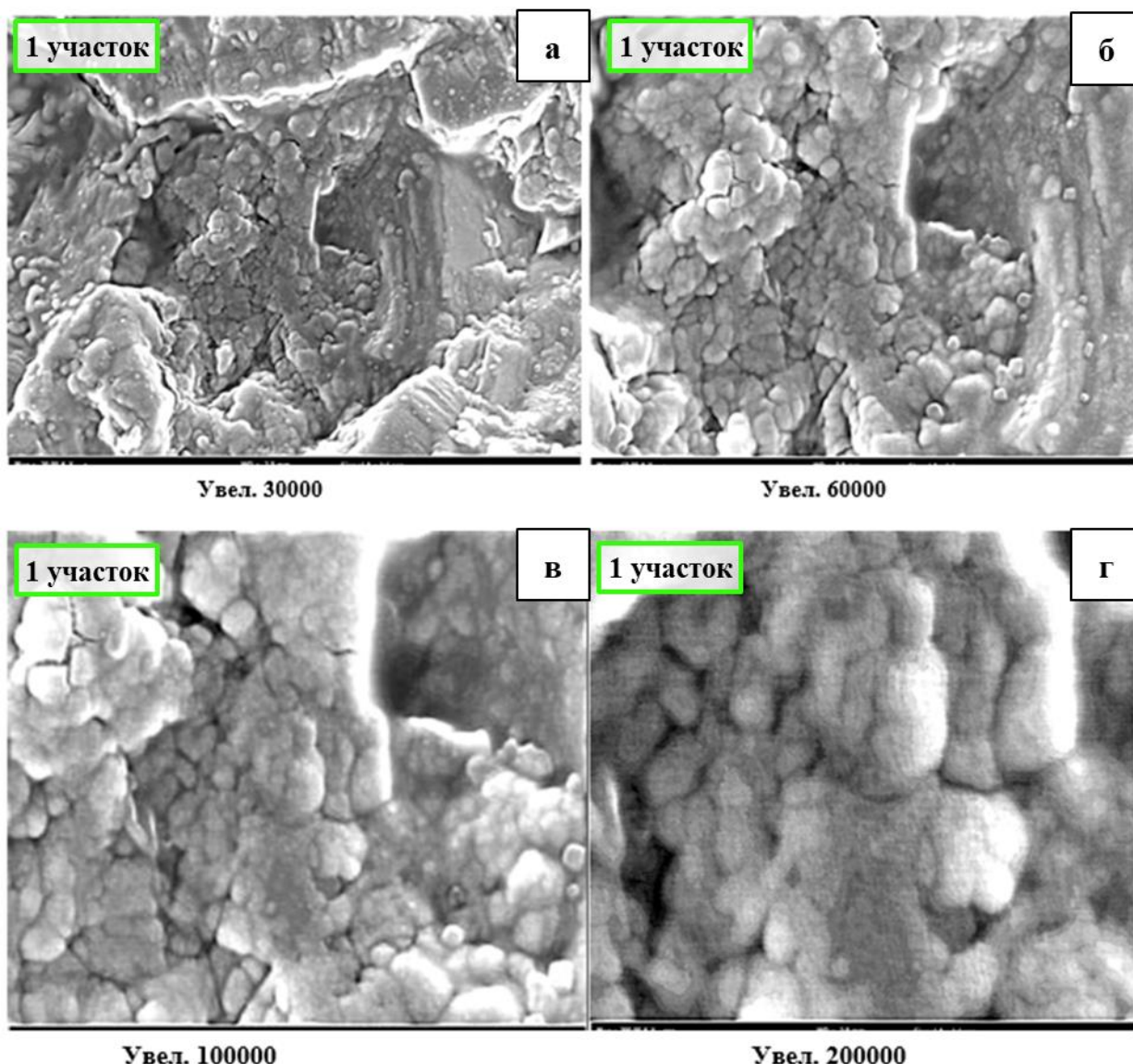


Рис. 2. Исследование скола образца пород Вуктыльского НГКМ в растровом электронном микроскопе (увеличение 1 участка, показанного на рис. 1а, 1б). Коллоидное состояние первичных карбонатно-органических полимерных кристаллов нефтегазоматеринской карбонатной матрицы на начальных стадиях преобразования до керогена входящего в их состав органического вещества:

а – увеличение 30 000^x; б – увеличение 60 000^x; в – увеличение 100 000^x; г – увеличение 200 000^x

3. Разработана методика оценки суммарных и покомпонентных (жидких углеводородов и высокомолекулярных компонентов – масел, смол, асфальтенов) концентраций матричной нефти в продуктивных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений на примере Оренбургского НГКМ (ОНГКМ)

по данным геофизических исследований скважин.

