

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГЕОРЕСУРСЫ

ISSN 1608-5043 (Print)
ISSN 1608-5078 (Online)

Т. 23. № 4. 2021
Часть 2

www.geors.ru

В НОМЕРЕ:

- Исследование компонентного состава органического вещества отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области по результатам литолого-петрофизических и геохимических исследований.....66
Р.С. Хисамов, Н.А. Скибицкая, Н.И. Самохвалов и др.
- Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в геттанг-ааленских терригенных коллекторах Усть-Тымской megавпадины (Томская область).....73
О.А. Локтионова, Л.М. Калинина, И.В. Михайлов

GEORESURSY GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издаётся с 1999 года.

Журнал индексируется в:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)
- РИНЦ

Журнал включен в **Перечень ВАК**

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Главный редактор

Ситдикова Л.М. – к.геол.-мин.н., доцент,
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
Казань, Россия

Редакционная коллегия

Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН,
Томск, Россия

Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН,
Москва, Россия

Лаломов А.В., Институт геологии рудных месторождений,
петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

Нургалиев Д.К., Казанский (Приволжский) федеральный
университет, Казань, Россия

Соколов А.В., ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия
Ступакова А.В., Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Храмченков М.Г., Казанский (Приволжский) федеральный
университет, Казань, Россия

Хуторской М.Д., Геологический институт РАН,
Москва, Россия

Burganov B., Department of Physics, ETH Zurich,
Zurich, Switzerland

Delamaide E., IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada
Kayal J.R., Institute of Seismological Research,
Gandhinagar, India

Koning T., Independent Consultant, Calgary, Canada

Vandenbergh N., K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
Христофорова Д.А.

Технический редактор: Николаев А.В.

Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.

Специалист по переводу: Муравьев А.В. Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя: Россия, 420012, Казань,
ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530. E-mail: mail@geors.ru

Учредитель: Христофорова Д.А. Издатель: ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-38832, выдано
Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных
технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 30.11.2021. Тираж 1000. Свободная цена
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2021 Научно-технический журнал «Георесурсы»

Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons
Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Содержание

Геолого-геохимические исследования, поиск и разведка месторождений

Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных
отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и
Западно-Сибирского бассейнов
(арктические районы Сибири)..... 2
Д.А. Новиков, Е.В. Борисов

О возможности внедрения рентгеновской компьютерной
микротомографии в практику
биостратиграфических исследований..... 12
*А.М. Фазлиахметов, О.В. Артюшкова, Е.О. Стаценко,
Р.И. Кадыров*

Углеводородные системы Крымско-Кавказского
сегмента Альпийской складчатой системы..... 21
*В.Ю. Керимов, Н.Ш. Яндарбиев, Р.Н. Мустаев,
А.А. Кудряшов*

Применение рентгеновской микротомографии
керна в нефтепромысловой геологии 34
*А.А. Пономарев, Д.А. Кобылинский, М.Д. Заватский,
Ю.В. Ваганов, Т.С. Нуруллина*

Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа

Модели нелинейной фильтрации и влияние
параметров нелинейности на дебит скважин в
низкопроницаемых коллекторах 44
М.В. Зайцев, Н.Н. Михайлов, Е.С. Туманова

Сейсмичность и разработка Альметьевской площади
Ромашкинского месторождения углеводородов 51
И.Н. Огнев, А.И. Степанов

Вынос частиц двухфазным фильтрационным потоком
из пористой среды при волновом воздействии..... 58
А.И. Никифоров, Р.В. Садовников

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издаётся с 1999 года.

Журнал индексируется в:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)
- РИНЦ

Журнал включен в **Перечень ВАК**

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Главный редактор

Ситдикова Л.М. – к.геол.-мин.н., доцент,
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
Казань, Россия

Редакционная коллегия

Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН,
Томск, Россия
Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН,
Москва, Россия
Лаломов А.В., Институт геологии рудных месторождений,
петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия
Нургалиев Д.К., Казанский (Приволжский) федеральный
университет, Казань, Россия
Соколов А.В., ООО «ПЕТРОГЕКО», Нижневартовск, Россия
Ступакова А.В., Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
Храмченков М.Г., Казанский (Приволжский) федеральный
университет, Казань, Россия
Хуторской М.Д., Геологический институт РАН,
Москва, Россия
Burganov B., Department of Physics, ETH Zurich,
Zurich, Switzerland
Delamaide E., IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada
Kayal J.R., Institute of Seismological Research,
Gandhinagar, India
Koning T., Independent Consultant, Calgary, Canada
Vandenbergh N., K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
Христофорова Д.А.
Технический редактор: Николаев А.В.
Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.
Специалист по переводу: Муравьев А.В. Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя: Россия, 420012, Казань,
ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530. E-mail: mail@geors.ru
Учредитель: Христофорова Д.А. **Издатель:** ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-38832, выдано
Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных
технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор) от 9 февраля 2010 г.

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 30.11.2021. Тираж 1000. Свободная цена
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2021 Научно-технический журнал «Георесурсы»
Под изданием ООО «Георесурсы»
Материалы журнала доступны под лицензией Creative Commons
Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Содержание

Геологические, геохимические и геофизические исследования

Исследование компонентного состава органического вещества отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области по результатам литолого-петрофизических и геохимических исследований 66
Р.С. Хисамов, Н.А. Скибицкая, Н.И. Самохвалов, К.В. Коваленко, О.К. Навроцкий

Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в геттанг-ааленских терригенных коллекторах Усть-Тымской мегавайдины (Томская область)..... 73
О.А. Локтионова, Л.М. Калинина, И.В. Михайлов

К вопросу о дифференциации расплава в промежуточной камере (на примере дифференцированных интрузивов западного склона Южного Урала) 80
С.Г. Ковалев, С.С. Ковалев

Ресурсы кварцевого сырья Гарганской зоны Восточноаянского кварцитоносного района..... 96
А.М. Федоров, В.А. Макрыгина, А.М. Мазукабзов, А.И. Непомнящих, Д.Ц. Аюржанаева, М.Г. Волкова

О характерных особенностях нафтидов в связи с процессами формирования залежей..... 107
С.А. Пуланова

Экологические исследования

Метод дистанционного зондирования Земли в составе работ по оценке объемов техногенного сырья и экологической обстановки при эксплуатации россыпей 116
В.С. Литвинцев, В.И. Усиков, Ю.А. Озарян, В.С. Алексеев

Оценка экологического состояния поверхностных вод Казани 124
А.М. Шакирзянов, Д.И. Петрова, О.А. Софинская

Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов (арктические районы Сибири)

Д.А. Новиков^{1,2*}, Е.В. Борисов¹

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

²Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия

Приводятся результаты исследований особенностей геохимии и зональности водорастворенных газов в мезозойских отложениях зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Этаж промышленной нефтегазоносности составляет более 3 км и охватывает интервал глубин от 750 до 4000 м. В регионе развиты метановые воды с величиной общей газонасыщенности от 0,3 до 4,6 дм³/дм³ и содержанием СН₄ в среднем от 88,9 до 95,4 об.%. С глубиной наблюдается рост содержаний углекислого газа и гомологов метана, что сопровождается закономерным снижением концентраций метана и азота. В целом, наблюдается схожесть составов водорастворенных газов неокомских и юрских резервуаров ($C_1 > N_2 > C_2 > C_3 > n-C_4 > i-C_4 > CO_2 > i-C_5 > n-C_5$). Водорастворенные газы апт-альб-сеноманских отложений отличаются более низкими содержаниями гомологов метана ($C_1 > N_2 > C_2 > CO_2 > C_3 > i-C_4 > n-C_4 > i-C_5 > n-C_5$), с величиной суммы тяжелых углеводородов, равной 1,44 об.%. Вертикальная зональность состава водорастворенных газов определяется распределением залежей углеводородов в юрско-меловом разрезе. Установлен закономерный рост средних значений коэффициента обогащенности углеводородами (от 37 до 154) и снижение отношений $CH_4/\Sigma TУ$ (от 130 до 7), C_2H_6/C_3H_8 (от 41 до 2) и $i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}$ (от 2,6 до 0,6) от апт-альб-сеноманских резервуаров к юрским. Установлена зона с аномальными значениями Не от 0,4 до 0,9 об.%, в неокомских и среднеюрских отложениях, локализованная на северо-западном склоне Мессояхской наклонной гряды (Аномальная, Турковская, Пеляткинская и Средне-Яровская площади). Природа этой аномалии требует дальнейших исследований.

Ключевые слова: водорастворенные газы, гомологи метана, газонасыщенность подземных вод, газовая зональность, Енисей-Хатангский бассейн, Западная Сибирь, Арктика

Для цитирования: Новиков Д.А., Борисов Е.В. (2021). Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов (арктические районы Сибири). *Георесурсы*, 23(4), с. 2–11. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.1>

Введение

Водорастворенные газы (ВРГ) арктических районов Западной Сибири изучаются со второй половины прошлого века. Первые материалы, полученные при геолого-разведочных работах на нефть и газ, обобщены в работах М.С. Гуревича и Н.Н. Ростовцева (Ростовцев, Равдоникас, 1958). В последующие годы Н.М. Кругликовым, Л.М. Зорькиным, А.Э. Конторовичем, Б.П. Ставицким, А.А. Карцевым, В.М. Матусевичем, А.А. Розиным и многими другими исследователями рассматривались важные вопросы, касающиеся изучения состава и зональности ВРГ, диффузионного рассеяния газа из залежей углеводородов (УВ), а также условия генерации газов, выделения их из подземных вод и формирования газовых залежей (Кругликов, 1964; Конторович, Зимин, 1968; Нуднер, 1970; Кругликов и др., 1985; Карцев и др., 1986; Ставицкий и др., 2004; Матусевич и др., 2005; Курчиков, Плавник, 2009). В последние годы в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН по данной тематике ведется широкий комплекс исследований геохимических

особенностей водорастворенных газов нефтегазоносных отложений осадочных бассейнов Сибири, включая изучаемый регион (Кох, Новиков, 2014; Novikov, 2017; Новиков, 2017; Novikov, 2018; Новиков и др., 2019).

В настоящее время акцент нефтегазопроисловых работ смещается в арктические регионы России. Одним из таких районов является Енисей-Хатангский осадочный бассейн и сопредельные территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В связи со слабой изученностью глубоким бурением исследуемого района резко возрастает роль комплексной интерпретации, имеющихся в научных и производственных организациях геолого-геохимических материалов. Изучение ВРГ, несущих информацию о региональных условиях образования и сохранения залежей нефти и газа, а также процессах взаимодействия в системе вода-газ, открывает новые возможности для решения задач прогноза нефтегазоносности и оценки продуктивности слабоизученных структур и площадей. В этой связи целью представленной работы является выявление особенностей латеральной и вертикальной зональности состава ВРГ на основе результатов гидро-геохимического опробования скважин в зоне сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов в арктическом секторе Сибири.

* Ответственный автор: Дмитрий Анатольевич Новиков
e-mail: novikovda@ipgg.sbras.ru

© 2021 Коллектив авторов

Материалы и объект исследований

Административно регион исследований приурочен к граничным районам Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края (рис. 1). Согласно нефтегазогеологическому районированию Западно-Сибирской провинции, большая часть изучаемой территории расположена в пределах Енисей-Хатангской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей (НГО). Этаж промышленной нефтегазоносности охватывает весь мезозойский комплекс в интервале глубин от 750 до 4000 м. Основные запасы УВ связаны с отложениями нижнего мела. Промышленные скопления выявлены также в породах апт-альб-сеномана

и средней юры. Отдельные залежи установлены в резервуарах нижней и верхней юры, а также верхнего мела. На исследуемой территории открыто 34 месторождения, из которых 12 нефтегазоконденсатных, 9 газоконденсатных, 8 газовых, 3 нефтяных и 2 газонефтяных.

В основу настоящей работы положены результаты исследований 129 проб ВРГ, из отложений апт-альб-сеноманского (10 проб), неокомского (90 проб), верхнеюрского (3 пробы) и нижне-среднеюрского (26 проб) водоносных комплексов, отобранных на 26 площадях, а также результаты по 114 замерам общей газонасыщенности подземных вод. Ранее достоверность и качество

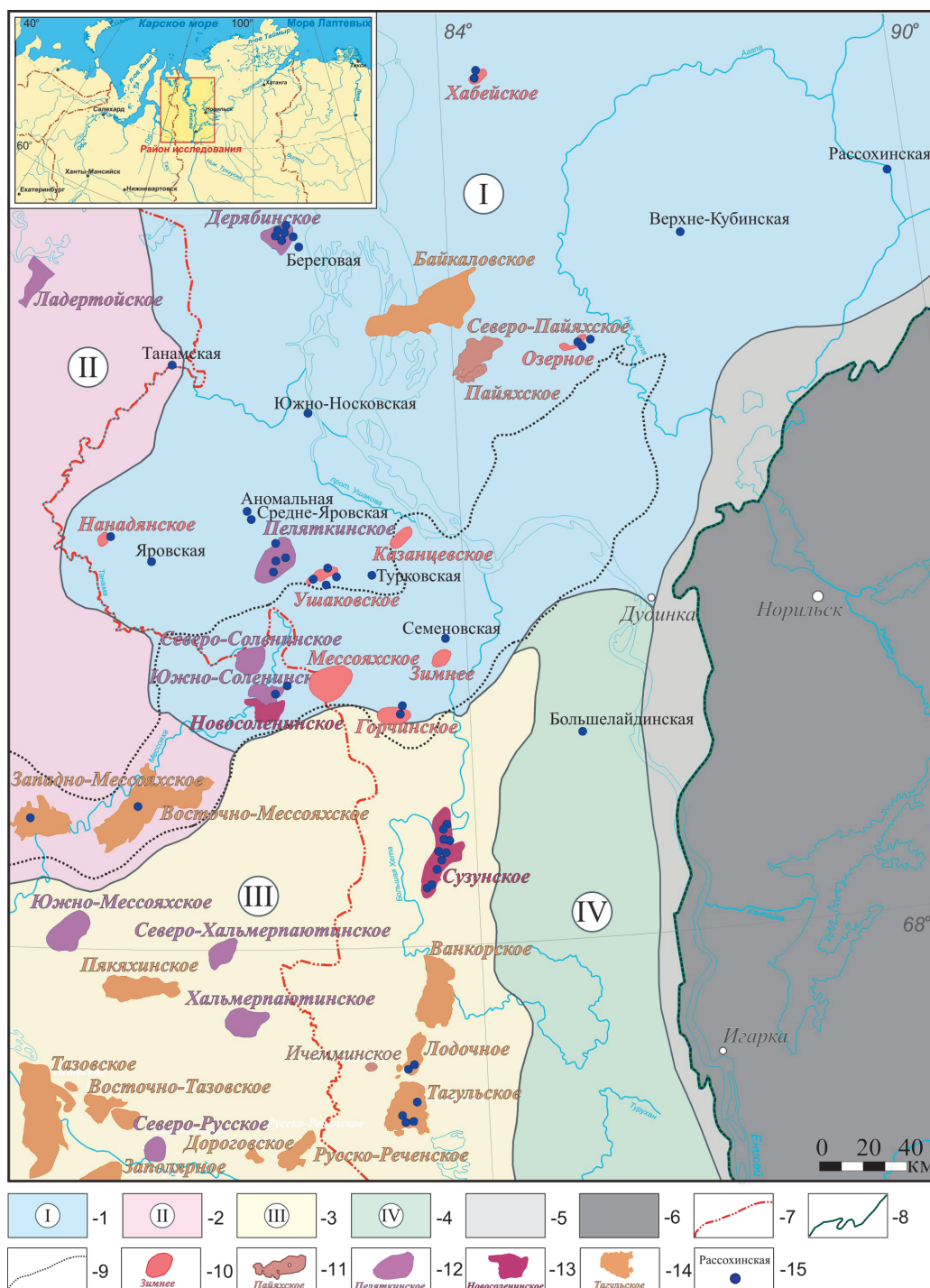


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования. Нефтегазоносные области: 1 – Енисей-Хатангская, 2 – Гыданская, 3 – Пур-Тазовская, 4 – Елогуй-Туруханская; 5 – бесперспективные земли; 6 – зона отсутствия мезозойских отложений; границы: 7 – административные, 8 – распространения мезозойских отложений; 9 – Мессояхской наклонной гряды; месторождения: 10 – газовые, 11 – нефтяные, 12 – газоконденсатные, 13 – газонефтяные, 14 – нефтегазоконденсатные; 15 – скважины с отбором проб ВРГ.

фактического материала была проведена в работах авторов (Novikov, 2018; Новиков, 2020; Новиков, Борисов, 2021).

При анализе использованы следующие коэффициенты: $\Sigma УВ/N_2$ – коэффициент обогащенности углеводородами, $CH_4/\Sigma У$ – коэффициент сухости, C_2H_6/C_3H_8 – коэффициент этанизации и соотношение изомеров бутана $i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}$. Формула состава водорастворенных газов приведена в виде последовательности индивидуальных газовых компонентов – от наибольшей концентрации к наименьшей.

Региональные водоупорные толщи делят разрез на два водоносных этажа: нижний – нерасчлененных образований палеозойского фундамента, триасовых, юрских и меловых отложений, и верхний – верхнемеловых и палеоген-четвертичных отложений (табл. 1). Каждый водоносный этаж подразделяется на отдельные водоносные комплексы. Подробно вопросы гидрогеологической стратификации и районирования рассматривались авторами в работах (Новиков, 2017; Новиков, Борисов, 2020). Выделенные гидрогеологические комплексы, включающие одиннадцать водоносных и одиннадцать водоупорных горизонтов, распространены не повсеместно: значительная их часть выпадает из гидрогеологического разреза вследствие размыва в пределах Мессояхской наклонной гряды (МНГ), разделяющей Енисей-Хатангский (ЕХОБ) и Западно-Сибирский (ЗСОБ) осадочные бассейны.

Результаты исследований и обсуждение

Гидрогеологический разрез мезозойских отложений характеризуется сложнопостроенным гидрогеохимическим

полем. Наблюдается инверсионная гидрогеохимическая зональность, детально изученная в работах прошлых лет (Гинсбург, Иванова, 1977; Кох, Новиков, 2014). При этом установлена прямая газовая зональность, которая проявлена в увеличении средних значений общей газонасыщенности подземных вод с глубиной от 0,3 dm^3/dm^3 в верхах апт-альб-сеноманского до 4,6 dm^3/dm^3 в резервуарах ниже-среднеюрского водоносных комплексов. Состав ВРГ метановый, отмечается рост его гомологов от 1,44 об.% в апт-альб-сеноманском водоносном комплексе до 6,66 об.% в ниже-среднеюрском (средние значения по комплексу). Согласно классификации Л.М. Зорькина (Зорькин и др., 1982) ВРГ изучаемого района представлены всеми четырьмя классами углеводородного типа по содержанию тяжелых углеводородов ($\Sigma У$), об.%: сухим ($\Sigma У < 1$), тощим ($\Sigma У = 1-3$), полужирным ($\Sigma У = 3-5$) и жирным ($\Sigma У > 5$) (рис. 2). Доминируют ВРГ жирного углеводородного класса, которые распространены преимущественно в резервуарах неокомского и ниже-среднеюрского водоносных комплексов. Остановимся подробнее на характеристике состава ВРГ. Учитывая большой массив данных по геохимии водорастворенных газов, в таблице 2 авторами приводятся только типовые пробы.