4. Созданы математические 3D-модели: структурно-емкостная, геолого-геохимическая и физико-химическая – продуктивных отложений ОНГКМ на основе комплексного анализа результатов исследований ядра и ГИС (рис. 3).

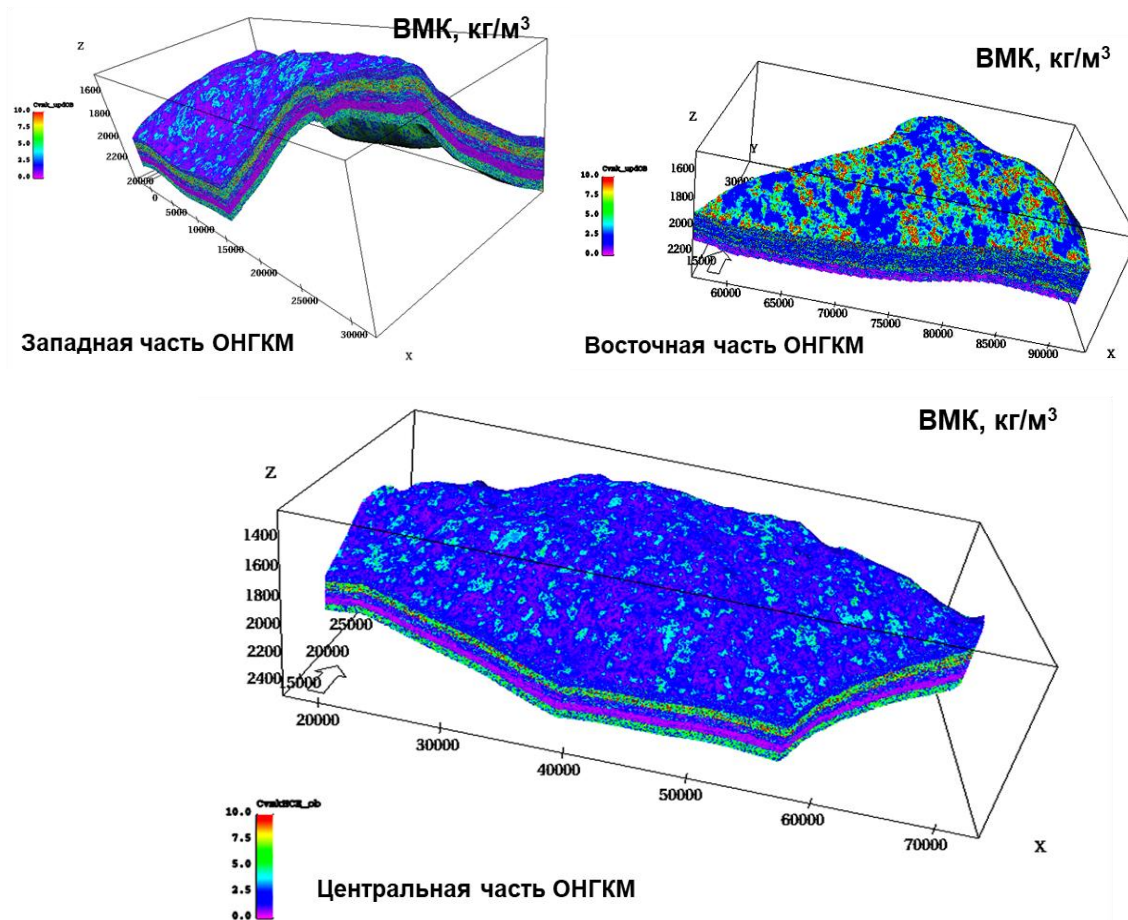


Рис. 3. Объемные геолого-геохимические модели распределения суммарных концентраций высокомолекулярных компонентов матричной нефти в продуктивных отложениях центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ

5. Разработана методика оценки концентраций металлов в породах продуктивных отложений ОНГКМ на основе лабораторного анализа микроэлементного состава накопленных образцов компонентов битумоидов – асфальтенов, смол тяжелых спиртобензольных, смол легких бензольных, масел.