В составе ВРГ *апт-альб-сеноманского водоносного комплекса* преобладает метан с содержанием 90,8–98,9 об.%. В периферийных районах выявлены газы с существенной долей азота – до 30 об.% и более. Такая картина в целом характерна для всего Западно-Сибирского осадочного бассейна. Так, например, в пределах Приуральской НГО, расположенной в его северо-западной части,

Водоносный этаж	Индекс	Водоносный ярус	Водоносный комплекс	Индекс	Горизонт	Свита	Индекс
Верхний	1(K ₁ -Q)	кайнозойский (KZ)	палеоген-четвертичный	8(p-Q)	полигенетический водоносный горизонт	—	2(P ₁ -Q)
			верхнемеловой	8(K ₂)	кампан-маастихтский водоносный	танамская K ₂ (tn)	2(K ₂ cp ₂ -K ₂ m)
					нижекампанский относительно водоупорный	салпадаяхинская K ₂ (spd)	3(K ₂ cp ₁)
Нижний	9(PZ-MZ)	мезозойский (MZ)	апт-альб-сеноманский	8(K ₁ a-K ₂ s)	среднетуронско-сантонский водоносный	насоновская K ₂ (ns)	2(K ₂ t ₂ -K ₂ st)
					верхнесеноманско-туронский водоупорный	дорожковская K ₂ (drzh)	4(K ₂ s ₃ -K ₂ t ₁)
					среднеальбско-сеноманский водоносный	долганская K ₂ (dlg)	2(K ₂ al ₂ -K ₂ s ₂)
			неокомский	8(K ₁ v-K ₂ a ₁)	среднеаптско-альбский водоупорный	яковлевская K ₂ (jak)	4(K ₂ a ₁ -K ₂ al ₂)
					берриаско-нижеаптский водоносный	K ₂ (nch-sd-mch) K ₂ (shur-bkl-mch)	2(K ₁ b-K ₂ a ₁)
			верхнеюрский	8(J ₃)	кимериджско-нижеберриаский водоупорный	яновстанская (J ₃ nv)	4(J ₃ km-K ₁ b ₁)
					оксфордский водоносный	сиговская (J ₃ sg)	2(J ₃ o)
					келловейский водоупорный	точинская (J ₃ tch)	4(J ₂ c)
					батско-берриаский водоупорный	гольчихинская (J ₃ gl)	4(J ₃ bt-K ₁ b)
			ниже-среднеюрский	8(J _{1,2})	верхнебайосско-батский водоносный	малышевская (J ₂ ml)	2(J ₂ b ₂ -J ₂ bt)
					верхнебайосский водоупорный	леонтьевская (J ₂ ln)	4(J ₂ b ₂)
					нижебайосский водоносный	вымская (J ₂ wm)	2(J ₂ b ₁)
					ааленский водоупорный	лайдинская (J ₂ ld)	4(J ₂ a)
					верхнетоарский водоносный	надояхская (J ₂ nd)	2(J ₂ t ₂)
					нижнетоарский водоупорный	китербютская (J ₂ kt)	4(J ₂ t ₁)
					верхнеплинсбахский водоносный	шараповская (J ₂ sh)	2(J ₂ p ₂)
					верхнеплинсбахский водоупорный	левинская (J ₂ lv)	4(J ₂ p ₂)
					геттангско-нижеплинсбахский водоносный	зимняя (J ₂ zm)	2(J ₂ g-J ₂ p ₁)
					индско-рэтский водоупорный	—	4(T ₁ i-T ₃ r)
			триасовый	8(T)	индско-рэтский водоупорный	—	4(T ₁ i-T ₃ r)
			палеозойский (PZ)	палеозойский нерасчлененный 8(Pz)			

Табл. 1. Гидрогеологическая стратификация зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов

содержание N_2 достигает 10–20 об.%, что свидетельствует о региональной промытости этих отложений инфильтрационными водами в прибортовых районах (Novikov, Sukhorukova, 2015). Доминирует сухой углеводородный класс с содержанием $\Sigma TУ$ в составе ВРГ менее 1,0 об.%. На этом фоне установлены единичные объекты, относящиеся к тощему углеводородному классу на Озерной площади ($\Sigma TУ = 1,11–2,15$ об.%) в ЕХОБ и Тагульской (1,41 об.%) в ЗСОБ; полужирному – на Озерной площади (3,76 об.%) в скв. 7, интервал 1170–1177 м); жирному – на Лодочной площади, с содержанием $\Sigma TУ$ 5,3 об.%. Необходимо отметить, что в арктических районах Надым-Тазовской НГО содержание гомологов метана достигает более высоких значений: 10,19 об.%, на Северо-Иохтурском, 3,36–7,72 об.%, на Береговом и 5,21 об.%, на Харампурском месторождениях (Шварцев, Новиков, 2004; Новиков, 2019). Содержание CO_2 по комплексу варьирует в интервале 0,03–1,51 об.%, N_2 – 0,35–3,81 об.%, H_2 – 0,01–0,08 об.%. Концентрации аргона не превышают 0,03 об.%, гелий содержится в следовых количествах.

Неокомский водоносный комплекс, как и вышезалегающий апт-альб-сеноманский, характеризуется метановым составом ВРГ углеводородного класса. Содержание метана изменяется в широком диапазоне от 64,4 до 99,9 об.%. На этом фоне выделяется объект в скв. 310 Нанадянской площади, где его концентрация равна 24,1 об.%. Помимо невысокого содержания CH_4 ВРГ этой площади также характеризуются крайне низкими значениями $\Sigma TУ$ до 0,69 об.%, и высокими N_2 , достигающими 74,5 об.%, что может свидетельствовать о промытости этой зоны инфильтрационными водами. Ниже по разрезу этого не отмечается, и в составе ВРГ преобладают углеводородные компоненты с содержанием азота до 3,2–3,7 об.%. Превалируют полужирный и жирный углеводородные классы с содержанием $\Sigma TУ$ в составе ВРГ более 3,0 об.%. Максимальные концентрации $\Sigma TУ$ отмечены в приконтурных водах газоконденсатных и нефтяных залежей Пеляткинского, Дерябинского, Сузунского и других месторождений, где они изменяются в интервале от 5,29 до 17,70 об.%. Для сравнения в соседней Надым-Тазовской НГО содержания

гомологов метана достигают более высоких значений: от 27,9 до 30,9 об.%, на Вынгаяхинском; 31,7–32,4 об.%, на Тарасовском; 24,3–32,4 об.%, на Западно-Таркосалинском; 25,9–31,6 об.%, на Усть-Харампурском; 25,1–31,4 об.%, на Комсомольском и 25,8–31,6 об.%, на Пангодинском месторождениях (Шварцев, Новиков, 2004; Новиков, 2019). В целом по комплексу, в составе водорастворенного газа среднее содержание N_2 обычно не превышает 4–6 об.%, лишь в отдельных интервалах Верхнекубинской, Горчинской, Нанадянской, Средне-Яровской, Озерной, Сузунской, Токачинской и Яровской площадей отмечены его концентрации более 10 об.%.

Концентрации CO_2 составляют 0,02–3,52 об.%, (чаще десятые доли процента); H_2 изменяются от следовых до 2,13 об.%, в среднем составляя 0,21 об.%. В единичных пробах содержания аргона составляют 0,02 об.%. Обычно содержания гелия в составе ВРГ не превышают сотых долей процента. Однако детальный анализ имеющихся данных выявил группу объектов с аномальными значениями He от 0,5 до 0,9 об.%, в группе скважин расположенных близ северо-западного склона МНГ (Аномальная, Пеляткинская и Средне-Яровская площади) (рис. 1). Природа этой аномалии требует дальнейшего изучения.

ВРГ **верхнеюрского водоносного комплекса** изучаемого региона характеризуются крайне низкой степенью изученности. К настоящему времени имеется всего три пробы водорастворенных газов, одна из которых отобрана в пределах ЕХОБ (скв. 1 Рассохинской площади), вторая – в пределах МНГ (скв. 24 Южно-Соленинской площади) и третья проба – в пределах ЗСОБ (скв. 1 Большелайдинской площади). При этом в составе ВРГ Рассохинской площади доминирует азот (61,37 об.%), что свидетельствует о промыве древними инфильтрационными водами верхнеюрских отложений. В оставшихся двух пробах преобладает метан (92,1–98,7 об.%,); содержания N_2 составляют 1,30–2,56 об.%; CO_2 – 0,16 об.%, (Южно-Соленинская площадь) и He – 0,005–0,014 об.%. Содержание гомологов метана установлено лишь в скв. 24 Южно-Соленинской площади и равно 5,15 об.%. Имеющиеся данные позволяют отнести ВРГ изученных проб верхнеюрского комплекса к сухому

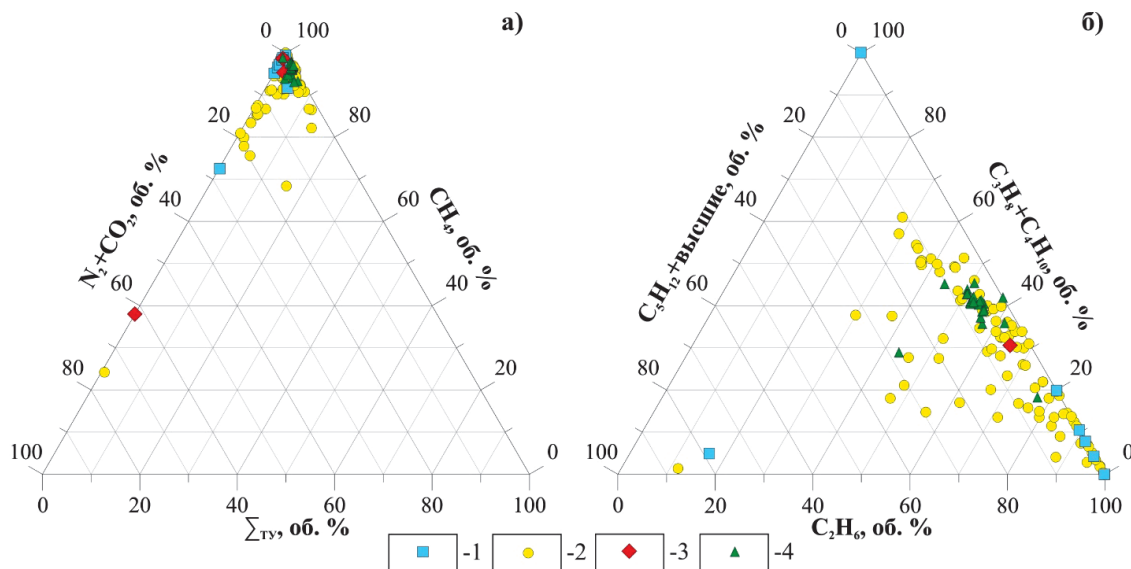


Рис. 2. Диаграммы общего состава (а) и состава тяжелой углеводородной фракции ВРГ (б) зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – нижне-среднеюрский.

(скв. 1 Большелайдинской площади) и жирному (скв. 24 Южно-Соленинской площади) углеводородным классам.

Как и в вышележащих отложениях, в пределах *нижне-среднеюрского водоносного комплекса* развиты ВРГ метанового состава углеводородного класса. В исследуемом регионе доминирует жирный тип ВРГ с содержанием гомологов метана более 5 об.%. Исключением является проба из скв. 2 Турковской площади, где ΣТУ составляет 3,89 об.%. Содержание метана варьирует от 86,0 до 94,9 об.%, в среднем составляя 92,4 об.%. Концентрации ΣТУ изменяются в диапазоне 3,89–12,19 об.%. Максимальные их значения установлены на Сузунской (10,15 об.%), Семеновской (11,88 об.%) и Средне-Яровской (12,19 об.%) площадях. Для остальных изученных объектов средние величины ΣТУ составляют 6,32 об.%. В сравнении ВРГ нижне-среднеюрских резервуаров Надым-Тазовской НГО отличаются более высокими содержаниями ΣТУ, которые в отдельных интервалах достигают 30,1 об.% (Шварцев, Новиков, 2004; Новиков, 2019). Среди тяжелых углеводородов преобладает этан с его содержаниями 1,69–9,18 об.%. Концентрации C₃H₈ не превышают 3,30 об.%; i-C₄H₁₀ – 0,76 об.%; n-C₄H₁₀ – 0,93 об.%; i-C₅H₁₂ – 0,56 об.%; n-C₅H₁₂ – 0,80 об.% и C₆H₁₄ – 0,16 об.%. Содержания N₂ изменяются от 0,64 до 2,9 об.%, при среднем – 1,4 об.%;

CO₂ – от 0,10 до 1,56 об.%, при среднем – 0,37 об.%. Концентрации H₂ в ВРГ составляют от тысячных долей до 1,3 об.%, благородных газов: He – от следовых до 0,02 об.%, Ar – не превышают 0,03 об.%. Обращают на себя внимание аномально обогащенные гелием пробы из ранее отмеченного района на северо-западном склоне МНГ (Средне-Яровская и Турковская площади), где его концентрации составляют 0,4–0,5 об.%.
Сравнительный анализ состава ВРГ юрско-неокомских отложений выявил схожие спектры распределения средних содержаний газов (рис. 3а). ВРГ апт-альб-сеноманских отложений характеризуются более низкими концентрациями гомологов метана. Средние содержания отличаются по C₂H₆ в 2,7 раза; C₃H₈ – в 18,9; i-C₄H₁₀ – в 4,9; n-C₄H₁₀ – в 42,5 и C₅H₁₂ – в 66,6. ВРГ верхнеюрских резервуаров также имеют относительно более легкий состав гомологов по сравнению с нижне-среднеюрскими и неокомскими. Разница в концентрациях варьирует от 0,95 до 2,56 раз. Это обстоятельство свидетельствует о большей промытости верхнеюрских пород древними инфильтрационными водами на восточном борту ЕХОБ (Кох, Новиков, 2014; Борисов, 2019; Новиков, Борисов, 2021). В осевой части ЕХОБ верхнеюрский комплекс представлен глинами гольчихинской свиты, служившей

Площадь, № скв.	Элементный состав, об. %											ΣТУ	ΣУВ	CH ₄	C ₂ H ₆	iC ₄ H ₁₀
	CO ₂	N ₂	He	Ar	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄		N ₂	ΣТУ	C ₃ H ₈	nC ₄ H ₁₀
Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс																
Восточно-Мессояхская, 35	0,00	1,73	-	0,001	-	98,9	0,00	0,018	0,01	0,00	-	0,03	57	3508	-	0,4
Горчинская, 1	0,10	1,53	-	-	0,08	98,3	-	-	-	-	-	0,00	64	-	-	-
Западно-Мессояхская, 21	0,00	0,40	0	0,001	0,00	98,9	0,61	0,14	0,01	0,00	-	0,76	286	130	4	2,7
Лодочная, 5	1,51	2,40	-	0,030	0,01	90,8	0,87	0,01	0,15	4,17	-	5,30	40	17	87	48,0
Озерная, 7	0,06	2,57	-	-	-	95,2	2,06	0,05	0,04	-	-	2,15	38	44	41	1,0
Пеляткинская, 14	0,05	1,14	-	-	-	98,7	0,08	-	-	-	-	0,08	87	1234	-	-
Тагульская, 11	0,10	1,97	-	-	-	96,5	1,41	-	-	-	-	1,41	50	68	-	-
Неокомский водоносный комплекс																
Верхнекубинская, 2	-	14,94	0,0070	-	1,613	80,1	2,31	0,53	0,33	0,13	-	3,30	6	24	4	0,7
Горчинская, 1	-	13,05	0,0110	-	0,360	83,4	1,80	0,62	0,46	0,16	-	3,19	7	26	3	0,7
Дерябинская, 13	0,35	9,98	0,0010	-	0,001	82,2	5,14	1,67	0,58	0,12	-	7,51	9	11	3	0,6
Лодочная, 6	-	0,81	-	-	0,550	95,6	1,89	0,48	0,42	0,29	-	3,08	122	31	4	3,7
Нанадянская, 310	-	3,74	0,1000	-	0,400	92,8	0,89	0,29	0,83	0,81	0,15	2,97	26	31	3	3,3
Озерная, 4	0,65	17,65	-	-	-	78,2	2,14	0,33	0,70	0,29	-	3,46	5	23	6	3,1
Пеляткинская, 5	1,43	0,93	0,1000	-	0,200	93,4	2,80	0,12	0,41	0,60	-	3,93	105	24	23	1,1
Средне-Яровская, 1	0,26	3,32	-	-	0,103	91,4	3,61	0,45	0,38	0,46	-	4,89	29	17	8	0,4
Сузунская, 17	0,15	1,91	0,0210	-	0,002	94,3	1,82	0,86	0,66	0,33	-	3,66	51	26	2	0,6
Южно-Носковская, 318	-	7,03	-	-	-	89,1	2,38	0,41	0,24	0,82	-	3,85	13	23	6	0,5
Верхнеюрский водоносный комплекс																
Большелайдинская, 1	-	1,30	0,0140	-	-	98,7	-	-	-	-	-	0,00	76	-	-	-
Южно-Соленинская, 24	0,16	2,56	0,0050	-	-	92,1	3,36	1,11	0,46	0,22	-	5,15	38	18	3	0,8
Нижне-среднеюрский водоносный комплекс																
Дерябинская, 5	0,52	-	-	-	0,016	92,4	3,81	1,85	0,97	0,42	-	7,05	-	13	2	0,7
Дерябинская, 5	0,13	-	0,0002	-	-	93,6	3,31	1,62	0,93	0,46	-	6,32	-	15	2	0,6
Семеновская, 2	-	-	0,0200	-	-	88,1	9,18	1,78	0,36	0,56	-	11,88	-	7	5	-
Средне-Яровская, 4	-	0,88	0,5000	-	0,400	86,0	6,72	3,30	1,60	0,57	-	12,19	112	7	2	0,7
Сузунская, 4	0,50	1,20	-	0,030	0,020	88,1	5,14	3,00	1,58	0,43	-	10,15	82	9	2	0,9
Турковская, 2	-	0,64	0,4000	-	0,190	94,9	1,69	0,25	0,87	0,92	-	3,89	154	24	7	0,6
Ушаковская, 1	-	0,74	-	-	1,300	91,2	3,89	1,34	1,07	0,50	-	6,80	132	13	3	0,6
Хабейская, 1	0,30	2,90	-	-	-	89,4	4,57	1,55	1,10	0,19	-	7,41	33	12	3	0,3
Южно-Соленинская, 25	1,56	-	-	-	0,007	91,1	3,29	1,79	1,52	0,75	-	7,35	-	12	2	0,8

Табл. 2. Типовые пробы водорастворенных газов нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Примечание: «-» – нет данных.

основной нефтепроизводящей толщей для выше- и низезалегающих неокомских и ниже-среднеюрских резервуаров (Никитенко и др., 2020), что объясняет наибольшую степень родства состава ВРГ этих комплексов. Установленные закономерности подтверждаются величинами основных геохимических коэффициентов (рис. 3а).

Дальнейший анализ ВРГ неокомского и ниже-среднеюрского водоносных комплексов показал, что имеющиеся данные делятся на три однородные геохимические совокупности, территориально приуроченные к трем крупнейшим тектоническим элементам исследуемого региона: Енисей-Хатангскому региональному прогибу, Западно-Сибирской гемиянтеклизе и разделяющей их Мессояхской наклонной гряде. Состав ВРГ неокомских резервуаров МНГ отличается более низкими, по сравнению с ЕХОБ

и ЗСОБ, содержаниями ΣTU и повышенными концентрациями водорода – до 0,5 об.% (рис. 3б). Состав ВРГ ниже-среднеюрского водоносного комплекса в целом схож на всей исследуемой территории. Незначительные отличия наблюдаются по среднему содержанию водорода и гомологов метана (рис. 3в). При этом воды ЗСОБ в большей степени обогащены этаном, пропаном и бутаном.

Как отмечалось выше, в зоне сочленения ЕХОБ и ЗСОБ развит нормальный (прямой) тип зональности ВРГ. С глубиной наблюдается монотонное снижение концентраций азота и метана, что сопровождается закономерным ростом содержаний гомологов метана и углекислого газа (рис. 4а-г). Так, средние концентрации метана изменяются от 94,0 об.% в апт-альб-сеноманском комплексе до 92,6 об.% в водах ниже-среднеюрских резервуаров.



Рис. 3. Средний состав ВРГ нефтегазоносных отложений зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов с учетом основных геохимических коэффициентов ($\text{CH}_4/\Sigma\text{TU}$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$ и $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_4\text{H}_{10}$). а) водоносные комплексы: 1 – апт-альб-сеноманский, 2 – неокомский, 3 – верхнеюрский, 4 – ниже-среднеюрский. б-в) изученные районы: 1 – Енисей-Хатангский бассейн, 2 – Мессояхская наклонная гряда, 3 – Западно-Сибирский бассейн.