6. Подсчитаны запасы матричной нефти, в том числе запасы жидких углеводородов, битуминозных компонентов, и связанных с ними ценных металлов в продуктивных газонасыщенных отложениях Оренбургского НГКМ. Суммарные запасы матричной нефти составляют 3,059 млрд т, в том числе суммарные запасы жидких углеводородов нефтяного ряда – 2,421 млрд т, запасы

жидких углеводородов в поровом типе коллектора – 1,267 млрд т (рис. 4).

7. Выделены перспективные зоны распространения и направленной добычи ценных металлов, содержащихся в высокомолекулярных компонентах нефти газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ.

8. Подсчитаны неучтенные при подсчете запасов геологические запасы газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном, на начало разработки и на поздней стадии разработки Оренбургского НГКМ. Запасы связанного газа ОНГКМ при начальном пластовом давлении (20,44 МПа) составили около 150 млрд м³, что равно 6,8% от суммарных запасов свободного газа (2192,6 млрд м³) (см. рис. 4).

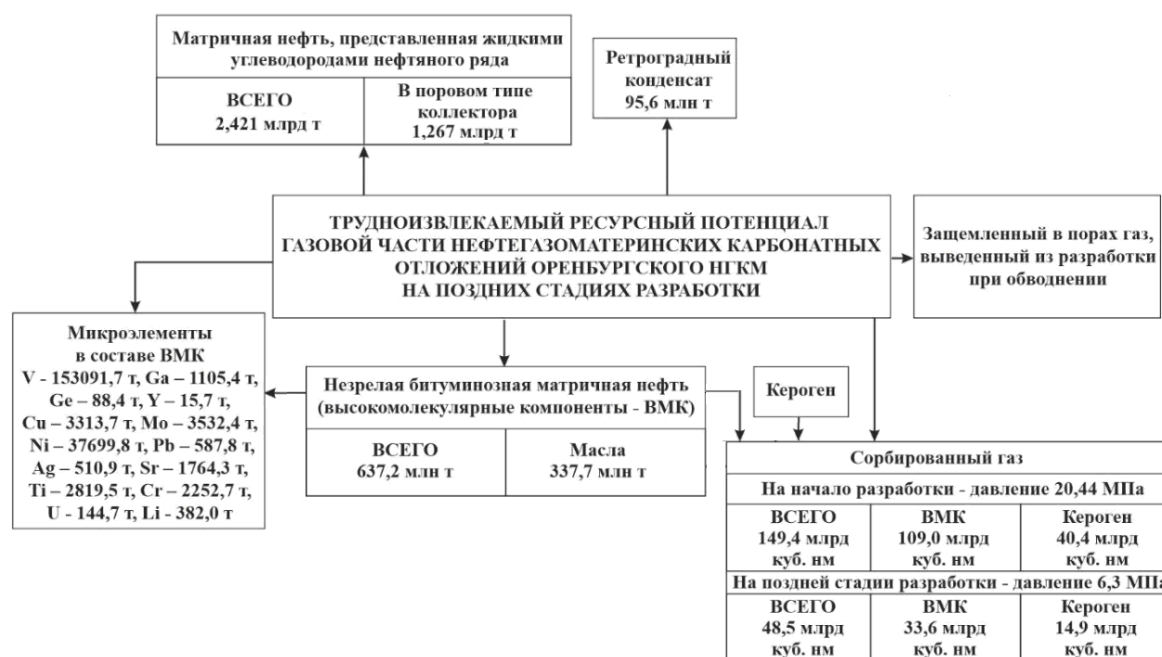


Рис. 4. Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений Оренбургского НГКМ на поздних стадиях разработки [3]

9. Созданы математические структурно-емкостные 3D-модели: эффективной, структурно-защемленной (при обводнении в процессе разработки) и динамической (фильтрующей) пористости в объеме продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ (ВНГКМ) на основе анализа результатов комплексных исследований ядра и ГИС.

10. Разработана методика термодинамического моделирования карбонатных нефтегазоматеринских пластовых систем на примере ВНГКМ, с целью оценки величины и закономерностей распределения запасов жидких углеводородов матричной нефти в карбонатных отложениях газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, для прироста ресурсной базы и повышения цены капитализации обустроенных месторождений на поздних стадиях их разработки.