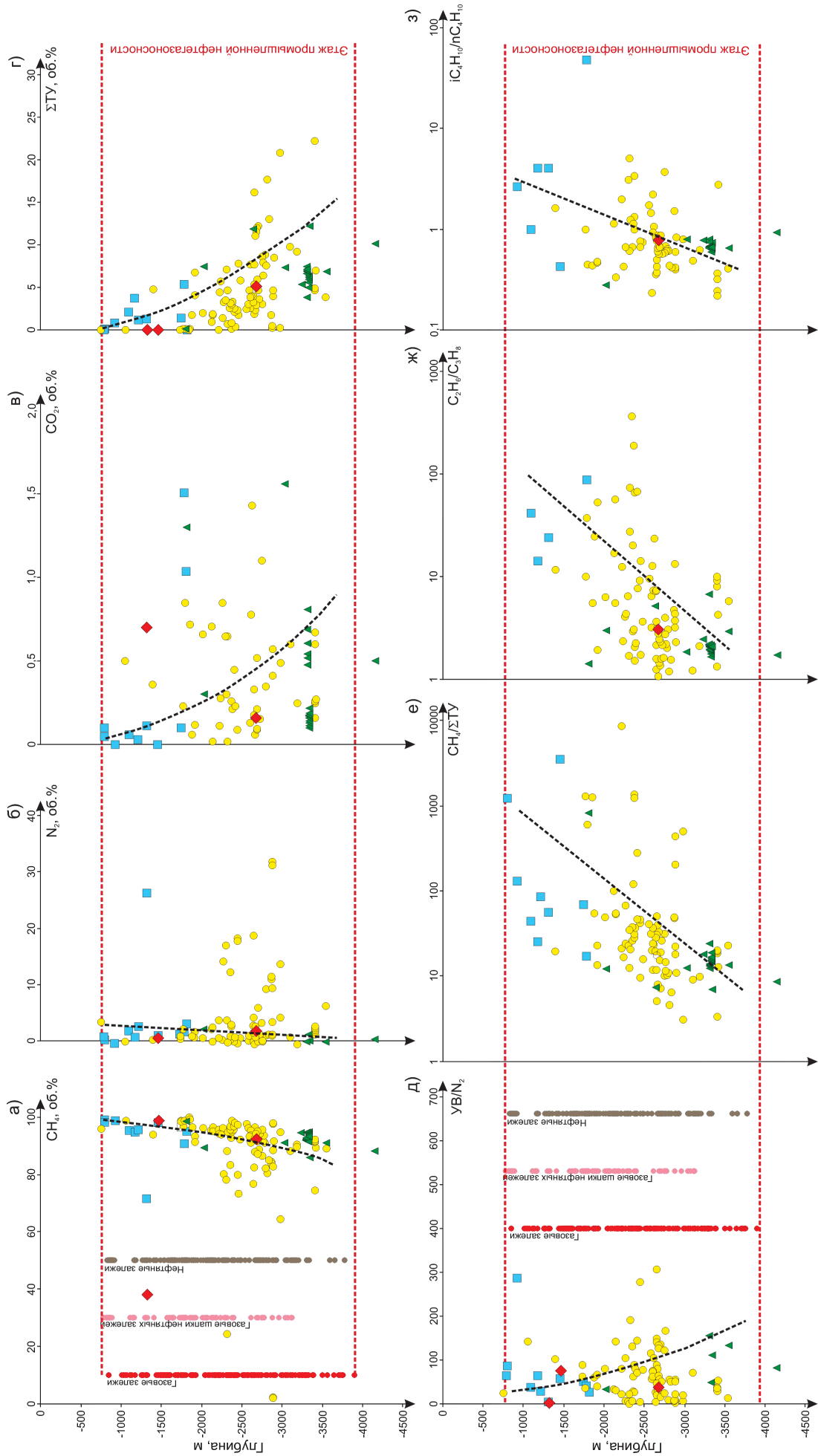


Рис. 4. Изменение с глубиной содержания CH_4 (а), N_2 (б), CO_2 (в), ΣTU (г) и коэффициентов U/N_2 (д), $CH_4/\Sigma TU$ (е), C_2H_6/C_3H_8 (ж), iC_4H_{10}/nC_4H_{10} (з) в ВРГ зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Условные обозначения см. рис. 2.

Минимальные концентрации метана характеризуют ВРГ неокома с его содержанием – 88,9 об.%. Средние концентрации азота изменяются от 4,3–5,1 об.% в меловых комплексах до 1,4–1,9 об.% в юрских. Средние значения ΣTU растут от 1,44 об.% в апт-альб-сеноманских резервуарах до 6,66 об.% в отложениях нижней и средней юры (рис. 4г). При этом доминирует среди гомологов этан.

Его средние концентрации постепенно растут с глубиной и составляют 1,18 об.% в апт-альб-сеноманском комплексе; 2,81 об.% – в неокомском; 3,36 об.% – в верхнеюрском и 3,64 об.% – в нижне-среднеюрском. Поведение пропана, бутана, пентана и гексана носит более сложный характер: в максимальной степени ими обогащены воды неокомских резервуаров (рис. 3а). Схожее распределение по разрезу имеют и средние содержания углекислого газа, которые варьируют в узком интервале 0,16–0,48 об.%. Установлено, что с глубиной происходит закономерный рост от апт-альб-сеноманских резервуаров к юрским средним значениям коэффициента обогащенности углеводородами (от 37 до 154) и снижение отношений $\text{CH}_4/\Sigma\text{TU}$ (от 130 до 7), $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_3\text{H}_8$ (от 41 до 2) и $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ (от 2,6 до 0,6) (рис. 4д-з).

Выводы

Таким образом, по результатам проведенных исследований установлено следующее.

1) С увеличением глубины залегания и возраста нефтегазоносных комплексов в зоне сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского осадочных бассейнов возрастает время рассеяния углеводородов из залежей, сформированных на прошлых этапах геохимического развития системы вода-газ. С ужесточением термобарического поля уровень генерации углеводородов продолжает оставаться высоким, что сопровождается смещением процессов газообразования в сторону жидких компонентов и гомологов метана. Поэтому обнаружение высокогазонасыщенных вод (до 4,6 $\text{дм}^3/\text{дм}^3$) в нижне-среднеюрских резервуарах, обогащенных гомологами метана, является закономерным и позволяет весьма высоко оценивать их перспективы.

2) Для исследуемого района установлена схожесть составов ВРГ неокомских и юрских резервуаров ($\text{C}_1 > \text{N}_2 > \text{C}_2 > \text{C}_3 > n\text{-C}_4 > i\text{-C}_4 > \text{CO}_2 > i\text{-C}_5 > n\text{-C}_5$). ВРГ апт-альб-сеноманских отложений отличаются более низкими содержаниями гомологов метана ($\text{C}_1 > \text{N}_2 > \text{C}_2 > \text{CO}_2 > \text{C}_3 > i\text{-C}_4 > n\text{-C}_4 > i\text{-C}_5 > n\text{-C}_5$), с величиной ΣTU равной 1,44 об.%. Вертикальная зональность состава ВРГ во многом определяется палеогидрогеологической историей вмещающих отложений и настоящим распределением залежей углеводородов в юрско-меловом разрезе.

3) Выявлена и локализована гелиевая аномалия на северо-западном склоне Мессояхской наклонной гряды в пределах небольшой территории, ограниченной Аномальной, Турковской, Пеляткинской и Средне-Яровской площадями. Содержания He в границах зоны отличаются на несколько математических порядков от фоновых значений, типичных для территории исследования, и составляют 0,4–0,9 об.%. Природа аномалии требует дальнейшего детального изучения.

Финансирование

Исследования проводились при финансовой поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0017, 0331-2019-0025; РФФИ в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики»; РФФИ и Правительства Ямало-Ненецкого автономного округа в рамках научного проекта № 19-45-890005.

Литература

- Борисов Е.В. (2019). Вопросы корреляции и индексации продуктивных пластов группы СГ сиговской свиты в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 4(40), с. 67–79. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-4-67-79>
- Нуднер В.А. (1970). Гидрогеология СССР. Т. XVI: Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). М.: Недра, 368 с.
- Гинсбург Г.Д., Иванова Г.А. (1977). Некоторые характерные черты геохимической зональности подземных вод в юго-западной части Енисей-Хатангского прогиба. *Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы*. Л.: НИИГА, с. 70–82.
- Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. (1982). Нефтегазопойсковая гидрогеология. М.: Недра, 216 с.
- Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. (1986). Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 224 с.
- Конторович А.Э., Зимин Ю.Г. (1968). Об условиях формирования химического состава подземных вод Западно-Сибирской низменности. *Труды СНИИГГиМС*, 46, с. 83–95.
- Кох А.А., Новиков Д.А. (2014). Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна. *Водные ресурсы*, 41(4), с. 375–386.
- Кругликов Н.М. (1964). Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна. Л.: Недра, 166 с.
- Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. (1985). Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л.: Недра, 279 с.
- Курчиков А.Р., Плавник А.Г. (2009). Кластеризация гидрогеохимических данных в задачах оценки прогнозных ресурсов углеводородов нефтегазоносных комплексов Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 50(11), с. 1218–1226.
- Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. (2005). Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень: ТюмГНГУ, 225 с.
- Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Родченко А.П., Левчук Л.К., Пещевская Е.Б., Фурсенко Е.А. (2020). Гольчихинская свита (верхи бата-низы борейального берриаса) Енисей-Хатангского прогиба (запад Северо-Сибирской низменности). *Геология и геофизика*, 61(4), с. 508–526.
- Новиков Д.А. (2017). Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геодинамика и тектонофизика*, 8(4), с. 881–901. <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0322>
- Новиков Д.А. (2019). О зональности водорастворенных газов нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья. *Интерэкспо ГЕО-Сибирь*, 2(1), с. 133–140. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2019-2-1-133-140>
- Новиков Д.А., Вакуленко Л.Г., Ян П.А. (2019). Особенности латеральной гидрогеохимической и аутигенно-минералогической зональности оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья. *Геология и геофизика*. 60(6), с. 843–859. DOI: 10.15372/GiG2019041
- Новиков Д.А. (2020). Характер равновесий в системе вода-газ на примере юрско-меловых нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии. *Геология и геофизика*, 61(8), с. 1074–1092. DOI: 10.15372/GiG2019179
- Новиков Д.А., Борисов Е.В. (2020). Особенности гидрогеологической стратификации нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского бассейна. *Известия ВУЗов. Нефть и Газ*, 1, с. 42–52. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-1-42-52>
- Новиков Д.А., Борисов Е.В. (2021). Прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. *Геология и геофизика*, 62(2), с. 216–237. DOI: 10.15372/GiG2020119

Ростовцев Н.Н., Равдоникас О.В. (1958). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. М.: Гостоптехиздат, 391 с.

Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. (2004). Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 826–832.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. (2004). Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 45(8), с. 1008–1020.

Novikov D.A. (2017). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780–788. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012048>

Novikov D.A. (2018). Theoretical substantiation of application of the hydrocarbon accumulation prospecting technique in Western Siberia based on the study of water-gas equilibria. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1). <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703–8719. <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Сведения об авторах

Дмитрий Анатольевич Новиков – кандидат геол.-мин. наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Евгений Владиславович Борисов – научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа арктических регионов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 20.07.2020;

Принята к публикации 09.08.2021; Опубликовано 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geochemistry of water-soluble gases in the oil and gas bearing sediments of the zone of junction between the Yenisei-Khatanga and the West Siberian basins (the Arctic regions of Siberia)

D.A. Novikov^{1,2*}, E.V. Borisov¹

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry A. Novikov, e-mail: novikovda@ipgg.sbras.ru

Abstract. The results of the studies of geochemical and zoning features of water-dissolved gases in the Mesozoic sediments of the junction between the Yenisei-Khatanga and the West Siberian basins are reported. The stage of industrial oil and gas content is more than 3 km thick and involves the depth range from 750 to 4000 m. Waters occurring in the region contain methane, their total gas saturation is 0.3 to 4.6 dm³/dm³, and CH₄ content in 88.9 to 95.4 vol. % on average. An increase in the concentrations of carbon dioxide and methane homologues is observed with an increase in the depth, which is accompanied by a regular decrease in the concentrations of methane and nitrogen. In general, water-dissolved gases from the Neocomian and Jurassic reservoirs have similar compositions (C₁ > N₂ > C₂ > C₃ > n-C₄ > i-C₄ > CO₂ > i-C₅ > n-C₅). The water-dissolved gases of the Aptian-Albian-Cenomanian sediments are distinguished by lower concentrations of methane homologues (C₁ > N₂ > C₂ > CO₂ > C₃ > i-C₄ > n-C₄ > i-C₅ > n-C₅), with the total content of heavy hydrocarbons (HHC) equal to 1.44 vol. %. Vertical zoning of the composition of water-dissolved gases is determined by the distribution of hydrocarbon pools in the Jurassic-Cretaceous section. A regular increase in the average values of the factor of enrichment with hydrocarbons (HC) (from 37 to 154) was established, along with a decrease in the ratio of CH₄/ΣHHC (from 130 to 7), C₂H₆/C₃H₈ (from 41 to 2) and i-C₄H₁₀/n-C₄H₁₀ (from 2.6 to 0.6) from the Aptian-Albian-Cenomanian reservoirs to the Jurassic ones. The zone with anomalous He concentrations within the range of 0.4–0.9 vol. % was detected in the Neocomian and Middle Jurassic sediments. This zone is localized at the north-western slope of the Messoyakh inclined ridge (the Anomalnaya, Turkovskaya, Pelyatinskaya and

Sredne-Yarovskaya areas). The nature of this anomaly needs further studies.

Keywords: water-dissolved gases, methane homologues, gas saturation of groundwaters, gas zoning, the Yenisei-Khatanga basin, West Siberia, the Arctic

Acknowledgements

The studies were carried out with financial support from the Program of Fundamental Research under Projects No. 0331-2019-0017, 0331-2019-0025; from the Russian Foundation for Basic Research under Project No. 18-05-70074 Resources of the Arctic; from the Russian Foundation for Basic Research and the Government of the Yamal-Nenets Autonomous District within research project No. 19-45-890005.

Recommended citation: Novikov D.A., Borisov E.V. (2021). Geochemistry of water-soluble gases in the oil and gas bearing sediments of the zone of junction between the Yenisei-Khatanga and the West Siberian basins (the Arctic regions of Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 2–11. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.1>

References

- Borisov E.V. (2019). Issues of correlation and indexation of productive SG strata of the Sigovskaya formation in the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya i mineral'no-syr'yevyye resursy Sibiri*, 4(40), pp. 67–79. (In Russ.). <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-4-67-79>
- Ginsburg G.D., Ivanova G.A. (1977). Some characteristic features of the geochemical zoning of groundwater in the southwestern part of the Yenisei-Khatanga trough. *Geologiya i neftegazonosnost' mezozoysskikh progibov severa Sibirskoy platformy*. Leningrad: NIIGA, pp. 70–82. (In Russ.)
- Kartsev A.A., Vagin S.B., Matusevich V.M. (1986). Hydrogeology of oil and gas basins. Moscow: Nedra, 224 p. (In Russ.)

Kokh A.A., Novikov D.A. (2014). Hydrodynamic conditions and vertical hydrogeochemical zonality of groundwater in the Western Khatanga Artesian Basin. *Water Resources*, 41(4), pp. 396–405. <https://doi.org/10.1134/S0097807814040083>

Kontorovich A.E., Zimin Y.G. (1968). On the conditions for the formation of the chemical composition of groundwater in the West Siberian Lowland. *Trudy SNIIGiMS*, 46, pp. 83–95. (In Russ.)

Kruglikov N.M. (1964). Hydrogeology of the northwestern side of the West Siberian artesian basin. Leningrad: Nedra, 166 p. (In Russ.)

Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., Yakovlev O.N. (1985). Hydrogeology of the West Siberian oil and gas basin and features of the formation of hydrocarbon deposits. Leningrad: Nedra, 279 p. (In Russ.)

Kurchikov A.R., Plavnik A.G. (2009). Clustering of groundwater chemistry data with implications for reservoir appraisal in West Siberia. *Russ. Geol. Geophys.*, 50(11), pp. 943–949. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.003>

Matusevich V.M., Ryl'kov A.V., Ushatinskiy I.N. (2005). Geofluidic systems and problems of oil and gas potential of the West Siberian megabasin. Tyumen: TyumGNGU, 225 p. (In Russ.)

Nikitenko B.L., Devyatov V.P., Rodchenko A.P., Levchuk L.K., Peshchevitskaya Ye.B., Fursenko Ye.A. (2020). The Gol'chikha Formation (Upper Bathonian–Lower Boreal Berriasian) of the Yenisei–Khatanga Depression (West of the North Siberian Lowland). *Russ. Geol. Geophys.*, 61(4), pp. 412–427. <https://doi.org/10.15372/RGG2019082>

Novikov D.A. (2017a). Hydrogeological conditions for the presence of oil and gas in the western segment of the Yenisei–Khatanga regional trough. *Geodynamics & Tectonophysics*, 8(4), pp. 881–901. (In Russ.). <https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0322>

Novikov D.A. (2017b). Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5), pp. 780–788. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/193/1/012048>

Novikov D.A. (2018). Theoretical substantiation of application of the hydrocarbon accumulation prospecting technique in Western Siberia based on the study of water-gas equilibria. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 193(1). <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Novikov D.A. (2019). Zonality of water-dissolved gases in the oil-and-gas bearing sediments of the Nadym-Taz interfluvium. *Intereks GEO-Sibir*, 2(1), pp. 133–140. (In Russ.). <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2019-2-1-133-140>

Novikov D.A. (2020). Analysis of water-gas system equilibria in Jurassic-Cretaceous reservoirs (by the example of the Yamal-Kara Depression). *Russian Geology and Geophysics*, 61(8), pp. 874–890. <https://doi.org/10.15372/RGG2019179>

Novikov D.A., Borisov E.V. (2020). Features of the hydrogeological stratification of oil and gas bearing deposits in the western part of the Yenisei-Khatanga basin. *Izvestiya VUZov. Neft' i Gaz*, 1, pp. 42–52. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-1-42-52>

Novikov D.A., Borisov E.V. (2021). Prediction of oil and gas occurrence in the Jurassic reservoirs of the zone of junction of the Yenisei–Khatanga and

West Siberian basins. *Russian Geology and Geophysics*, 62(2), pp. 216–237. <https://doi.org/10.2113/RGG20194069>

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. (2015). Hydrogeology of the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin. *Arabian Journal of Geosciences*, 8(10), pp. 8703–8719. <https://doi.org/10.1007/s12517-015-1832-5>

Novikov D.A., Vakulenko L.G., Yan P.A. (2019). Lateral zoning of groundwater chemistry and authigenic mineralogy in the Oxfordian regional reservoir of the Nadym-Taz interfluvium. *Russian Geology and Geophysics*, 60(6), pp. 662–674. <https://doi.org/10.15372/RGG2019041>

Nudner V.A. (1970). Hydrogeology of the USSR. Vol. XVI: West Siberian Plain (Tyumen, Omsk, Novosibirsk and Tomsk Regions). Moscow: Nedra, 368 p. (In Russ.)

Rostovtsev N.N., Ravdonikas O.V. (1958). Geological structure and prospects of oil and gas potential of the West Siberian lowland. Moscow: Gostoptekhizdat, 391 p. (In Russ.)

Shvartsev S.L., Novikov D.A. (2004). The nature of vertical hydrogeochemical zoning of petroleum deposits (exemplified by the Nadym-Taz interfluvium, West Siberia). *Geologiya i geofizika*, 45(8), pp. 1008–1020. (In Russ.)

Stavitskiy B.P., Kurchikov A.R., Kontorovich A.E., Plavnik A.G. (2004). Hydrochemical zoning of Jurassic and Cretaceous sediments of the West Siberian basin. *Geologiya i geofizika*, 45(7), pp. 826–832. (In Russ.)

Zor'kin L.M., Subbota M.I., Stadnik E.V. (1982). Oil and gas exploration hydrogeology. Moscow: Nedra, 216 p. (In Russ.)