11. Созданы математические 3D-модели распределения объемных концентраций жидких углеводородов (рис. 5а) и степени заполнения жидкими углеводородами динамических (фильтрующих) поровых объемов (рис. 5б) в газонасыщенных породах продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ.

12. Оценены запасы жидких углеводородов в газонасыщенной части Вуктыльского НГКМ.

13. Рекомендованы участки (рис. 5в) и технологии для проведения на них опытно-промышленных работ по отработке технологий добычи трудноизвлекаемых пластовых ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата), в концентрациях ниже порога фильтрации, из газовой части нефтегазоконденсатных месторождений (и газовых шапок нефтяных месторождений) на поздних стадиях их разработки.

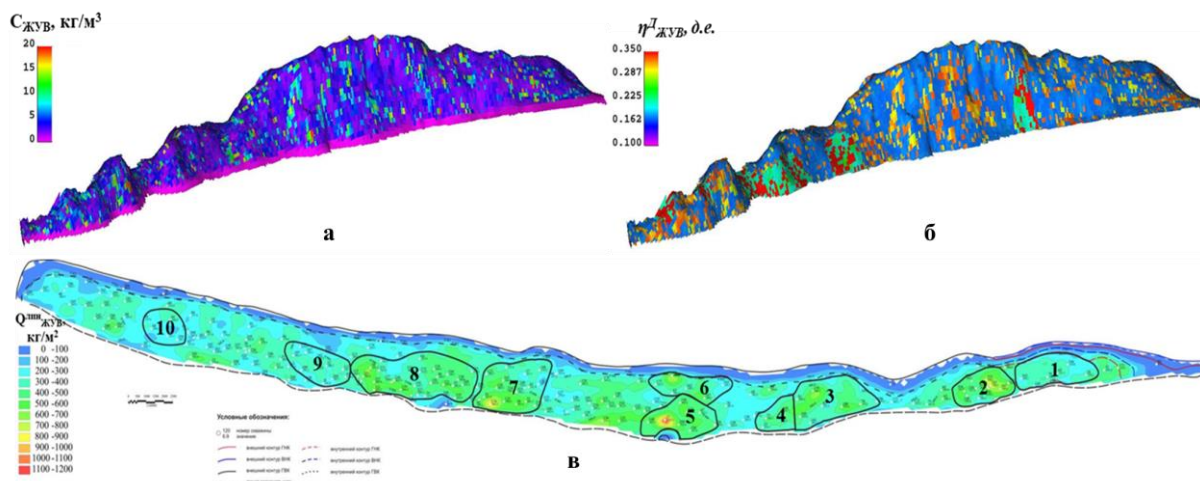


Рис. 5. 3D-распределение величин объемных концентраций жидких углеводородов $C_{ЖУВ}$ в кг на m^3 породы (а) и степени заполнения жидкими углеводородами динамических (фильтрующих) поровых объемов $\eta^Л_{ЖУВ}$ (б) в газонасыщенных породах продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ; карта линейных запасов жидких углеводородов матричной нефти $Q^{Лин}_{ЖУВ}$ в высокочемких коллекторах (порового и смешанного типов) газонасыщенных продуктивных отложений IV объекта (C_3-C_2m) с расположением участков (в) для проведения опытно-промышленных работ с целью добычи жидких углеводородов из газонасыщенной части месторождения на поздней стадии разработки

14. Установлены закономерности обводнения продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в процессе их разработки на режиме падения (на режиме истощения) пластовых давлений. Разработана методика оценки объемов заземленного в порах газа, выведенного из разработки в процессе обводнения.

15. Разработаны математические 3D-модели скорости обводнения и времени обводнения продуктивных отложений газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений в процессе их разработки.

16. Разработаны способы оценки объемов газа, выведенных из разработки в процессе обводнения.

17. Разработаны эффективные технологии добычи ЖУВ (матричной нефти и ретроградного конденсата) в концентрациях ниже порога фильтрации, в том числе незрелой матричной нефти с высокой концентрацией в ней

металлоносных высокомолекулярных компонентов [5].

18. Разработаны эффективные технологии глубокой переработки в светлые бензин-дизельные фракции тяжелых фракций нефти, содержащих ценные металлы, и извлечения из остатков такой переработки ценных металлов и их товарных продуктов [6–9].

Результаты исследований лаборатории за последние годы

Среди научных направлений деятельности лаборатории наиболее важными являются:

- изучение процессов нефтегазогенерации;
- увеличение ресурсного потенциала месторождений углеводородов;
- разработка новых технологий добычи трудноизвлекаемых ресурсов нефти, ретроградного конденсата на поздних стадиях разработки нефтегазоматеринских отложений;

– математическое моделирование процессов обводнения при разработке ГКМ и НГКМ на режиме падения пластового давления и нефтяных месторождений при их разработке технологиями законтурного и внутриконтурного заводнения;

– разработка новых технологий глубокой переработки битуминозной нефти с высокой концентрацией в ней ценных металлов.

Комплексный анализ результатов многолетних (более 30 лет) петрофизических, геохимических, литолого-геохимических, электронно-микроскопических и спектральных (в растровом электронном микроскопе высокого разрешения) исследований обширной коллекции образцов пород, отобранных из продуктивных карбонатных отложений Оренбургского НГКМ, Тенгизского нефтяного месторождения, Карачаганакского НГКМ, Димитровского газонефтяного месторождения, Астраханского ГКМ и Вуктыльского НГКМ, доказал, что карбонатные продуктивные отложения этих месторождений являются нефтегазоматеринскими [10].

На примере Оренбургского и Вуктыльского нефтегазоконденсатных месторождений, с установленной нефтегазоматеринской природой карбонатных отложений месторождений углеводородов как карбонатно-органического полимера, доказана ведущая роль процессов последовательного преобразования органического вещества в закономерном последовательном *фазовом преобразовании* карбонатно-органических нефтегазоматеринских систем (см. рис. 1, 2):

I – от первичного крупнокристаллического плотного неколлектора (как карбонатно-органического крупно-

кристаллического полимера) до гелеподобного коллоида, набухшего в отгенерированном и растворенном в нем газе) и в дальнейшем преобразовании

II – в субкапиллярнопорový микритизированный коллектор с высокой концентрацией керогена между микритовыми частицами и далее

III – в крупнопорový крупнокристаллический нефтегазонасыщенный коллектор в результате взаимосвязанных процессов нефтегенерации (преобразования керогена до жидких нефтяных углеводородов) и перекристаллизации, аутигенные кристаллы которого представляют либо такой же карбонатно-органический литотип, но новой кристаллической структуры (например, скаленоэдрической) либо новый породообразующий карбонатно-органический литотип (например, доломит) со своим органическим веществом и соответствующими дальнейшими процессами его преобразования на последующих стадиях газо- и нефтегенерации.

Выявленные закономерности катагенетического преобразования нефтегазоматеринских систем позволяют:

– повысить эффективность разведочных работ, в том числе интерпретации сейсмических данных;

– проводить очаговое 3D-моделирование распределения в объеме нефтегазоконденсатных и газовых шапок нефтяных месторождений зон с различным фазовым состоянием и различной глубиной процессов перекристаллизации с целью дифференцированной оценки запасов в зонах углеводородов газового и жидкостного ряда и дифференцированного подхода к выбору имеющихся и к созданию новых технологий разработки таких зон;

– изучить возможность разработки способов управления процессами генерации углеводородов в нефтегазоматеринских карбонатных системах, в том числе во времени разработки при снижении пластового давления (то есть при увеличении эффективного напряжения на пласт);

– повысить эффективность интерпретации материалов большой сейсмичности в зонах с неравновесным фазовым состоянием карбонатных систем с целью выявления этих зон и возможного предупреждения опасных сейсмических событий, в том числе на месторождениях углеводородов.

В настоящее время обеспечение национальной минерально-сырьевой безопасности Российской Федерации является важнейшей задачей. В 2022 г. актуализирован Перечень основных видов стратегического минерального сырья [11]. В недрах Оренбургского НГКМ содержатся запасы и ресурсы значительной части видов стратегического минерального сырья из этого Перечня: нефть, природный газ, гелий, уран, хром, титан, медь, свинец, цинк, никель, молибден, серебро, редкие и редкоземельные металлы (см. рис. 4) [2, 5, 12, 13]. Прогнозные ресурсы металлов, наиболее перспективных с точки зрения получения товарных продуктов в результате переработки матричной нефти, составили: ванадия V – 153091,7 т, никеля Ni – 37699,8 т, галлия Ga – 1105,4 т, молибдена Mo – 3532,4 т, серебра – Ag 510,9 т [5]. Нитрид галлия является перспективным полупроводником и может заменить кремний в электронике [14]. Кроме того, матричная нефть Оренбургского месторождения содержит литий Li, необходимый для производства аккумуляторов для электромобилей [15]. Прогнозные ресурсы

этого ценного редкого металла составили 382 т (см. рис. 4). Запасы урана U на Оренбургском месторождении, подсчитанные специалистами лаборатории, составили 144,7 т (см. рис. 4). Следует подчеркнуть, что добыча и выделение этих высокоценных металлов производится одновременно в процессе добычи и глубокой переработки содержащей их нефти.