About the Authors

Dmitry A. Novikov – PhD (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of sedimentary basins hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; Associate professor, Department of Geology of petroleum fields, Novosibirsk State University

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Evgeny V. Borisov – Researcher, Laboratory of oil and gas of Arctic regions of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences

3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 20 July 2020;

Accepted 9 August 2021; Published 30 November 2021

О возможности внедрения рентгеновской компьютерной микротомографии в практику биостратиграфических исследований

А.М. Фазлиахметов^{1*}, О.В. Артюшкова¹, Е.О. Стаценко², Р.И. Кадыров²

¹Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия

²Казанский федеральный университет, Казань, Россия

В настоящее время методы, применяемые для извлечения и изучения конодонтов, находящихся в кремнистых породах, сопряжены с рядом проблем. Это затрудняет решение многих задач в областях развития вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород, где кремни, яшмы и фтаниты являются единственными осадочными образованиями, по которым возможно определить возраст на основе биостратиграфического метода. Рентгеновская компьютерная микротомография позволяет избежать большинства проблем и получить превосходные изображения конодонтов в виде их объемных моделей, срезов в любом направлении, а также в формате видео, на котором конодонт вращается в разных плоскостях. Показано, что аналогичные материалы можно получать и по пустотам, оставшимся в породе после растворения конодонта.

Применение рентгеновской компьютерной микротомографии просто, когда конодонты уже найдены на поверхности образца, внутри него, или их содержание в породе заведомо велико и позволяет провести сканирование без предварительного поиска. Для тех случаев, когда конодонты редки, предлагается следующая методика их обнаружения. Порода распиливается на пластинки. На их поверхности, смоченной смесью глицерина и воды, под бинокулярным микроскопом ищутся конодонты. Результат при необходимости (если порода не прозрачная) проверяется химической реакцией – на поверхность образца наносится 5–10 % соляная кислота и 1–2 кристалла молибденовокислого аммония. Появление желтого осадка свидетельствует о наличии фосфора, соответственно вероятность того, что обнаруженный объект является конодонтом, увеличивается. Далее образец следует отмыть от кислоты, сократить в размере и провести собственно микротомографическое исследование.

Ключевые слова: рентгеновская компьютерная микротомография, конодонты, биостратиграфия

Для цитирования: Фазлиахметов А.М., Артюшкова О.В., Стаценко Е.О., Кадыров Р.И. (2021). О возможности внедрения рентгеновской компьютерной микротомографии в практику биостратиграфических исследований. *Георесурсы*, 23(4), с. 12–20. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.2>

Введение

Объектом наших исследований являются микропалеонтологические остатки – конодонты, захороненные в кремнистых породах. Конодонты являлись частью челюстного аппарата конодонтофорат, вымерших в конце триасового периода (200 млн лет назад). Они имеют размер до 1 мм, редко больше, и состоят из сложного фосфата кальция группы апатита, что обеспечивает их сохранность в породе даже при воздействии неблагоприятных факторов. Конодонты отличаются очень высокими темпами эволюции и успешно используются при детальном стратиграфическом расчленении и глобальной корреляции разрезов палеозоя и триаса (Clark, 1981; Маслакова и др., 1995). Детальная стратиграфическая основа, в свою очередь, позволяет решать многие как региональные, так и глобальные задачи геологии, в том числе восстанавливать историю геологического развития.

Для извлечения конодонтов из породы разработаны многочисленные методики, применение которых не всегда гарантирует получение положительных результатов. В последние годы в практику геологических исследований

начал внедряться метод рентгеновской компьютерной микротомографии (микроКТ). Он с разной степенью успеха применяется для визуализации и дальнейшего изучения органических остатков, структуры порового пространства коллекторов нефти и газа, структурных особенностей обломочных пород и т.д. (Tafforeau et al., 2006; Carlos, 2006; Корост и др., 2010; Якушина, 2012; Cnudde, Boone, 2013; Якушина, Хозяинов, 2014; Королев и др., 2014; Пономаренко и др., 2014; Якупов и др., 2014; Савицкий, 2015; Заватский и др., 2016).

Первыми наиболее полными публикациями, посвященными микротомографическому изучению конодонтов, являются, по всей видимости, работы А.В. Журавлева (Журавлев, Вевель, 2012; Журавлев, 2013). В этих и в последующих статьях А.В. Журавлев с соавторами показывают, что метод микроКТ применим для поиска и изучения конодонтов. Важно, что с его помощью возможно уточнение гистологической модели конодонтов, позволяющее диагностировать их на уровне рода, а в некоторых случаях и вида. Несомненным преимуществом микротомографического метода является оперативность и возможность получения положительного результата без разрушения образца.

В 2014–2015 годы авторами были предприняты попытки ввести микроКТ в методику поиска и изучения конодонтов в кремнях (Фазлиахметов и др., 2014, 2015, 2016).

* Ответственный автор: Александр Маратович Фазлиахметов
e-mail: famrb@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

Обзор методов извлечения конодонтов из пород

Методы, применяемые для выделения конодонтов, разнообразны (Collinson, 1963; Сергеева, 1966; Пучков, 1979; Иванов, 1987; Артюшкова, 2014). Их выбор зависит от состава осадочных пород и степени их литификации.

Традиционно конодонты извлекаются из карбонатных и карбонат-содержащих пород – известняков, мергелей, известковистых песчаников и др. Для этого применяются слабые (5–10 %) растворы метановой (муравьиной) или этановой (уксусной) кислот. Конодонты после промывки и просушки нерастворимого остатка выбираются под бинокулярным микроскопом.

Небольшое содержание карбонатного материала в породах, и тем более его отсутствие, сильно затрудняет дезинтеграцию пород, и вероятность получить пригодного для определения конодонта существенно снижается. В то же время ценность конодонтов, находящихся именно в кремнистых породах, во многих случаях крайне высокая, особенно при расчленении вулканогенно-осадочных комплексов в складчатых областях, где фтаниты, яшмы и кремнистые аргиллиты часто являются единственными осадочными образованиями, содержащими органические остатки, по которым можно установить возраст отложений, провести корреляцию разрезов и увязать их с региональной или общей стратиграфической шкалой. Отсутствие биостратиграфических данных оставляет без разрешения целый ряд проблем, в том числе прикладного характера, например, картирование вулканогенных и вулканогенно-обломочных комплексов, выделение и прослеживание рудоносных горизонтов.

Поиск конодонтов в кремнистых породах может осуществляться тремя способами. Во-первых, путем растворения кремней и кремнистых пород во фтористоводородной (плавиковой) кислоте с последующим просмотром нерастворенного остатка и отбором из него остатков микроорганизмов. При этом способе качество конодонтов существенно страдает, иногда они попросту растворяются (Иванов, 1987).

Вторым способом является поиск конодонтов на полированных срезах кремнистых пород или просмотр тонких сколов кремней на просвет. Недостатками данного способа является то, что он не позволяет получить полное представление о найденном конодонте. Кроме этого, не все кремнистые породы являются проницаемыми для света. Примесь углистого или глинистого материала лишает кремни прозрачности и, соответственно, не оставляет возможности не только определить конодонтов, но и найти их.

Третий способ является наиболее простым и эффективным, но требует иногда длительных экспедиционных работ. В его основе лежит визуальный поиск и идентификация элементов конодонтов, а чаще их отпечатков на плоскостях напластования в кремнистых и кремнисто-глинистых породах. Данный способ широко применяется на Южном Урале (Пучков, 1979; Иванов, 1987; Артюшкова, 2014). Он позволяет с большой детальностью

проводить стратиграфическое расчленение и корреляцию сложно-построенных и пестро меняющихся по простиранию вулканогенных разрезов Магнитогорской мегазоны (Маслов, Артюшкова, 2010).

Каждая из упомянутых методик по исследованию конодонтов в кремнистых породах имеет свои особенности. К недостаткам следует отнести увеличение затрат времени до получения результата и невозможность видеть объемное изображение микроостатков.

Изучение конодонтов посредством микротомографии

Микротомографическое изучение конодонтов впервые проведено нами в породах нязинской толщи, возраст которой имел принципиальное значение. Образцы были отобраны О.В. Артюшковой в районе г. Нязепетровск на правом берегу р. Ураим в 4,0 км выше устья (рис. 1). Обнаруженные визуально в кремнях два экземпляра конодонтов диагностировать без трудоемкого препарирования было невозможно, кроме того существовал риск уничтожить их при «вскрытии». Эти обстоятельства послужили поводом для обращения к методу микроКТ.

МикроКТ-исследование проводилось в Институте геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета при помощи нанофокусной трубки компьютерного рентгеновского томографа Phoenix V|tome|XS 240. Ускоряющее напряжение составило 80 кВ, ток – 130 мА, разрешение съемки (объем 1-го вокселя) – 2 мкм. Объемная модель образцов была получена при помощи пакета программ AvizoFire 7.1. Перед проведением съемки образцы с заключенными в них конодонтами обрезались до размеров 6×6×5 и 4×3×3 мм.

В результате получены изображения конодонтов трех типов – микротомографические срезы, объемные реконструкции (рис. 2, 3) и видео, на которых конодонт вращается в разных плоскостях. Качество всех материалов очень высокое. Все морфологические элементы конодонтов, необходимые для их диагноза, видны отчетливо. Это дало

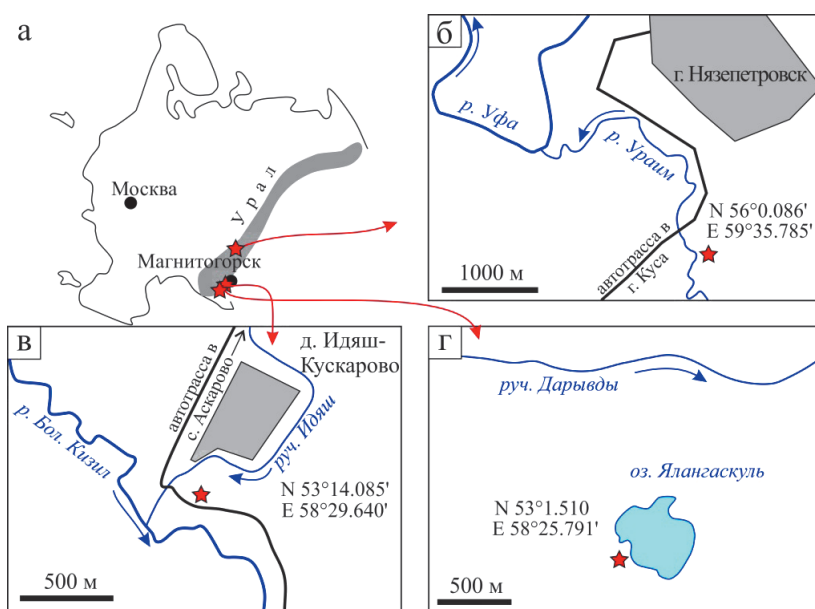


Рис. 1. Схемы расположения обнажений. а – обзорная карта-схема; б–г – схемы района г. Нязепетровск (б), у д. Идяш-Кускарово (в) и на южном берегу оз. Ялангаскуль (г).

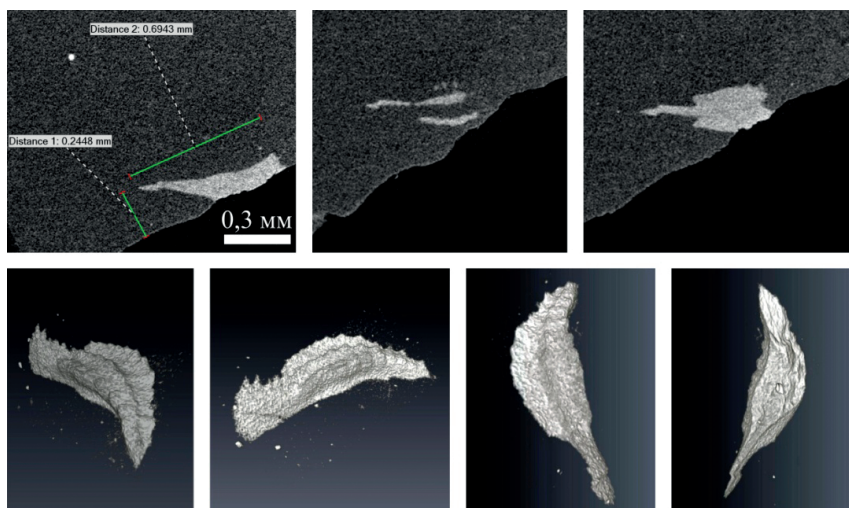


Рис. 2. Конодонт *Eocostapolygnathus excavatus* Carls et Gandle. Верхний ряд – микро-томографические срезы, нижний ряд – объемные реконструкции

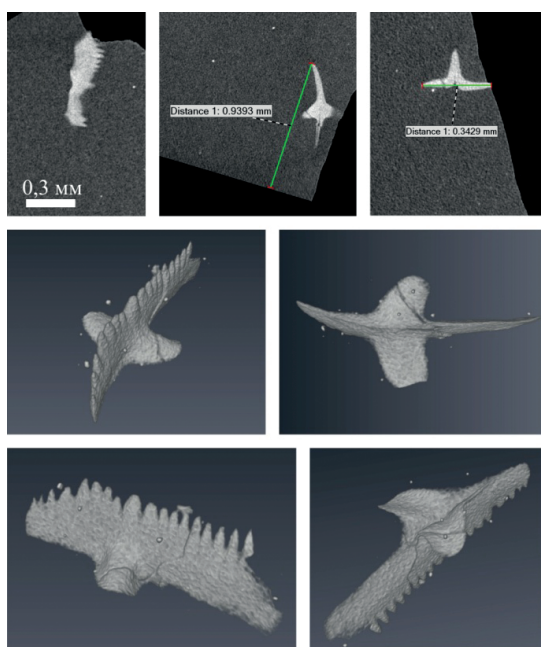


Рис. 3. Конодонт *Pandorinellina miae* (Bultynck). Верхний ряд – микро-томографические срезы, остальные – объемные реконструкции

возможность определить их до вида – *Pandorinellina miae* (Bultynck) и *Polygnathus excavatus* (Carls et Gandle), и тем самым понять их стратиграфическую принадлежность. Нязинская толща впервые получила палеонтологическое обоснование; возраст ее был пересмотрен.

Выше уже отмечалось, что кремнистые породы иногда бывают единственными осадочными образованиями во многих палеозойских разрезах, сложенных преимущественно продуктами вулканизма. Представленные нами результаты не оставляют сомнения в том, что метод микроКТ имеет огромные перспективы для поиска, визуализации и определения конодонтов, заключенных в силицитах и в других кислотоупорных породах. А.В. Журавлев и А.И. Герасимова (Журавлев, Герасимова, 2016) утверждают, что данный метод целесообразен в том случае, если конодонты содержатся в количестве 2000 экземпляров на 1 кг породы или 5–6 экземпляров на кубический сантиметр, что на практике бывает крайне редко. В подобном случае

для получения положительного результата достаточно провести поиск в образце объемом 0,5–1,0 кубических сантиметров. На Южном Урале такому критерию могут близко соответствовать яшмы и кремни карамалыташской, ярлыкаповской, мукасовской и биягодинской свит.

Однако содержание микрофоссилий в кремнистых породах разных свит и толщ очень сильно варьирует. Например, в кремнях ильтибановской толщи (D_1) за более чем полувековую историю исследований визуально лоховские конодонты найдены только в одном обнажении. Соответственно, до настоящего момента вопрос о продолжительности формирования отложений ильтибановской толщи остается открытым, а раннедевонская история Магнитогорской островодужной системы

остается без желаемой детализации. Сохраняется актуальность поиска микрофоссилий в силурийско-нижнедевонской последовательности, обнаженной у д. Мансурово, в рыскужинской, ускульской толщах, в некоторых разрезах улутауской и биягодинской свит и т.д.

Большое количество примеров, показывающих необходимость обнаружения конодонтов в кремнях и иных кремнистых породах, обуславливает актуальность разработки методики, позволяющей увеличить количество и объем исследуемых образцов. Однако задействовать для этого рентгеновский томограф не всегда представляется возможным. Главных причин тому две. Первая субъективная – высокая стоимость микро-томографической съемки, препятствующая коллективам, не имеющим томограф в своем безвозмездном распоряжении, полноценно и масштабно использовать его для биостратиграфических исследований. Наш опыт показывает, что стоимость выполнения микроКТ по 4–5 образцам равнозначна проведению экспедиции длительностью 2–3 недели для отбора этих же образцов или выделению конодонтов из 30–40 кг известняка. Вторая причина объективная. Она обусловлена крайне малым содержанием конодонтов в породах. Кроме того, конодонты являются микроскопическими объектами, съемка которых требует большого разрешения, и следовательно, имеются ограничения в размере штучек (первые миллиметры в поперечнике), помещаемых в томограф.

Одним из наиболее простых решений, позволяющих применить микроКТ с гарантированно положительным результатом, является микроКТ-исследование конодонта, уже обнаруженного в породе, как это было в случае с кремнями нязинской толщи. Мы попытались найти и разработать более эффективный, по сравнению с вышеописанными, метод поиска конодонтов на сколах и спилах кремнистых пород.

Поиск конодонтов на поверхности кремнистых пород в лабораторных условиях

Поиск конодонтов на спилах и сколах кремнистых пород – задача, требующая существенных затрат времени. В прозрачных и полупрозрачных кремнях их поиск может осуществляться под бинокулярным микроскопом, но в

непрозрачных разностях он, по всей видимости, невозможен, так как опознать конодонта по его срезу (чаще это бесформенное пятнышко) на поверхности породы трудно. В данной ситуации представляется возможным применить метод химического окрашивания, позволяющий определять присутствие фосфатных включений. Для этого на поверхность образца наносится капля 10 % соляной кислоты, в которую помещаются 1–2 кристалла молибденовокислого аммония ($(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24} \times 4\text{H}_2\text{O}$). В результате реакции в течение нескольких секунд около фосфатной частицы появляется ярко-желтый осадок.

Соляная кислота, вступая в реакцию с фосфатами, вытравливает конодонты. Это может сделать напрасными все попытки поиска и последующих микроКТ-исследований. В связи с этим представляется важным выяснить, результативно ли проводить микротомографию не конодонта, а пустоты, оставшейся после его полного растворения. Для выяснения этого были проведены следующие два эксперимента.

Эксперимент 1. Объектом исследования послужили богатые конодонтами, светло-серые полупрозрачные кремни биягодинской свиты (пограничный фран-фаменский интервал) Западно-Магнитогорской зоны Южного Урала, отобранные в разрезе у д. Идяш-Кускарово (рис. 1). Характеристика этого разреза изложена в публикациях (Маслов, Артюшкова, 2010; Фазлиахметов, 2020).

Задачи эксперимента состояли в следующем: а) сравнить объемные томографические изображения конодентов, находящихся в кремнях, и полостей, оставшихся после их растворения; б) установить минимальный порог чувствительности метода, т.е. минимальный размер конодонта, которого можно визуализировать посредством микроКТ.

Образцы были распилены на пластинки толщиной 3–4 мм. Поскольку спил кремней представляет собой шероховатую матовую поверхность, на которой в большинстве случаев нельзя что-либо разглядеть, пластинки перед просмотром под бинокулярным микроскопом были смочены дистиллированной водой в смеси с глицерином в соотношении 1:1. Глицерин в данном случае препятствует испарению жидкой пленки и, таким образом, избавляет от необходимости постоянно смачивать образец.

Обнаруженные таким путем конодонты многочисленны. Из них были выбраны два наименьших экземпляра. Размер исходного образца был сокращен до цилиндра диаметром около 5 мм и высотой 6 мм.

Первоначально съемка образцов была проведена до реакции с соляной кислотой. По объемным изображениям были определены два экземпляра конодентов: обломанный Ра-элемент *Palmatolepis* sp. (рис. 4) и рамиформный элемент с тонкими зубцами (рис. 5).

Далее образцы были помещены в 10 % соляную кислоту на несколько часов, промыты дистиллированной водой и высушены при комнатной температуре. После этого, для получения изображения пустотного пространства, оставшегося после растворения конодентов, последовал новый сеанс съемки.

Объемные изображения Ра-элемента до и после растворения практически идентичны (рис. 4). Отличия обусловлены лишь разными параметрами съемки, которые подбираются для каждого образца отдельно, непосредственно перед сеансом сканирования.

Изображения S-элемента (рис. 5), полученные до и после обработки соляной кислотой, отличаются друг от друга длиной зубчиков. На изображении, полученном непосредственно по конодону, длинных зубцов два, коротких три. Изображение отпечатка кажется более четким, но на нем пять зубцов средней величины. На микротомографических срезах полости видны пять длинных зубцов, два из них растворились не до конца.