На основе геологической 3D-модели по данным равновесного PVT-моделирования по всему разрезу Вуктыльского месторождения впервые подсчитаны начальные запасы ЖУВ матричной нефти ВНКМ в количестве 148 385,3 тыс. т [4]. Для проведения опытно-промышленных работ по отработке технологий добычи трудноизвлекаемых пластовых ЖУВ из газонасыщенной части разреза (жидких углеводородов матричной нефти и ретроградного конденсата) рекомендовано 10 участков с высокими линейными запасами жидких углеводородов $Q_{\text{линейн. ЖУВ}}^{\text{линейн. ЖУВ}}$ в высокочемких коллекторах (рис. 5в). Максимальные запасы ЖУВ сосредоточены в пределах участков, расположенных в центральной части месторождения.

Заключение

В ближайшие годы в лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов ИПНГ РАН будут продолжены научно-исследовательские работы в направлении выявления и увеличения ресурсного потенциала месторождений углеводородов:

– Разработка научных основ добычи жидких углеводородов (ретроградного газоконденсата и нефти) из газонасыщенных зон нефтегазоконденсатных месторождений на завершающей стадии их разработки (на примере Оренбургского и Вуктыльского НГКМ);

– Разработка методики создания пространственно-временной 4D-модели обводнения газонасыщенных продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений в процессе разработки на режиме «истощения», дифференцированно по скорости обводнения и времени обводнения с начала разработки (на примере Оренбургского НГКМ);

– Подсчет текущих запасов остаточного газа в необводненных целиках и защемленного в порах обводненных зон в продуктивных отложениях Оренбургского НГКМ;

– Подсчет трудноизвлекаемых запасов газа в слабопроницаемом поровом типе коллектора Вуктыльского НГКМ на основе уточненной геологической 3D-модели и установленных закономерностей процессов обводнения.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А. Матричная нефть: перспективы освоения нового пласта знаний // Oil & Gas Journal Russia. 2011. № 9. С. 70–74.
2. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. и др. Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3>
3. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. и др. Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Оренбургского НГКМ // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 67–72.
4. Сурначев Д.В., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Бурханова И.О. Методика оценки ресурсного потенциала газонасыщенной части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений с учетом запасов жидких углеводородов матричной нефти на основе пластовой термодинамики (на примере Вуктыльского НГКМ) // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 1–8. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200719>
5. Хаджиев С.Н., Алдошин С.М., Дмитриевский А.Н. и др. Пат. RU 2731216 С2. Способ комплексной добычи и переработки матричной нефти. № 2018138530; Заявл. 31.10.2018; Опубл. 31.08.2020 // Изобретения. Полезные модели. 2020. Бюл. № 25. 18 с. <http://www1.fips.ru>
6. Ананенков А.Г., Резуненко В.И., Дмитриевский А.Н. и др. Пат. RU 2241020 С1. Способ переработки высокомолекулярного углеводородного сырья. № 2003124144/04; Заявл. 05.08.2003, Опубл. 27.11.2004 // Изобретения. Полезные модели. 2004. Бюл. № 33. 10 с. <http://www1.fips.ru>

7. Глазов С.В., Зайченко А.Ю., Кислов В.М. и др. Пат. RU 2623541 С1. Способ выделения соединений молибдена из тяжелых нефтяных остатков. № 2016110673; Заявл. 23.03.2016; Опубл. 27.06.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 18. 6 с. <http://www1.fips.ru>
8. Скибицкая Н.А., Резуненко В.И., Дмитриевский А.Н. и др. Пат. RU 2146274 С1. Способ переработки высокомолекулярного углеводородного сырья. № 98122533/04; Заявл. 18.12.1998; Опубл. 10.03.2000 // Изобретения. Полезные модели. 2000. Бюл. № 7. 14 с. <http://www1.fips.ru>
9. Хаджиев С.Н., Зекель Л.А., Кадиева М.Х. и др. Пат. RU 2614140 С1. Способ гидроконверсии тяжелой части матричной нефти. № 2016108130; Заявл. 09.03.2016; Опубл. 23.03.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 9. 12 с. <http://www1.fips.ru>
10. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. и др. Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сб. науч. трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Перо, 2017. С. 327–334.
11. Об утверждении Перечня основных видов стратегического минерального сырья: Распоряжение Правительства РФ от 30.08.2022 № 2473-р // Информационно-правовой портал «Гарант». <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405118925/> (Дата обращения 16.06.2023).
12. Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О. и др. Содержание металлов в высокомолекулярных компонентах нефти ранней стадии нефтегенерации (на примере Оренбургского НГКМ) // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. № 2(283). С. 23–34.
13. Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К., Бурханова И.О. и др. Распределение микроэлементов в высокомолекулярных компонентах нефти ранних стадий нефтегенерации в газонасыщенной части продуктивных отложений западной и восточной частей Оренбургского НГКМ // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 3(22). С. 35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art35>
14. Быкова Н. Нитрид галлия идет на смену кремнию // Эксперт. 2022. № 17–18(1250). С. 68–71.
15. Асадов Д.Г. Исследование типов аккумуляторов, используемых в электромобилях // Международный технико-экономический журнал. 2011. № 2. С. 121–124.

Информация об авторах

Анатолий Николаевич Дмитриевский – академик РАН, д.г.-м.н., научный руководитель института, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, a.dmitrievsky@ipng.ru

Наталья Александровна Скибицкая – к.г.-м.н., заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, skibitchka@mail.ru

Наиль Анатольевич Гафаров – д.т.н., независимый исследователь, Москва, Россия, na.gafarov@gmail.com

Ирина Оскаровна Бурханова – к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, burhanova_irina@mail.ru

Михаил Николаевич Большаков – к.г.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, rgu2006@mail.ru

Елена Георгиевна Доманова – к.х.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, e.domanova@yandex.ru

Дмитрий Владимирович Сурначёв – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, d_surnachev@mail.ru

Олег Олегович Марутян – старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, omarutyam@mail.ru

Татьяна Альбертовна Пуго – ведущий инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, antchr@mail.ru

Поступила в редакцию 26.05.2023

Hard-to-recover reserves of gas, liquid petroleum hydrocarbons, bituminous components, rare, rare-earth and noble metals of the gas-saturated part of oil and gas condensate and gas condensate fields at the late stage of development

A.N. Dmitrievsky¹, N.A. Skibitskaya^{1*}, N.A. Gafarov², I.O. Burkhanova¹, M.N. Bolshakov¹,
E.G. Domanova¹, D.V. Surnachev¹, O.O. Marutyanyan¹, T.A. Pugo¹

1 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

2 – independent scientist, Moscow, Russia

E-mail: *skibitchka@mail.ru

Abstract. Many oil and gas condensate and gas condensate fields discovered in the '60s and '70s of the last century are now at the late stage of development. Research of the Laboratory for Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences has been devoted to justify an increase in the resource potential and attain a maximum of recovery efficiency for long-developed fields using the evidence from the Orenburg and the Vuktyl oil and gas condensate fields. The involvement of the unique reserves of hard-to-recover oil will help to enhance declining production in old oil and gas producing regions.

Keywords: Orenburg oil and gas condensate field, Vuktyl oil and gas condensate field, resource potential, component recovery, late stage of development, matrix oil of the gas-saturated part of the field, 3D modeling, reserves, precious metals

Citation: Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N., Domanova E.G., Surnachev D.V., Marutyanyan O.O., Pugo T.A. Hard-to-recover reserves of gas, liquid petroleum hydrocarbons, bituminous components, rare, rare-earth and noble metals of the gas-saturated part of oil and gas condensate and gas condensate fields at the late stage of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 34–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art3> (In Russ.).

References

1. Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A. Matrix oil: the prospects for mastering a new layer of knowledge // Oil & Gas Journal Russia. 2011. No. 9. P. 70–74. (In Russ.).
2. Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A. et al. Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas condensate field at the final stages of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3> (In Russ.).
3. Dmitriyevsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A. et al. Hard-to-recover resource potential of the gas part of the oil and gas parent carbonate deposits of oil and gas condensate fields at late stages of development: the case of the Orenburg oil and gas condensate field // Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35th anniversary of OGRI RAS. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 67–72. (In Russ.).
4. Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N., Burkhanova I.O. Methodology for estimating the resource potential of the gas-saturated part of oil and gas condensate and gas condensate fields with due regard for the reserves of matrix oil liquid hydrocarbons based on reservoir

thermodynamics (the case of Vuktyl oil and gas condensate field) // SOCAR Proceedings. 2022. No. S2. P. 1–8. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200719> (In Russ.).