Отличие изображений образца 2 до и после обработки кислотой вызваны не только неполным растворением конодонта, но и, вероятно, тем, что его тонкие элементы сливаются с кремнистой породой. Дело в том, что успех визуализации внутренней структуры любого объекта зависит от разности линейного коэффициента ослабления рентгеновского излучения слагающих его элементов (веществ). Чем она больше, тем более четким получается изображение, тем лучше видны мелкие детали. Разница линейного коэффициента ослабления кремней и фосфата меньше, чем кремней и воздуха, поэтому изображение отпечатка, оставшегося от конодонта, получается более отчетливым.

В задачи *эксперимента 2* входило выяснение того, как влияет реакция с соляной кислотой и молибденовокислым аммонием на конодонт.

Образцы кремней были отобраны из биягодинской свиты разреза на южном берегу оз. Ялангаскуль (рис. 1). Всего отсканировано шесть образцов, сгруппированных в две батареи по три образца в каждой (рис. 6). Таким образом, количество сеансов сканирования было уменьшено

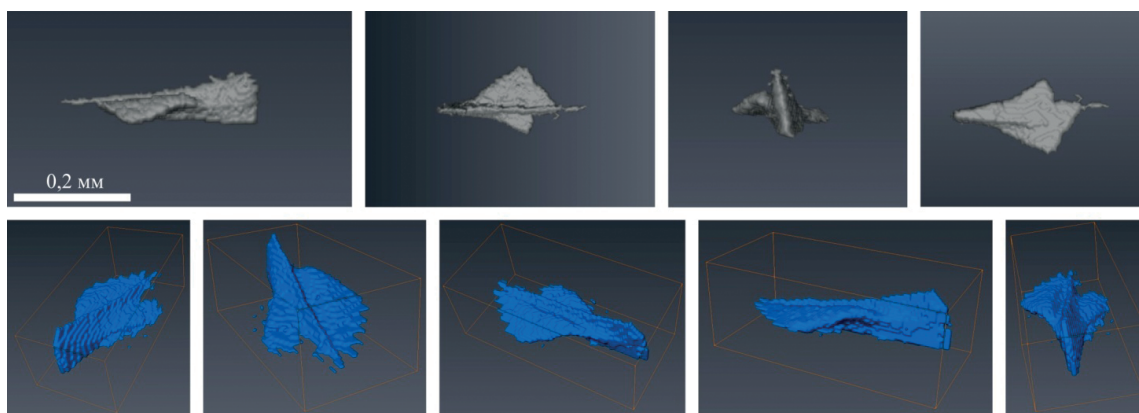


Рис. 4. Объемные микротомографические реконструкции фрагмента конодонта *Palmatolepis* sp. (верхний ряд) и вытравленного отпечатка после его растворения (нижний ряд)

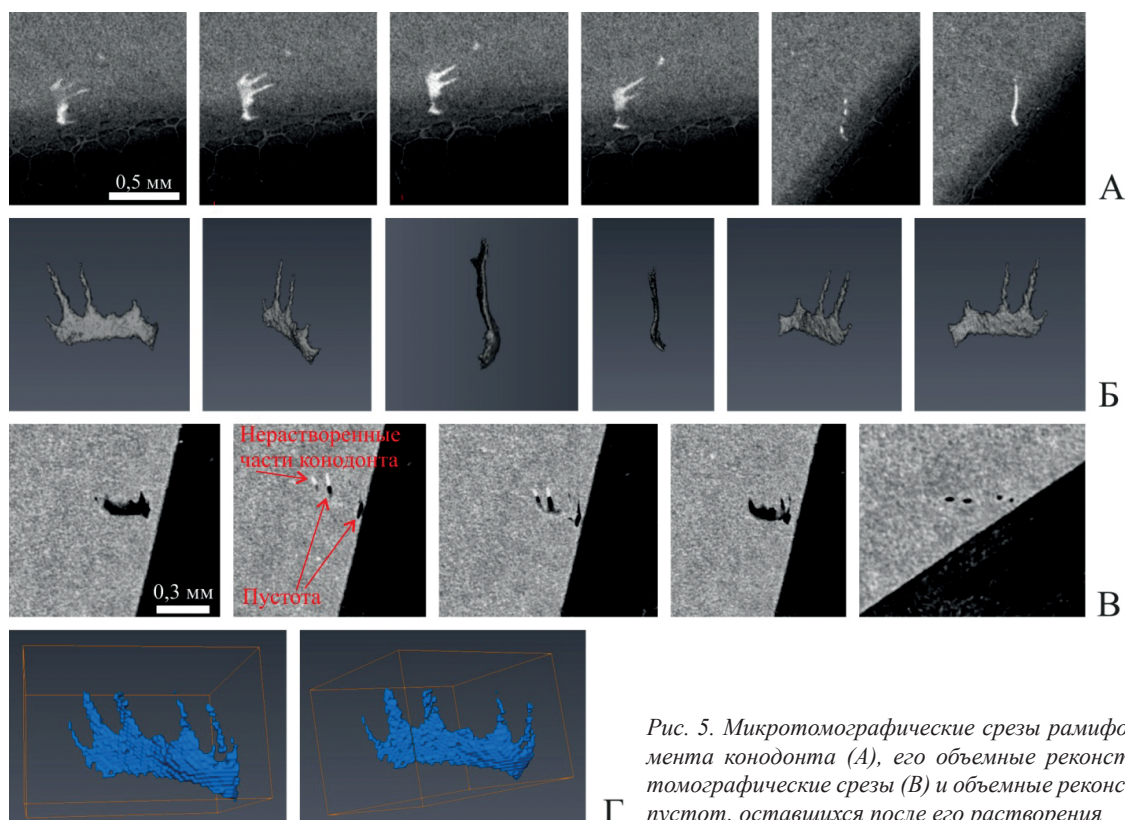


Рис. 5. Микротомографические срезы рамиформного элемента конодонта (А), его объемные реконструкции (Б), томмографические срезы (В) и объемные реконструкции (Г) пустот, оставшихся после его растворения

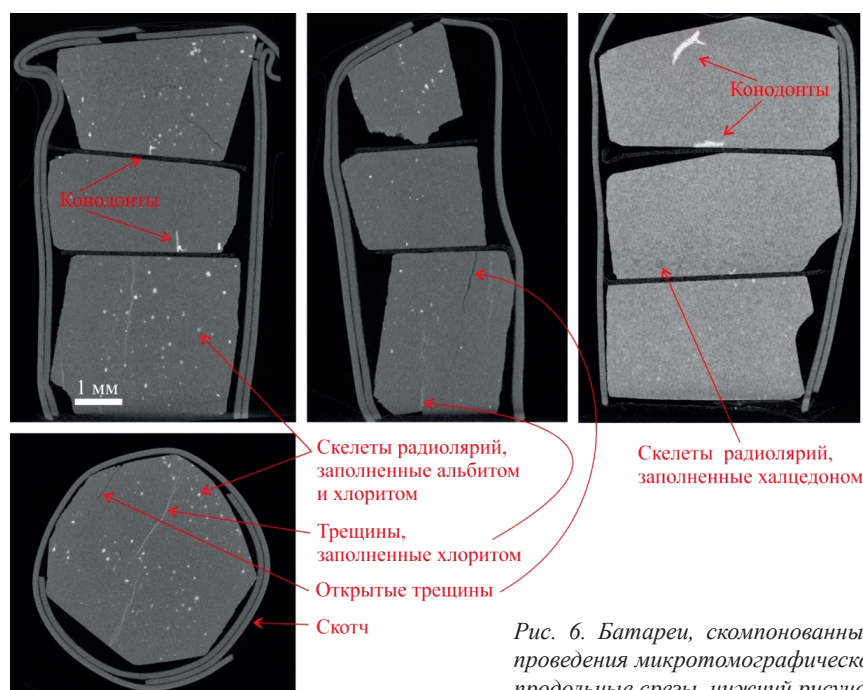


Рис. 6. Батарея, скомпонованные из трех образцов для проведения микротомографической съемки. Верхний ряд – продольные срезы, нижний рисунок – поперечный срез.

с шести до двух. Первоначально сканировались образцы с целыми, не тронутыми кислотой конодонтами. Все морфологические элементы конодентов наблюдались отчетливо (рис. 7–10). Далее была проведена реакция с соляной кислотой и молибденовокислым аммонием. После этого образцы промывались дистиллированной водой, просушивались при комнатной температуре и сканировались на томографе повторно. Полученные изображения (рис. 7–10) практически неотличимы от первоначальных, за исключением того, что поверхность, по которой прошла реакция, стала неровной, протравленной. Перед третьим сканированием образцы, как в эксперименте 1, были

помещены в 10 % соляную кислоту на несколько часов, что привело к полному растворению конодентов. Объемные томограммы пустот, оставшихся от конодентов, выглядят несколько хуже, но позволяют определить большинство морфологических элементов микрофоссилий.

Стоит отметить, что кроме конодентов, обнаруженных визуально на срезах, один экземпляр был найден внутри образца (рис. 9). Параллельно, микротомографические исследования позволили обратить внимание на некоторые особенности самих кремнистых пород, в частности, на присутствие открытых трещин, прожилков хлорита и раковин радиоларий, заполненных халцедоном

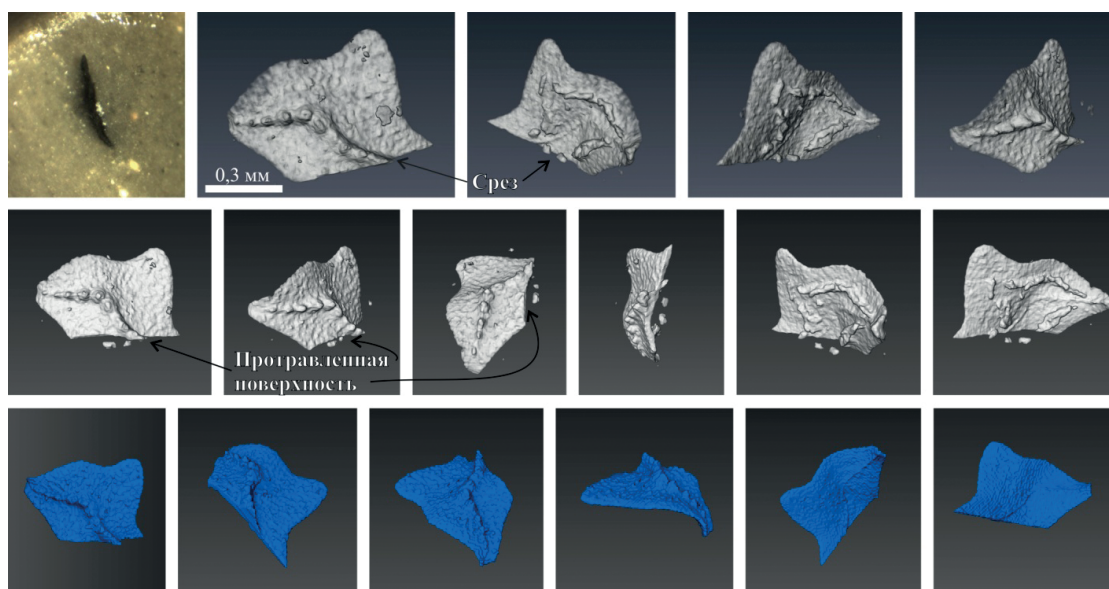


Рис. 7. Фотография среза (слева сверху) и объемные реконструкции конодонта *Palmatolepis* cf. *orlovi* Khrushcheva et Kuzmin до реакции (верхний ряд), после реакции (средний ряд) и пустоты, оставшейся после его растворения (нижний ряд)



Рис. 8. Фотография среза (слева сверху) и объемные реконструкции конодонта *Ancyrodella* sp. до реакции (верхний ряд), после реакции (средний ряд) и пустоты, оставшейся после его растворения (нижний ряд)

и альбитом (минералогический состав установлен по шлифам). Современное программное обеспечение позволяет в полной мере изучить их распределение в породе и произвести замеры, например, объемного содержания радиолярий или углов между трещинами и жилами разной ориентации.

Заключение

Проведенные эксперименты показали, что реакция с молибдатом аммония и соляной кислотой не наносит существенного повреждения конодонтам, заключенным большей своей частью в кремнистых породах. Следовательно, данный метод может применяться для поиска и идентификации конодонтов. Однако нужно учитывать вероятность присутствия в исследуемых образцах иных фрагментов фосфатного состава.

Томограммы пустот, оставшихся после полного растворения конодонтов, являются также информативными

и могут в некоторых случаях способствовать идентификации конодонта или уточнению определения, сделанного по изображениям конодонта до обработки.

Неоспоримым преимуществом предложенной методики является то, что участие специалистов по микротомографии и конодонтам, необходимо лишь на финальных стадиях, связанных с изучением уже найденного конодонта. Выполнение предшествующих работ может быть обеспечено техническим персоналом.

Предложенный метод позволяет сократить длительность иногда многодневных поисков конодонтов в экспедициях, непосредственно в обнажениях, самим специалистом-конодонтологом и перевести их частично или практически полностью на камеральную стадию исследований.

Важным для палеонтолога-определителя является получение объемного изображения исследуемого объекта.

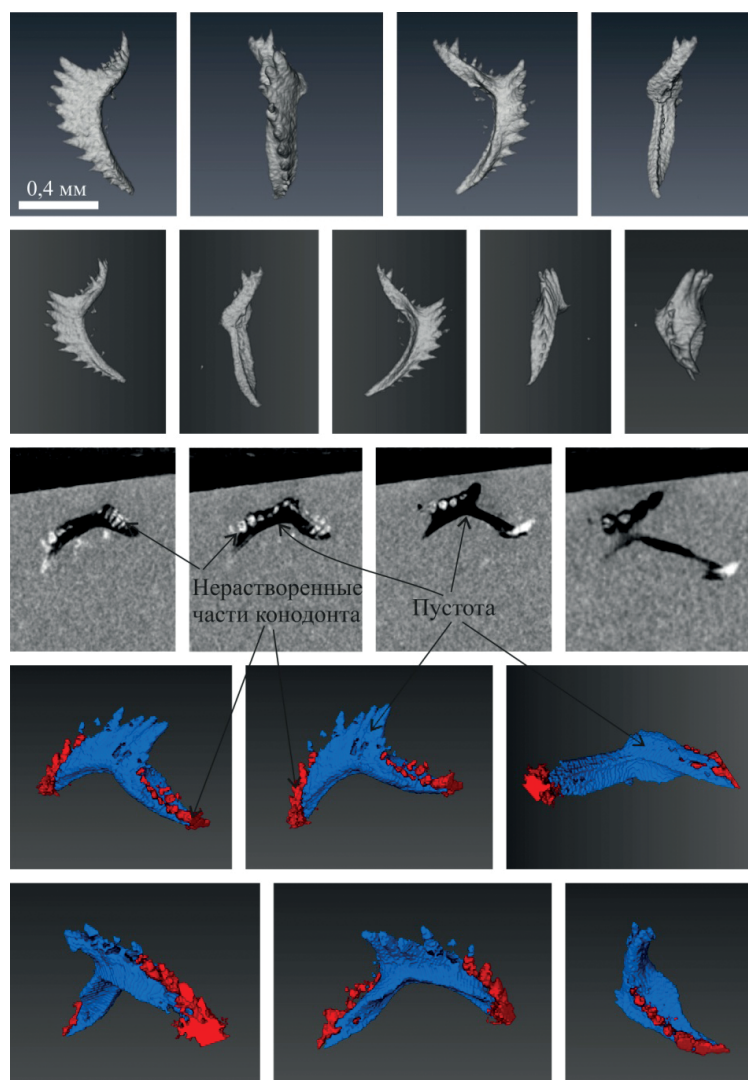


Рис. 9. Объемные реконструкции конодонта *Nothognathella* sp. до реакции (верхний ряд), после нее (второй сверху ряд), микротомографические срезы (средний ряд) и объемные реконструкции (два нижних ряда) пустоты, оставшейся после растворения конодонта

Несомненным достоинством метода микроКТ служит и то, что полученные изображения хранятся в электронном виде и могут быть в считанные секунды, посредством электронной почты, отправлены (например, для консультации) в любую точку мира. Помимо этого, электронная документация, в отличие от образцов горных пород, не требует для своего хранения многочисленных шкафов и складских помещений.

Изложенные данные позволяют сделать вывод об эффективности предложенной методики, но в виду ее высокой цены на настоящий момент в биостратиграфии она может применяться лишь при решении наиболее важных и принципиальных задач.

Финансирование

Работа выполнена по теме государственного задания № 0246-2019-0118 и за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета.

Литература

- Артюшкова О.В. (2014). Девонские конодонты из вулканогенно-кремнистых отложений Магнитогорской мегазоны Южного Урала. Уфа: ДизайнПресс, 152 с.
- Журавлев А.В. (2013). Возможности использования компьютерной микротомографии для изучения конодонтовых элементов. *Литосфера*, 2, с. 163–166.
- Журавлев А.В., Вевель Я.А. (2012). Возможности использования вычислительной микротомографии в микропалеонтологических и литологических исследованиях. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 7(2). http://www.ngtp.ru/rub/2/21_2012.pdf.
- Журавлев А.В., Герасимова А.И. (2016). Рентгеномтографический метод микропалеонтологического изучения кремнистых пород. *Вестник ИГ КНЦ УрО РАН*, 3, с. 26–32.
- Заватский М.Д., Пономарев А.А., Попов И.П., Леонтьев Д.С. (2016). Перспективы повышения обоснованности проведения гидроразрыва пласта с использованием результатов комплексной компьютерной томографии и наземных геохимических исследований. *Нефтегазовое дело*, 2, с. 9–15.



Рис. 10. Фотография среза (слева сверху) и объемные реконструкции конодонта *Ancyrodella nodosa* Ulrich et Bassler до реакции (верхний ряд), после реакции (средний ряд) и пустоты, оставшейся после его растворения (нижний ряд)

- Иванов К.С. (1987). Методы поисков и выделения конодонтов: Методические рекомендации. Свердловск: УНЦ АН СССР, 118 с.
- Королев Э.А., Ескин А.А., Стаценко Е.О., Плотникова И.Н. (2014). Флюидодинамические каналы восходящей миграции глубинных растворов в плотных карбонатах башкирского яруса. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 6–8.
- Корост Д.В., Калмыков Г.А., Япаскерт В.О., Иванов М.К. (2010). Применение компьютерной микротомографии для изучения строения терригенных коллекторов. *Геология нефти и газа*, 2, с. 36–42.
- Маслакова Н.И., Горбачик Т.Н., Алексеев А.С., Барсков И.С., Голубев С.Н., Назаров Б.Б., Петрушевская М.Г. (1995). Микропалеонтология: учебник. М.: изд. МГУ, 256 с.
- Маслов В.А., Артюшкова О.В. (2010). Стратиграфия и корреляция девонских отложений Магнитогорской мегазоны Южного Урала. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 288 с.
- Пономаренко Е.С., Стаценко Е.О., Уразаева М.Н. (2014). Гидрозойная интерпретация Palaeoplesina (проблематика) на основе строения системы каналов. *Палеонтологический журнал*, 2, с. 20–25.
- Пучков В.Н. (1979). Рекомендации по поискам и обработке конодонтов на поверхностях слоистости бескарбонатных пород. *Конодонты Урала и их стратиграфическое значение*. Свердловск: УНЦ АН СССР, с. 132–140.
- Савицкий Я.В. (2015). Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керны нефтяных и газовых месторождений. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 15, с. 28–37.
- Сергеева С.П. (1966). О методике извлечения конодонтов из пород. *Ученые записки Ленинградского государственного педагогического института*, с. 360–363.
- Фазлиахметов А.М., Стаценко Е.О., Храмченков Э.М. (2014). О применении рентгеновской компьютерной томографии при изучении конодонтов. *Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий: Мат. Всеросс. молодежной геологической конф.* Уфа: ДизайнПолиграфСервис, с. 174–177.
- Фазлиахметов А.М. (2020). Франские граувакки Худолозовской мульды. Сообщение 1. Краткая характеристика отложений. *Геологический вестник*, 2, с. 3–23. <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2020-2-1>
- Фазлиахметов А.М., Стаценко Е.О., Храмченков Э.М. (2016). Новый подход к изучению конодонтов с применением рентгеновской компьютерной микротомографии. *100-летие Палеонтологического общества России. Проблемы и перспективы палеонтологических исследований. Мат. LXII сессии Палеонтологического общества при РАН*. СПб: ВСЕГЕИ, с. 185–186.
- Фазлиахметов А.М., Стаценко Е.О., Храмченков Э.М., Тагариева Р.Ч. (2015). К методике изучения конодонтов, заключенных в кремнистых породах. *Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов*, 21, с. 113–115.
- Якупов Р.Р., Стаценко Е.О., Фазлиахметов А.М. (2014). О применении рентгеновской компьютерной томографии для исследования хитинозой. *Геологический сборник № 11*, с. 37–40.
- Якушина О.А. (2012). Методика и технология изучения природного и техногенного минерального сырья методом рентгеновской томографии.