5. *Khadzhiev S.N., Aldoshin S.M., Dmitrievskij A.N.* et al. Pat. RU 2731216 C2. Method for complex production and processing of matrix oil. No. 2018138530; Appl. 31.10.2018; Publ. 31.08.2020 // Inventions. Utility models. 2020. Bull. No. 25. 18 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

6. *Ananenkov A.G., Rezunenko V.I., Dmitrievskij A.N.* et al. Pat. RU 2241020 C1. High-molecular hydrocarbon feedstock processing method. No. 2003124144/04; Appl. 05.08.2003, Publ. 27.11.2004 // Inventions. Utility models. 2004. Bull. No. 33. 10 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

7. *Glazov S.V., Zajchenko A.Yu., Kislov V.M.* et al. Pat. RU 2623541 C1. Method of separation of molybdene compounds from heavy oil residues. No. 2016110673; Appl. 23.03.2016; Publ. 27.06.2017 // Inventions. Utility Models. 2017. Bull. No. 18. 6 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

8. *Skibitskaja N.A., Rezunenko V.I., Dmitrievskij A.N.* et al. Pat. RU 2146274 C1. Method of processing high-molecular hydrocarbon stock. No. 98122533/04; Appl. 18.12.1998; Publ. 10.03.2000 // Inventions. Utility models. 2000. Bull. No. 7. 14 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

9. *Khadzhiev S.N., Zekel L.A., Kadieva M.K.* et al. Pat. RU 2614140 C1. Method of hydroconversion of heavy part of matrix oil. No. 2016108130; Appl. 09.03.2016; Publ. 23.03.2017 // Inventions. Utility models. 2017. Bull. No. 9. 12 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

10. *Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N.* et al. Regularity and interrelation of catagenetic processes of organic matter transformation in the composition of the oil and gas-mineral carbonate-organic matrix of hydrocarbon deposits // *New Ideas in Oil and Gas Geology – 2017: Collected papers (from the International Scientific Conference)* / Ed. by A.V. Stupakova. Moscow: Pero, 2017. P. 327–334. (In Russ.).

11. On approval of the list of main types of strategic minerals: Decree of the Government of the Russian Federation as of 30.08.2022 No. 2473-r // Garant Legal Information System. <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405118925/> (Accessed 16.06.2023). (In Russ.).

12. *Skibichkaya N.A., Navrotsky O.K., Burkhanova I.O.* et al. Metal content in high-molecular-weight components of early oil (object of study – Orenburg Oil-Gas-Condensate Field) // *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2016. No. 2(283). P. 23–34. (In Russ.).

13. *Skibitskaya N.A., Navrotsky O.K., Burkhanova I.O.* et al. Microelement content of high-molecular-weight components of the early oil: the case of west and east sections of Orenburg oil-gas-condensate field // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. Iss. 3(22). P. 35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art35> (In Russ.).

14. *Bykova N.* Gallium nitride to replace silicon // *Expert*. 2022. No. 17–18(1250). P. 68–71. (In Russ.).

15. *Asadov D.G.* Research of storage battery types used in electric cars // *International Technical and Economic Journal*. 2011. No. 2. P. 121–124. (In Russ.).

Information about the authors

Anatoly N. Dmitrievsky – Academician of the Russian Academy of Sciences, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Scientific Director of the Institute, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, a.dmitrievsky@ipng.ru

Natalia A. Skibitskaya – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, skibitchka@mail.ru

Nail A. Gafarov – Dr. Sci. (Eng.), independent scientist, Moscow, Russia, na.gafarov@gmail.com

Irina O. Burkhanova – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, burhanova_irina@mail.ru

Mikhail N. Bolshakov – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, rgu2006@mail.ru

Elena G. Domanova – Cand. Sci. (Chem.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, e.domanova@yandex.ru

Dmitry V. Surnachev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, d_surnachev@mail.ru

Oleg O. Marutyan – Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, omarutyan@mail.ru

Tatiana A. Pugo – Leading Engineer, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, antchr@mail.ru

Received 26.05.2023