Автореф. дис. докт. техн. наук. Дубна: Государственный университет «Дубна», 50 с.

Якушина О.А., Хозяинов М.С. (2014). Анализ возможностей томографии для петрофизических исследований керны нефтегазовых скважин. *Каротажник*, 2(236), с. 107–121.

Carlos W.D. (2006). Three-dimensional imaging of earth and planetary materials. *Earth and Planetary Science Letters*, 249, pp. 133–147. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2006.06.020>

Clark D.L. (1981). Introduction to the Conodonta. General aspects. Treatise on invertebrate Paleontology, pt. W, Minecellanea. *Geol. Soc. Amer.*, pp. 3–4.

Collinson C.W. (1963). Collection and preparation of conodonts through mass production techniques. *Illinois Geological Survey*, 343, pp. 1–16.

Cnudde V., Boone M.N. (2013). High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*, 123, pp. 1–17. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.04.003>

Tafforeau P., Boistel R., Boller E., Bravin A., Brunet M., Chaimanee Y., Cloetens P., Feist M., Hosszowska J., Jaeger J.-J., Kay R.F., Lazzari V., Marivaux L., Nel A., Nemoz C., Thibault X., Vignaud P., Zabler S. (2006). Applications of X-ray synchrotron microtomography for non-destructive 3D studies of paleontological specimen. *Applied Physics*, A 83, pp. 195–202. <https://doi.org/10.1007/s00339-006-3507-2>

Сведения об авторах

Александр Маратович Фазлиахметов – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории стратиграфии палеозоя, Институт геологии УФИЦ РАН
Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2

Ольга Викторовна Артюшкова – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник лаборатории стратиграфии палеозоя, Институт геологии УФИЦ РАН
Россия, 450077, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 16/2

Евгений Олегович Стаценко – заведующий лабораторией рентгеновской компьютерной томографии Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5

Раиль Илгизарович Кадыров – научный сотрудник Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 20.08.2020;

Принята к публикации 28.04.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

On the possibility of introducing X-ray computed microtomography into the practice of biostratigraphic research

A.M. Fazliakhmetov^{1*}, O.V. Artyushkova¹, E.O. Statsenko², R.I. Kadyrov²

¹Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation

²Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Alexander M. Fazliakhmetov, e-mail: famrb@mail.ru

Abstract. Currently, the techniques applied for extraction and study of conodonts from siliceous rocks are associated with a number of problems. This makes it difficult to solve many problems in the areas of development of the volcanic and volcanic-sedimentary rocks, where cherts, jaspers, and phtanites are the only sedimentary formations for dating these deposits.

On X-ray computed microtomography it is possible to avoid some problems to obtain not only excellent 3-D images of conodonts, but sections in any direction too, as well as in video formats. It is shown that similar results are successful under the hollows after the dissolution of the conodonts.

There is no problem in application of X-ray microcomputed tomography when conodonts have been already found on

the surface or inside of the sample, or if the content of conodonts in the rock is obviously high. In such a case the scanning without preliminary search is ensured. In cases when conodonts are rare and not obvious, it is proposed the following technique of their discovery.

The rock sample is cut into plates. The conodonts are search for on the surface of the plates, moistened with a mixture of glycerin and water under a binocular microscope. If it is necessary (when the rock is opaque), the result is checked by a chemical reaction: 5–10 % hydrochloric acid plus 1–2 crystals of ammonium molybdate are put on the surface of the sample. The appearance of a yellow sediment means the presence of phosphorus, to indicate the probability the detected object to be a conodont. Next, the sample should be washed from acid, its size should be decreased. Then the microtomographic study should be performed.

Keywords: X-ray computed tomography, μ CT, conodonts, biostratigraphy

Acknowledgements

The work was carried out on the topic of state assignment No. 0246-2019-0118 and at the expense of the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program.

Recommended citation: Fazliakhmetov A.M., Artyushkova O.V., Statsenko E.O., Kadyrov R.I. (2021). On the possibility of introducing X-ray computed microtomography into the practice of biostratigraphic research. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 12–20. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.2>

References

- Artyushkova O.V. (2014). Devonian conodonts from volcanic-siliceous deposits of the Magnitogorsk megazone of the South Urals. Ufa: DizaynPress, 152 p. (In Russ.)
- Carlos W.D. (2006). Three-dimensional imaging of earth and planetary materials. *Earth and Planetary Science Letters*, 249, pp. 133–147. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2006.06.020>
- Clark D.L. (1981). Introduction to the Conodonts. General aspects. Treatise on invertebrate Paleontology, pt. W, Minecellanea. *Geol. Soc. Amer.*, pp. 3–4.
- Collinson C.W. (1963). Collection and preparation of conodonts through mass production techniques. *Illinois Geological Survey*, 343, pp. 1–16.
- Cnudde V., Boone M.N. (2013). High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications. *Earth-Science Reviews*, 123, pp. 1–17. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2013.04.003>
- Fazliakhmetov A.M. (2020). Frasnian greywackes of the Khudolaz syncline. Message 1. Brief description of deposits. *Geologicheskii vestnik*, 2, pp. 3–23. (In Russ.). <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2020-2-1>
- Fazliakhmetov A.M., Statsenko E.O., Khrumchenkov E.M. (2016). A new approach to studying conodonts using X-ray computed microtomography. *Proc. LXII session of the Paleontological Society: 100th anniversary of the Russian Paleontological Society. Problems and prospects of paleontological research*. St.Petersburg: VSEGEI, pp. 185–186. (In Russ.)
- Fazliakhmetov A.M., Statsenko E.O., Khrumchenkov E.M. (2014). On the application of X-ray computed tomography to the study of chitinoses. *Proc. All-Russ. youth geological conf.: Geology, geoecology and resource potential of the Urals and adjacent territories*. Ufa: DizaynPoligrafServis, pp. 174–177. (In Russ.)
- Fazliakhmetov A.M., Statsenko E.O., Khrumchenkov E.M., Tagarieva R.Ch. (2015). Towards a methodology for studying conodonts embedded in siliceous rocks. *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnym resursov*, 21, pp. 113–115. (In Russ.)
- Ivanov K.S. (1987). Methods of search and selection of conodonts: Methodical recommendations. Sverdlovsk: UNTs AN SSSR, 118 p. (In Russ.)
- Korolev E.A., Eskin A.A., Statsenko E.O., Plotnikova I.N. (2014). Fluid channels of upward deep solutions migration in dense carbonate rocks of Bashkirian stage. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 6–8. (In Russ.)
- Korost D.V., Kalmykov G.A., Yapaskurt V.O., Ivanov M.K. (2010). Application of computed microtomography to study the structure of terrigenous reservoirs. *Geologiya nefi i gaza = Russian oil and gas geology*, 2, pp. 36–42. (In Russ.)
- Maslakova N.I., Gorbachik T.N., Alekseev A.S., Barskov I.S., Golubev S.N., Nazarov B.B., Petrushevskaya M.G. (1995). *Micropaleontology*. Moscow: MSU publ., 256 p. (In Russ.)
- Maslov V.A., Artyushkova O.V. (2010). Stratigraphy and correlation of the Devonian deposits of the Magnitogorsk megazone of the South Urals. Ufa: DizaynPoligrafServis, 288 p. (In Russ.)
- Ponomarenko E.S., Statsenko E.O., Urazaeva M.N. (2014). A hydrozoan interpretation of Palaeoaplysina (enigmatic organisms) based on the canal arrangement and structure. *Paleontological Journal*, 48(2), pp. 118–123. <http://dx.doi.org/10.1134/S0031030114020117>
- Puchkov V.N. (1979). Recommendations for the search and processing of conodonts on the layered surfaces of carbonate-free rocks. *Conodonts of the Urals and their stratigraphic significance*. Sverdlovsk: UNTs AN SSSR, pp. 132–140. (In Russ.)
- Savitskiy Ya.V. (2015). Current features of x-ray tomography in examination of core samples from oil and gas deposits. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 15, pp. 28–37. (In Russ.)
- Sergeeva S.P. (1966). On the method of extracting conodonts from rocks. *Uchenye zapiski Leningradskogo gosudarstvennogo pedagogicheskogo instituta*, pp. 360–363. (In Russ.)
- Tafforeau P., Boistel R., Boller E., Bravin A., Brunet M., Chaimanee Y., Cloetens P., Feist M., Hozzowska J., Jaeger J.-J., Kay R.F., Lazzari V., Marivaux L., Nel A., Nemoz C., Thibault X., Vignaud P., Zabler S. (2006). Applications of X-ray synchrotron microtomography for non-destructive 3D studies of paleontological specimen. *Applied Physics*, A 83, pp. 195–202. <https://doi.org/10.1007/s00339-006-3507-2>
- Yakupov R.R., Statsenko E.O., Fazliakhmetov A.M. (2014). On the application of X-ray computed tomography for the study of chitinoses. *Geologicheskii sbornik No. 11*, pp. 37–40. (In Russ.)
- Yakushina O.A. (2012). Methodology and technology for studying natural and technogenic mineral raw materials by X-ray tomography. Abstract Dr. engin. sci. diss. Dubna: State University “Dubna”, 50 p. (In Russ.)
- Yakushina O.A., Khozyainov M.S. (2014). Analysis of tomography capabilities for petrophysical core studies of oil and gas wells. *Karotazhnik*, 2(236), pp. 107–121. (In Russ.)
- Zavatskiy M.D., Ponomarev A.A., Popov I.P., Leont'ev D.S. (2016). Prospects for improving the validity of hydraulic fracturing using integrated computed tomography and surface geochemical survey results. *Neftegazovoe delo*, 2, pp. 9–15. (In Russ.)
- Zhuravlev A.V. (2013). Potentialities of computed microtomography for conodont elements study. *Litosfera*, 2, pp. 163–166. (In Russ.)
- Zhuravlev A.V., Gerasimova A.I. (2016). X-ray tomographic method for the micropaleontological study of siliceous rocks. *Vestnik IG KNTs UrO RAN*, 3, pp. 26–32. (In Russ.)
- Zhuravlev A.V., Vevel' Ya.A. (2012). Possibilities of computed microtomography application in micropaleontological and lithological studies. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 7(2). (In Russ.). http://www.ngtp.ru/rub/2/21_2012.pdf

About the Authors

- Alexander M. Fazliakhmetov* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences
16/2 Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation
- Olga V. Artyushkova* – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences
16/2 Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation
- Evgeny O. Statsenko* – Junior Researcher, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
- Rail I. Kadyrov* – PhD (Geology and Mineralogy), Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 20 August 2020;

Accepted 28 April 2021; Published 30 November 2021

Углеводородные системы Крымско-Кавказского сегмента Альпийской складчатой системы

В.Ю. Керимов¹, Н.Ш. Яндарбиев², Р.Н. Мустаев^{1*}, А.А. Кудряшов¹

¹Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

²Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Статья посвящена генерационно-аккумуляционным системам на территории Крымско-Кавказского сегмента Альпийской складчатой системы. В пределах этого сегмента выделяется область длительного и устойчивого прогибания в мезозое и кайнозое – Азово-Кубанский прогиб, представляющий собой типичный бассейн форланда. По результатам геолого-геохимических исследований и моделирования здесь выделяются депоцентры, объединенные в четыре генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: триасово-юрскую, меловую, эоценовую и майкопскую. Для оценки геохимических условий нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений выполнены химико-битуминологические, пиролитические и углепетрографические исследования керн и образцов пород. Результаты моделирования позволили изучить и смоделировать элементы и процессы углеводородных систем в мезо-кайнозойское время в западной части Крымско-Кавказского региона. Установлено, что для данных областей типична растянутая катагенетическая зональность, что обусловлено высокими скоростями осадконакопления и прогибания, и, соответственно, большими мощностями нефтематеринских отложений в очаге нефтеобразования. Исследована степень выработанности органического вещества, которая характеризует остаточный потенциал нефтегазоматеринских толщ, что важно для прогноза и оценки возможности генерации углеводородов.

Ключевые слова: углеводородные системы, генерация, аккумуляция, миграция, нефтематеринская толща, Крымско-Кавказский сегмент, моделирование

Для цитирования: Керимов В.Ю., Яндарбиев Н.Ш., Мустаев Р.Н., Кудряшов А.А. (2021). Углеводородные системы Крымско-Кавказского сегмента Альпийской складчатой системы. *Георесурсы*, 23(4), с. 21–33. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.3>

Введение

Целью статьи является исследование углеводородных систем и условий нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений западного сегмента Крымско-Кавказского региона. Результаты моделирования позволяют изучить и смоделировать элементы и процессы углеводородных систем, дать оценку возможности генерации углеводородов (УВ), исследовать степень выработанности органического вещества (ОВ), характеризующую остаточный потенциал нефтегазоматеринских толщ (НГМТ).

Современные представления о структурно-геодинамических системах исследуемого региона основываются на работах Ю.А. Косыгина, С.И. Горлова, М.В. Муратова, Б.В. Сенина, С.Т. Короткова, В.Е. Хаина, А.Н. Шарданова, И.П. Жабрева, М.Р. Пустыльников, В.П. Пекло, С.Ф. Сидоренко, А.Н. Дьяконова, В.Л. Крипинева, Н.Е. Митина, В.Ю. Керимова, Н.Ш. Яндарбиева и других исследователей.

Крымско-Кавказская складчато-орогенная система состоит из двух региональных элементов – мегантиклинорий Горного Крыма и Большого Кавказа, связанных между собой в современной структуре Керченско-Таманской складчатой перемычкой. Согласно традиционным взглядам, большая часть территории Крымско-Кавказского

сегмента Альпийской складчатой системы – область длительного и устойчивого прогибания в мезозое и кайнозое. Здесь выделяется крупный Азово-Кубанский бассейн, который представляет собой типичный бассейн форланда. Основная по площади часть Азово-Кубанского бассейна располагается на Скифской платформе, где выделяется несколько структур, преимущественно субширотного простирания, наиболее крупные из которых – Восточно-Кубанская впадина и Индоло-Кубанский краевой прогибы (рис. 1).

Крымско-Кавказский регион является одним из старейших регионов нефтедобычи (рис. 2). В пределах Западно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО) открыто 39 месторождений нефти и газа, в т.ч., 17 газовых, 21 газоконденсатное и 1 нефтяное. В пределах Восточно-Кубанской НГО открыто 32 месторождения нефти и газа, в т.ч. 5 газовых, 25 газоконденсатных/нефтегазоконденсатных и 2 нефтяных. В пределах Западно-Кубанской НГО открыто 128 месторождений нефти и газа, в т.ч., 90 нефтяных и нефтегазовых, 23 газовых, 15 газоконденсатных. Залежи УВ приурочены к отложениям позднепалеозойского, триасового, раннесреднеюрского, позднеюрского, раннемелового, палеоцен-эоценового, майкопского, миоценового и плиоценового возрастов. В пределах Азовского моря также открыты ряд месторождений и многочисленные нефтегазопроявления. Промышленная газонасность установлена на Октябрьской, Стрелковой, Северо-Керченской и др. площадях. Непромышленные притоки газа

* Ответственный автор: Рустам Наильевич Мустаев
e-mail: r.mustaev@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

получены на Сейсморазведочной, Морской, Обручевской, Небольшой и др. перспективных структурах.

Материалы и методы исследований

Для исследования геохимических условий нефтегазоносности мезо-кайнозойских отложений Предкавказья в лаборатории геохимии УВ Российского государственного университета нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина и в лаборатории угля Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова выполнены химико-битуминологические, пиролитические и углепетрографические исследования керн и образцов пород. Пиролиз проводился на неэкстрагированных порошках. Всего разными методами изучено 215 образцов хадумских отложений из 57 месторождений (площадей) Предкавказья (Керимов и др., 2017b; Гулиев и др., 2018; Guliev et al., 2021).

Для реконструкции эволюции процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ систем проведено

бассейновое моделирование в программном пакете Temis Suite. Двухмерные модели созданы по ряду профилей как в субмеридиональном, так и в субширотном направлениях. В данной статье результаты двухмерного моделирования даны по композиционному региональному сейсмопрофилю, пересекающему Западное Предкавказье в субмеридиональном направлении (рис. 1). Сейсмопрофиль пересекает основные тектонические элементы региона (с юга на север): Западно-Кубанский передовой прогиб (ЗКП), Тимашевскую ступень, Каневско-Березанский вал, Иркиевскую впадину, Азовский выступ. Протяженность профиля составляет порядка 250 км. Для характеристики выделенных стратиграфических горизонтов использовались следующие литотипы пород: преимущественно терригенные отложения нижней-средней юры, сульфатно-карбонатные верхнеюрские отложения, карбонатно-терригенные породы нижнего и верхнего мела; преимущественно терригенные отложения палеоцен-эоцена, глины майкопской серии, терригенные

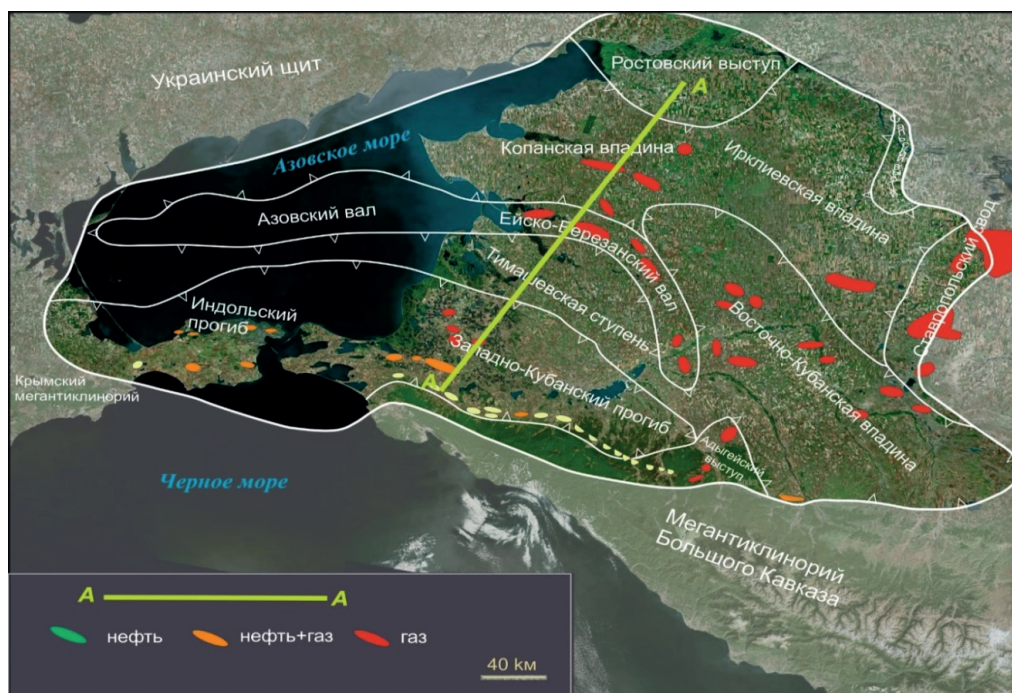


Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема Азово-Кубанского бассейна. А-А положение композиционного регионального сейсмопрофиля

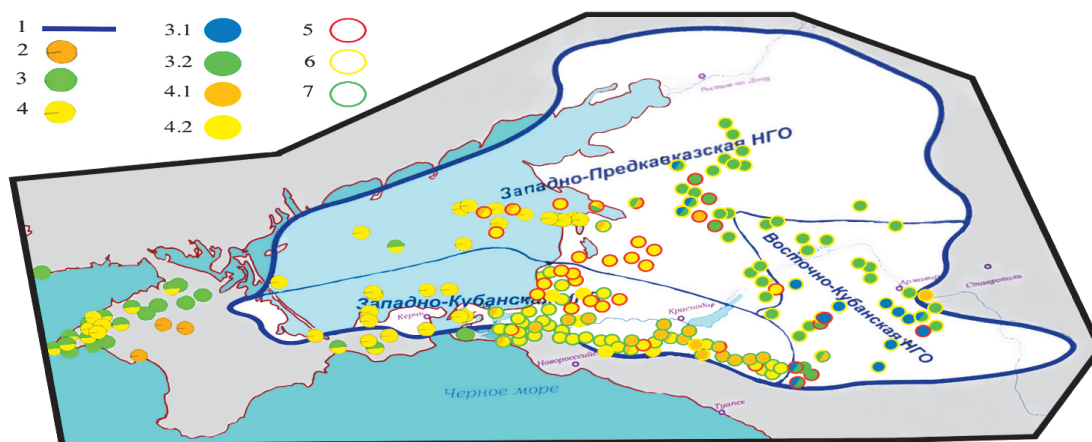


Рис. 2. Схема размещения месторождений нефти и газа Западного Предкавказья: 1 – границы нефтегазоносных областей; 2–8 – месторождения, приуроченные к: 2 – палеозойским отложениям; 3 – мезозойским отложениям: 3.1 – юрским отложениям; 3.2 – меловым отложениям; 4 – кайнозойским отложениям: 4.1 – палеогеновым отложениям; 4.2 – неогеновым отложениям; 5 – газовое месторождение; 6 – газоконденсатное месторождение; 7 – нефтяное месторождение

отложения чокрак-эоплейстоценового времени (Керимов и др., 2016; Kerimov et al., 2017). Максимальная мощность осадочного чехла приурочена к осевой части Западно-Кубанского прогиба и составляет около 9 км.

Для моделирования тепловой истории был применен метод расчета с использованием глубинного теплового потока и значений среднегодовой температуры на поверхности осадков (Яндарбиев и др., 2014). Минимальные измеренные значения теплового потока приурочены к докембрийским выступам фундамента, например, таким как Ростовский выступ Русской платформы, а также к областям с большой скоростью седиментации, где происходит экранирование глубинного теплового потока накапливающимися «холодными» осадками (Индо-Кубанский прогиб). В этих районах значения теплового потока изменяются от 36 до 60 мВт/м². (Хуторской и др., 2013). Среднегодовая температура на поверхности осадков – 7 °С.

Для характеристики нефтематеринских толщ при моделировании были использованы исходные значения геохимических параметров: C_{org} – процентное содержание органического углерода в осадочных породах; HI (водородный индекс) – отношение количества сгенерированных УВ (пик S_2 на диаграмме пиролиза Rock-Eval) к C_{org} ; тип органического вещества – тип керогена, определяется главным образом на основе химической и углепетрографической характеристик керогена.

Результаты исследований

Результаты исследований и моделирования углеводородных систем в Крымско-Кавказском сегменте свидетельствуют о развитии в мезо-кайназойском комплексе четырех генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС): триасово-юрской, меловой, эоценовой и майкопской.

В триасово-юрской ГАУС основными нефтегазоматеринскими толщами являются триасово-юрские отложения. Согласно результатам химико-битуминологических и пиролитических исследований, породы триасово-юрского возраста отличаются высоким содержанием органического углерода – 2,3–4,6 %. Значения генетического потенциала ($S_1 + S_2$) – 0,7–0,8 мг УВ/г породы, HI – 72 мг УВ/г, ХБА – 0,002–0,006 %, β = 0,6–4,8 %; кероген II и III типов. Степень катагенетической преобразованности

триасово-юрских нефтегазоматеринских пород достаточно высокая и достигает градаций МК₃–МК₄ (рис. 3). В юго-восточной части Восточно-Кубанской впадины остаточные концентрации органического вещества в юрских отложениях достигают 2,48 %. По результатам элементного анализа отмечена высокая степень зрелости органического вещества в юрских отложениях. Исходные концентрации ОВ здесь, естественно, выше, и породы могли генерировать УВ. В юго-восточной части Западно-Кубанского прогиба (Хадыженский район) содержание ОВ возрастает до 0,4–0,9 % (средняя юра), но низкая битуминозность пород ($X_B = 0,002$ – $0,004$ %) и ОВ ($\beta^{XB} = 2$ – 5 %), чрезвычайно низкие пиролитические параметры ($S_1 + S_2$) = 0,2 кг УВ/т породы, HI = 44–110 мг УВ/г C_{org} наряду с высокими значениями показателя отражения витринита $R_o = 1,22$ – $1,37$ % (градация МК₄) указывают на остаточный характер нефтематеринского (НМ) потенциала, т.е. толщи уже прошли главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Согласно результатам углепетрографических исследований, максимальные значения R_o (1,8 %) установлены для нижнеюрских отложений в южных районах Западного Предкавказья, что соответствует грациям катагенеза МК₄–МК₅ (площади Суздальская, Абхазская). В юго-восточной части Западно-Кубанского прогиба (Хадыженский район) значения R_o для ОВ среднеюрских пород составляет 1,22–1,37 % (градация МК₄). Замеры отражательной способности витринита в юрских отложениях Восточно-Кубанской впадины соответствуют грациям МК₃–МК₄. По результатам пиролиза максимальные значения T_{max} (485 °С) зафиксированы для юрских пород на Западно-Нефтегорской площади передового прогиба. Одним из основных параметров моделирования является геохимическая характеристика нефтегазоматеринских толщ.

В Восточно-Кубанской впадине условия для накопления ОВ были более благоприятными в ранней юре – на восточном борту, в средней юре – в юго-восточной части, в поздней юре – в центральной части прогиба (Болотов, 1977). Генетический тип ОВ – смешанный. Для ОВ нижнеюрских нерасчлененных отложений характерно следующее распределение стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29} = 41:27:32$; доминирование холестана (C_{27}) указывает на значительное участие альгогенной составляющей в формировании исходного ОВ. Для среднеюрских отложений отмечено более равномерное распределение стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29}$

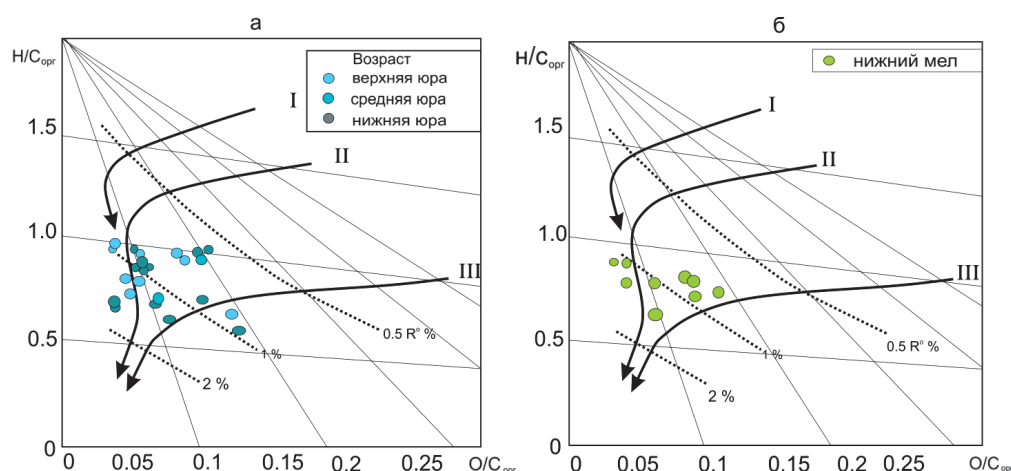


Рис. 3. Диаграмма Ван-Кревелена: а – для юрских отложений Восточно-Кубанской впадины; б – для нижнемеловых отложений Западного Предкавказья; I – 1 тип керогена; II – 2 тип керогена; III – 3 тип керогена

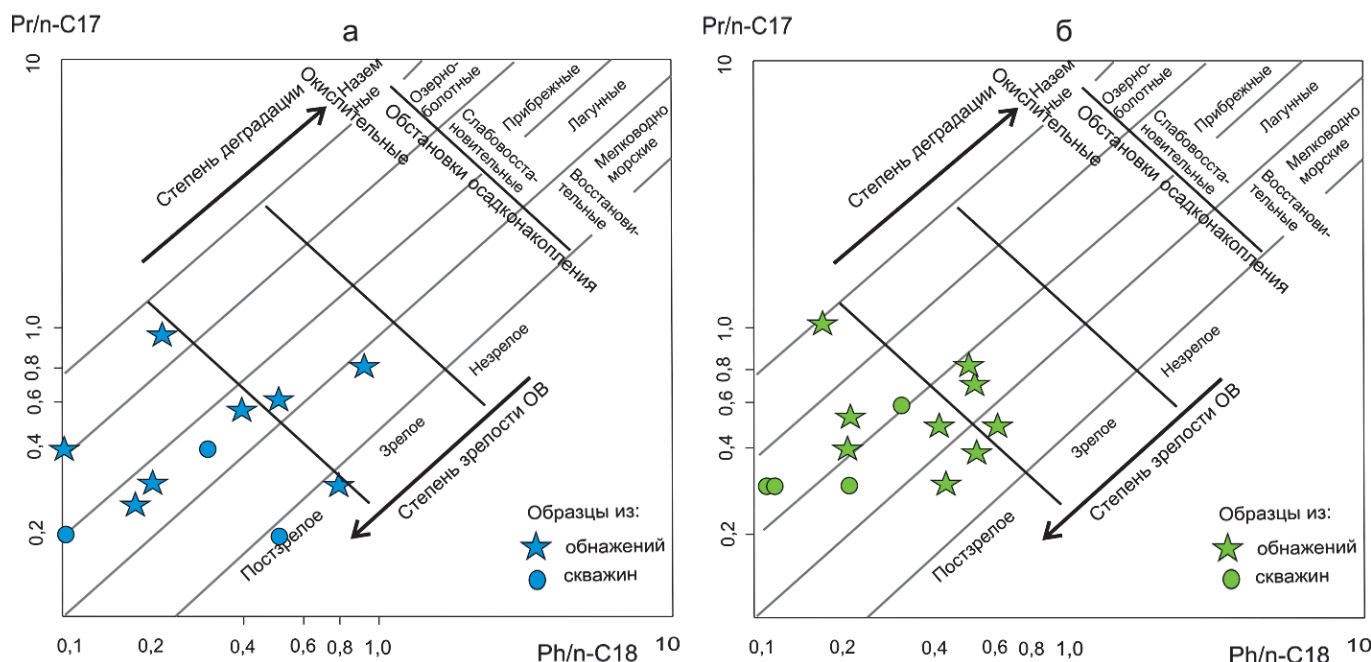


Рис. 4. Диаграмма Кеннона-Кессоу: а – для юрских отложений; б – для нижнемеловых отложений

– 31:37:32, иногда с преобладанием этилхолестана (C_{29}), что характерно для отложений нормального морского бассейна. Основными биопродуктами в нем являлись морская фитопланктон, но вклад терригенного ОВ был также заметен – об этом свидетельствуют значения отношения стеранов C_{28}/C_{29} (0,5–1,0), которое является генетическим показателем типов ОВ. Для обоих комплексов юрских отложений южного склона Кавказа отмечается присутствие редко встречающегося гопана – Γ_{28} -трисноргопана. На смешанный состав ОВ в юрских отложениях Кавказского региона, но формировавшихся в морском бассейне, указывают и алкановые УВ. Практически во всех образцах фитан (Ph) преобладает над пристаном (Pr), максимум распределения n -алканов лежит в области C_{16} – C_{18} , что указывает на накопление ОВ в нормальном морском бассейне (Lapidus et al., 2018). Соотношение различных биопродуктов в разные отрезки времени и в различных частях бассейна не одинаковы, но морское ОВ преобладает практически во всех изученных образцах.

Алкановые и стерановые показатели зрелости свидетельствуют о том, что ОВ в основном прошло пик «нефтяного окна» (Гордадзе и др., 2018). Стерановые индексы зрелости: $K^1 = S/(S+R) = 0,4–0,56$ (lim 0,55); $K^2 = \beta\beta/(\alpha R + \beta\beta) = 0,6–0,8$ (lim 0,86); $K^3 = \beta\beta/[\alpha(S+R) + \beta\beta] = 0,6–0,7$ (lim 0,71); $C_{29}(\text{dia/reg}) = 0,2–0,9$ – все эти коэффициенты характерны для ОВ отложений, находящихся в нижней части ГЗН; наиболее преобразованы породы нижнесреднеюрского нерасчлененного комплекса.

Высокая степень катагенеза и прибрежно-морские обстановки осадконакопления исходного юрского ОВ отражаются и на диаграмме Кеннона-Кессоу по результатам газовой хроматографии (рис. 4а). Улучшение НМ потенциала в этом направлении подтверждается и составом конденсатов – повышенное содержание гомологов метана ($C_2H_{6+\text{вышше}}$) в них приурочено именно к южной части Западного Предкавказья (Чахмахчев, 1983).

Максимальная степень преобразованности юрских пород (градации катагенеза $МК_4$ – $МК_5$) установлена в центре впадины, к бортам прогиба, особенно в южном

направлении (Адыгейский выступ), степень катагенеза снижается до градаций $МК_1$ – $МК_2$ ($R_o = 0,57–0,94$ %). В соответствии с катагенетической характеристикой ОВ изменяются элементный состав керогена, количество и состав битумоидов. Наиболее высокая битуминозность ОВ ($\beta^{XB} = 6–12$ %), повышенное содержание фракции масел в составе битумоида (45–50 %) также приурочены к южной части Восточно-Кубанского прогиба, что согласуется с более сапропелевым составом ОВ и его меньшей преобразованностью.

В меловой ГАУС основными нефтегазоматеринскими толщами мезозойского возраста являются апт-альбский терригенный комплекс. В апт-альбских пелитовых породах Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна (НГБ) значения $C_{\text{орг}}$ варьируют от 0,01 до 4,1 %. Максимальные значения приурочены к альбским темноцветным глинам некоторых южных площадей Западно-Кубанского прогиба (вплоть до сланцевых концентраций $C_{\text{орг}} = 45,6$ %, Южно-Украинская площадь) и Каневско-Березанского вала, а также – к темноцветным глинам апта на западе Восточно-Кубанской впадины. Значения генетического потенциала несколько повышены – $(S_1+S_2) = 0,3–3,2$ кг УВ/т породы, хотя, как и в неокме, они не очень значительные. Относительно невысокие генерационные возможности нижнемеловых пород обусловлены типом керогена, развитым в них.

В разностях пород, обогащенных ОВ, содержания битумоида составляют 0,001–0,2 %, $\beta^{XB} = 0,8–4,3$ %, что указывает на сингенетичность битуминозных компонентов. В аптских и альбских аргиллитах и глинах геохимические параметры несколько выше (Афанасенков и др., 2007): $C_{\text{орг}} = 0,7–2,8$ %, $(S_1+S_2) = 0,4–1,9$ кг УВ/т породы; $HI = 36–206$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$; $T_{\text{max}} = 427–452$ °C. По данным газожидкостной хроматографии среди УВ идентифицируются n -алканы ряда C_{15} – C_{33} , максимум распределения отмечается в основном на C_{18} и C_{22} ; незначительный второстепенный максимум проявляется на C_{26} или C_{29} . Резкое преобладание фитогенного исходного ОВ определяется по высоким значениям отношения нормальных алканов

$nC_{18}/nC_{28} = 4,8-5,3$ и низкими отношениями пристана и фитана ($Pr/Ph - 0,6$).

Типичное распределение стеранов в аптских и альбских отложениях $C_{27}:C_{28}:C_{29} = 40:23:37$, преобладает стеран C_{27} ($C_{27}/C_{28} = 1,4-1,8$), что характерно для ОВ, накопившегося в морском бассейне, где основными биопродуцентами являлся морской фитопланктон ($C_{28}/C_{29} - 0,6$).

Практически на всей территории Азово-Кубанского НГБ нижнемеловые отложения характеризуются уровнем зрелости, отвечающим уровню «нефтяного окна» (градации катагенеза $МК_1-MK_3$), и лишь в центральной части Восточно-Кубанской впадины они достигли градации $МК_4$. Невысокий потенциал нижнемеловых пород, обусловленный, в первую очередь, III типом керогена, явился причиной незначительного количества жидких УВ, генерированных этими отложениями. В ОВ их содержание не превышает 1–2 %, и оно остается практически постоянным на разных градациях катагенеза (Керимов и др., 2017а); среднее содержание УВ в породе составляет 270 г/м³. В северной части Восточно-Черноморского НГБ значения T_{max} , алкановые и стерановые индексы зрелости также указывают на положение нижнемеловых пород в ГЗН, причем в большинстве случаев они находятся на уровне максимума главной фазы нефтеобразования (ГФН) и, частично, на завершающих ее стадиях: $K^{13}zr = 0,45-0,5$, $K^{33}zr = 0,7$; $C_{29}(dia/reg) = 0,2-0,3$. Гопановые индексы зрелости $-M_{30}/\Gamma_{30} = 0,1-0,8$, $Ts/Tm = 0,5-1,8$ – варьируют в более широком диапазоне и не всегда соответствуют уровню преобразованности рассматриваемых отложений.

Таким образом, нижнемеловые отложения характеризуются невысоким генетическим потенциалом, часть которого реализована. Отложения неокома следует рассматривать в основном как газоматеринские; апт-альбские в районе Большого Кавказа и его южного склона, очевидно, можно отнести и к нефтематеринским, но потенциал их на жидкие УВ не высок.

В нижнемеловых породах континентальной части Восточно-Черноморского бассейна генетический тип ОВ преимущественно сапропелевый, но в значительной степени окисленный (оксисорбосапропелит), химический состав которого часто отвечает керогену типа III и находится на стадии преобразованности, соответствующей началу «нефтяного окна» (рис. 3б).

Степень катагенетической преобразованности ОВ нижнемеловых отложений варьирует в широком диапазоне. В пределах Западно-Кубанского, Керченско-Таманского прогибов и южного склона Кавказа (Хадыженский район, Северо-Таманский вал, Куколовская площадь), а также большей части Скифской плиты они находятся в ГЗН (Суслова, 2006), ($T_{max} - 423-448$ °C, $R_o = 7,5-8,6$ %); а в осевой части Индоло-Кубанского прогиба прогнозируется максимальный уровень преобразования (до градаций катагенеза $МК_5-AK$ на глубине около 7 км). Более континентальный тип ОВ и высокая степень катагенеза подтверждается и диаграммой Кеннона-Кессоу (рис. 4б).

В эоценовой ГАУС основными нефтегазоматеринскими толщами являются хадыженская и кумская свиты верхнего эоцена, которые обладают высоким нефтематеринским потенциалом. На территории Западно-Кубанского прогиба современное содержание $C_{орг}$ составляет 0,63–11,32 % (среднее 3,32 %); оно ниже ($C_{орг} = 1,2-1,6$ %) в глинах Восточно-Кубанской впадины и Ейско-Березанской зоны. Для кумских отложений наиболее характерным является кероген типа II, обладающий высоким нефтематеринским потенциалом (рис. 5а). Значения водородного индекса в чистом керогене достигают 500–800 мг УВ/г ТОС; в породе его значения ниже и в среднем составляют около 300 мг УВ/г ТОС. Разница в значениях этого показателя обусловлена адсорбцией УВ на минеральной матрице, представленной высокоактивными глинистыми минералами. Этот эффект часто приводит к заниженному выходу УВ в пике S_2 и, следовательно, заниженному

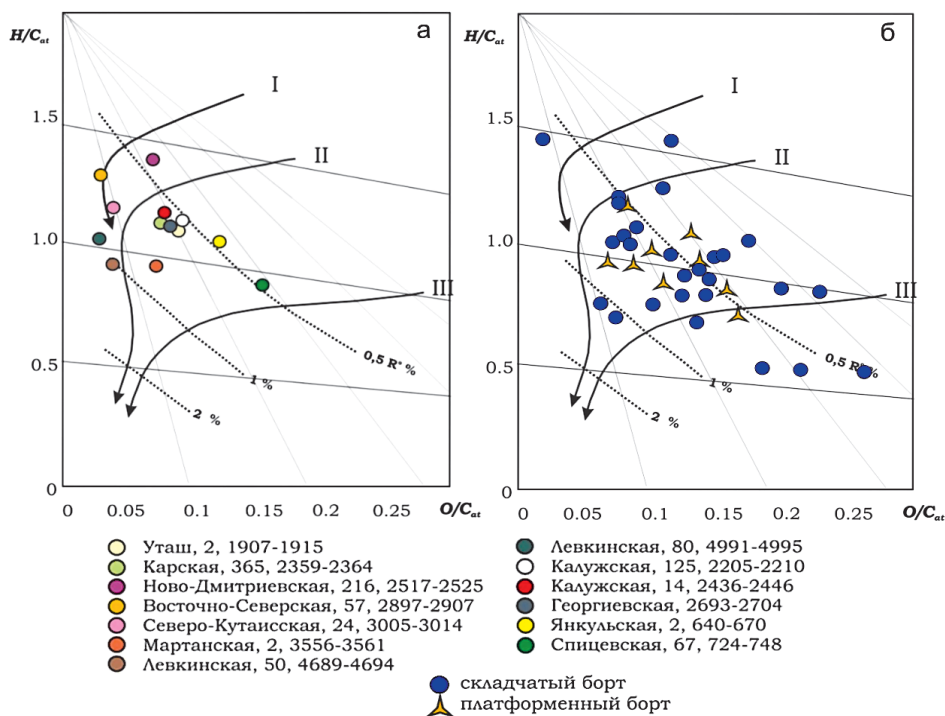


Рис. 5. Диаграммы Ван-Кревелена: а – для кумских отложений; б – для майкопских отложений (с использованием данных Perrier, Corvi, 1995; Храмовой, 1986)

значению НН, определяемому в породе. В дебитуминизированном керогене повышены содержания Н (7,1–8,6 %), Н/С (1,1–1,4). Породы и ОВ обогащены битумоидами: хлоформенный битумоид (ХБ) – 0,05–0,49 %, иногда увеличиваясь до 0,7–1,2 %, β^{XB} – 4–16 %, в среднем для разных градаций катагенеза.

По данным газожидкостной хроматографии основную массу УВ на глубине до 3,8 км составляют алканы C_{17} – C_{31} и тяжелые арены ($T_{кип}$ 400–460 °С), а на глубине 4,5–5,0 км (градиация MK_2 , возможно MK_3) среди н-алканов доминируют легкие C_{11} – C_{17} , в группе аренов в большей концентрации появляются низкомолекулярные УВ ($T_{кип}$ 200–300 °С). Среди изопреноидов преобладают пристан и фитан; в группе изоалканов и цикланов в значительной концентрации присутствуют стераны и тритерпаны (C_{28} – C_{30}), количество которых также возрастает с усилением катагенеза.

В соответствии с катагенетической зональностью, кумские отложения, залегающие до глубины 2,5–3,5 км (в платформенных и складчатых областях Азово-Кубанского НГБ), отвечают начальному этапу катагенеза (протокатагенез (ПК)), а в интервале 3–5 км – градиациям MK_1 – MK_2 , соответствующих уровню нефтяного окна. В катагенезе происходят заметные изменения в составе ОВ: в дебитуминизированном керогене резко сокращается количество гетероатомов (от 34 % до 23 %) и повышается содержание углерода (от 60 до 70 %); при этом общее содержание $C_{орг}$ в породах снижается, что обусловлено усиленной генерацией УВ в период ГФН и частичной потерей углерода в связи с уходом газовых и низкокипящих УВ. При погружении пород происходит новообразование битумоидов (а в их составе УВ): в балансе ОВ резко увеличивается доля ХБ и УВ (от 3,2 % и 1,4 % на градиации ПК до 8–18 % и 7 % на градиациях MK_1 – MK_2 , соответственно). Миграционные битумоиды отмечаются еще на градиации ПК, но исключительно широкое развитие они получают на градиации MK_2 (глубина 4,6–5,0 км, температура 140–165 °С).

Таким образом, геохимическая характеристика ОВ кумских пород показала, что они не только обладают высоким нефтематеринским потенциалом, но и являются одной из основных нефтепроизводящих свит Кавказского региона.

В майкопской ГАУС основными нефтегазоматеринскими толщами являются майкопские глины, которые обладают высоким нефтематеринским потенциалом. В майкопских отложениях Западно-Кубанской НГО содержание $C_{орг}$ варьирует от 0,1 до 9,3 %, среднее – 1,46 %. По площади отмечается возрастание $C_{орг}$ в восточном направлении. Так, в пределах Таманского полуострова среднее содержание $C_{орг}$ для пород всей майкопской серии составляет 0,87 %, в центральной части прогиба – 1,1 %, восточной – 1,2 %. (Надежкин, 2011). По результатам пиролиза органическое вещество майкопской серии незрелое, основная масса образцов принадлежит к II-III и III типам керогена (рис. 5б).

На диаграмме Кеннона-Кессоу по результатам газовой хроматографии, майкопское ОВ образовывалось в прибрежно-морских обстановках и находится на различных стадиях зрелости – от незрелого до высокопреобразованного (рис. 6).

В Западно-Кубанском прогибе $C_{орг}$ составляет 0,1–9,3 %, среднее – 1,46 % (по данным пиролиза оно несколько ниже – 1,06 %), (S_1+S_2) – 0,06–20 кг УВ/т породы

(среднее – 1,36 кг УВ/т породы); значения $C_{орг}$ в нижнем майкопе более чем в 2 раза выше, чем в верхнем (2,4 % и 1 %, соответственно).

По площади отмечается возрастание $C_{орг}$ (и генерационного потенциала S_1+S_2) в восточном направлении. Так, в пределах Таманского полуострова среднее содержание $C_{орг}$ для пород всей майкопской серии составляет 0,87 %, в центральной части прогиба – 1,1 %, восточной – 1,2 %; (S_1+S_2) – 0,77, 1,81 и 2,74 кг УВ/т породы, соответственно для каждой области прогиба. Близкие содержания ОВ отмечаются в Восточно-Кубанском прогибе – 1,32 %, в области Адыгейского выступа (и на севере) – 0,9 %. По стратиграфической приуроченности повышенным НМ потенциалом ($C_{орг} > 2$ %, $(S_1+S_2) > 6$ кг УВ/т породы) обладают породы нижнего майкопа (хадумская свита).

Таким образом, глинистые породы майкопской серии в западной части Кавказского региона обладают нефтематеринскими свойствами, но потенциал их обычно средний в связи с развитием в породах смешанного ОВ (Kerimov et al., 2014, 2018). Нефтематеринские свойства выше в нижнемайкопской части разреза (хадумская свита), и они являются не только потенциально нефтематеринскими, но и нефтепроизводящими.

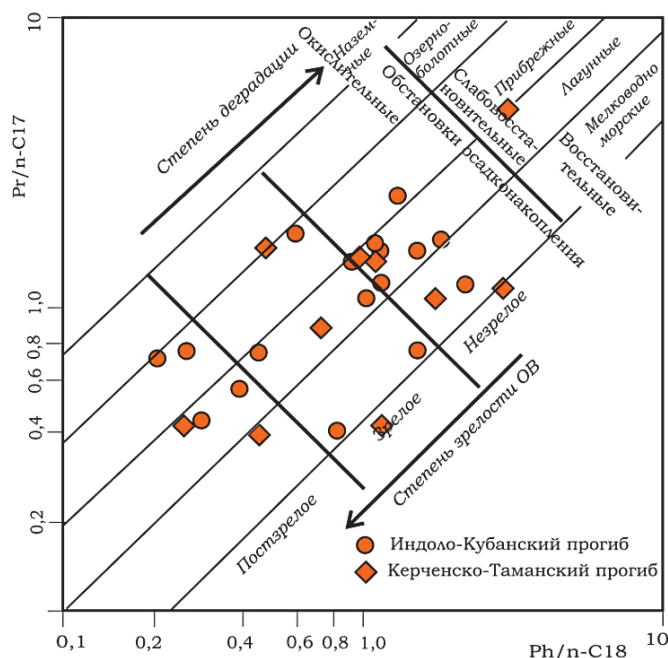


Рис. 6. Диаграмма Кеннона-Кессоу для майкопских отложений

Результаты моделирования

Проведённое бассейновое 2D моделирование по ряду региональных профилей, пересекающих Западное Предкавказье, позволило реконструировать процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ систем. Согласно результатам моделирования, верхняя граница ГЗН проходит на глубине около 2000 м, что в стратиграфическом отношении в центральной части Западно-Кубанского прогиба соответствует примерно кровле верхнемиоценовых – подошве плиоценовых отложений. Нижняя граница нефтяного окна прослеживается на глубине около 5000 м, что в наиболее погруженной части прогиба соответствует основанию майкопской серии (Яндарбиев и др., 2014). Верхняя граница ГЗН для платформенной части региона

проходит на глубинах около 1800–2300 м. Глубина перехода из ГЗН в нижнюю зону газогенерации на Тимашевской ступени располагается на отметке 5500–6000 м, для Иркилевской и Копанской впадин 4000–4500 м. Использованные при моделировании усредненные значения геохимических параметров для основных нефтематеринских толщ приведены в таблице 1.

Распределение литологических типов по разрезу представлено на примере литолого-фациальной модели (рис. 7). Для характеристики литотипов использовались справочные данные по изучаемому региону и параметры стандартных данных программного пакета «Temis». Каждый литотип характеризуется набором петрофизических параметров, которые используются в расчетах.

Степень углеводородной насыщенности осадочного чехла и современная катагенетическая зональность соответствующих зон генерации по линии моделируемого профиля приведены на рис. 8.

Газовое окно приурочено к интервалам глубин 5000–8000 м. В пределах Западно-Кубанского прогиба в главной зоне газообразования (ГЗГ) находятся отложения мела-юры, в платформенных районах – триасово-юрский комплекс. Отложения нижней-средней юры в наиболее погруженных районах Западно-Кубанского прогиба предположительно являются катагенетически перезрелыми и могут еще генерировать объемы «сухого» газа.

Различная напряженность геотермического режима предопределила резкие вариации глубин положения зон катагенеза в пределах областей Керченско-Таманского, Западно-Кубанского прогибов, южного склона Кавказа, испытавших активную инверсию, и тектонических элементов Скифской платформы, практически не претерпевших

НМТ	C _{орг} , %	НІ, мг УВ/г C _{орг}	Тип ОВ
P ₃ - N ₁ ¹	1,5	350	II-III
Палеоцен-эоцен	4,7	500	II
K ₁	1,7	300	II-III
T-J	2,1	400	II

Табл. 1. Исходные геохимические параметры моделирования

инверсию (Mustaev et al., 2021). Для эпипалеозойских платформ глубинная зональность катагенеза сокращена: на платформенном борту верхняя граница ГЗН (кровля нефтяного окна) фиксируется на глубине около 2,0–2,5 км, подошва – в интервале 4,0–4,5 км. Для отложений складчатых областей характерна растянутая катагенетическая зональность в наиболее прогнутых участках, и как следствие этого – резкая дифференциация в ее распределении и глубокое положение ГЗН. В пределах складчатого борта кровля ГЗН располагается по разным районам на следующих глубинах: Северо-Таманский вал 4,3–5,0 км, Западно-Кубанский прогиб от 2,6–3,2 км (Хадыженский район) до 4,0–4,2 км (Джигинско-Варениковский район) (Баженова и др., 2005; Гурьев, 2010).

Максимальные глубины кровли ГЗН отмечаются в наиболее прогнутой части Индоло-Кубанского прогиба, характеризующейся развитием грязевого вулканизма и криптодиapiровых складок, видимо за счет выноса тепла из глубокой части разреза (Баженова и др., 2005).

С растянутой катагенетической зональностью тесно связана другая особенность – большая мощность отложений в очаге нефтегазообразования. Это хорошо прослеживается на примере майкопской нефтематеринской толщи Западного Предкавказья. Мощность нефтематеринских

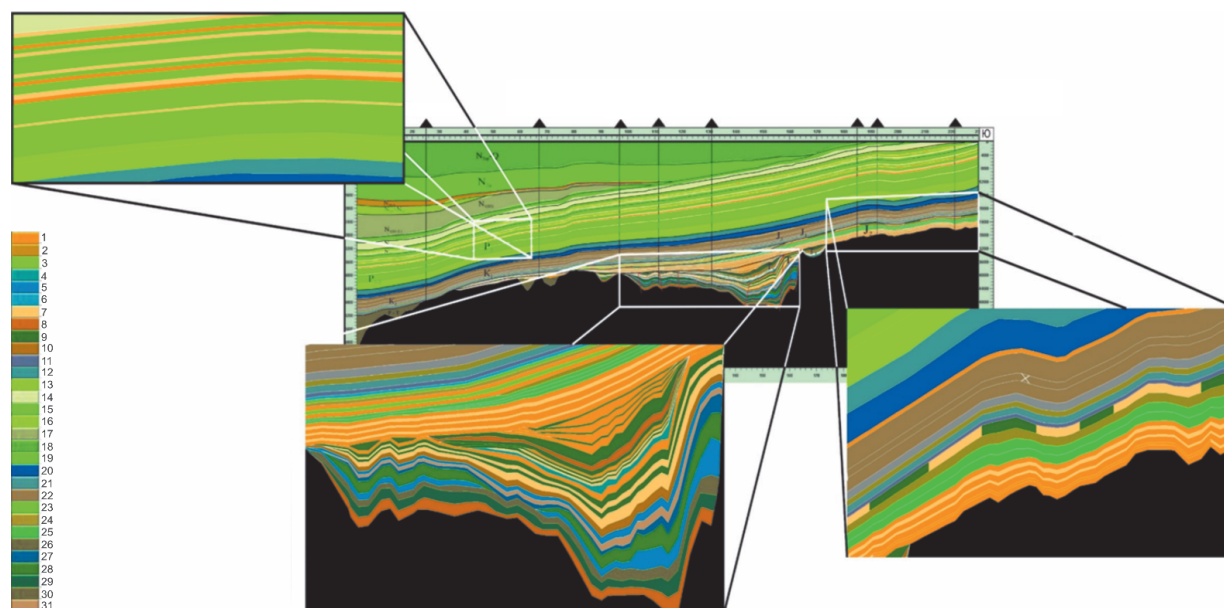


Рис. 7. Модель распределения литотипов. 1 – песчаник; 2 – 50 % песчаник, 50 % глин; 3 – глина; 4 – мергель; 5 – известняк; 6 – доломит; 7 – алевролит; 8 – конгломерат; 9 – аргиллит; 10 – 50 % алевролит, 50 % аргиллит; 11 – 30 % известняк, 30 % аргиллит, 30 % алевролит, 10 % конгломерат; 12 – 60 % мергель, 15 % алевролит, 15 % аргиллит, 10 % глин; 13 – 95 % глин, 5 % песчаник; 14 – 60 % глин, 15 % алевролит, 15 % песчаник, 10 % мергель; 15 – 80 % глин, 10 % известняк, 10 % мергель; 16 – 80 % глин, 20 % песчаник; 17 – 40 % песчаник, 50 % глин, 10 % известняк; 18 – 70 % глин, 50 % песчаник, 15 % конгломерат; 19 – 80 % глин, 20 % песчаник; 20 – 70 % известняк, 30 % мергель; 21 – 90 % известняк, 10 % песчаник; 22 – 55 % песчаник, 25 % аргиллит, 15 % алевролит, 5 % известняк; 23 – 80 % глин, 20 % известняк; 24 – 60 % песчаник, 20 % алевролит, 10 % известняк, 10 % мергель; 25 – 75 % глин, 25 % алевролит; 26 – 70 % аргиллит, 15 % песчаник, 15 % аргиллит; 27 – 60 % известняк, 20 % доломит, 10 % мергель, 10 % алевролит; 28 – 80 % аргиллит, 5 % известняк, 5 % мергель, 10 % алевролит; 29 – 50 % аргиллит, 50 % известняк; 30 – 50 % аргиллит, 50 % известняк, 31 – 60 % аргиллит, 40 % песчаник

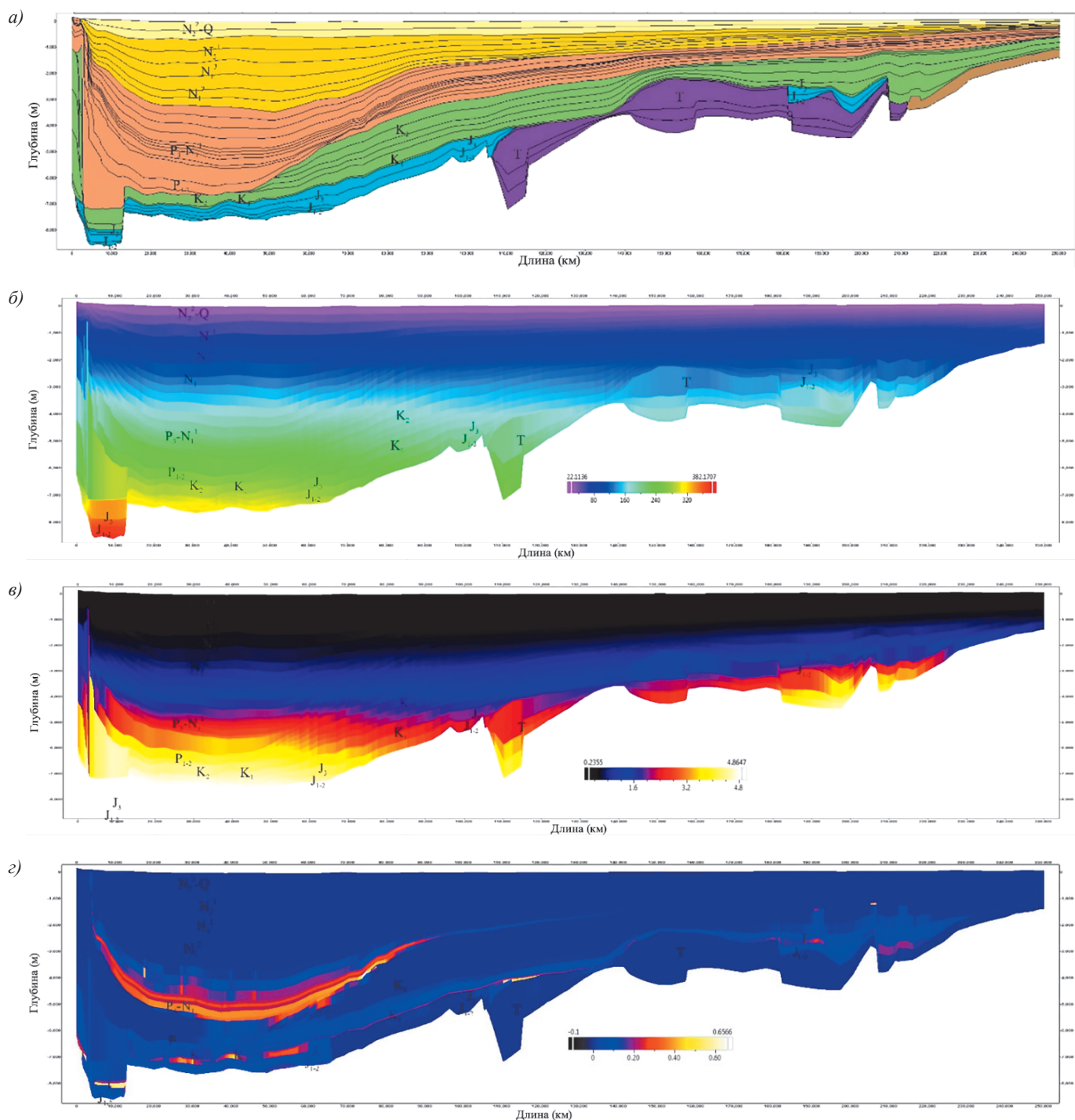


Рис. 8. Результаты моделирования: а – упрощенная структурная модель; б – современное распределение температур по разрезу осадочного чехла; в – катагенетическая зональность осадочного чехла; г – степень углеводородной насыщенности осадочного чехла

отложений в очаге, как правило, не менее 2 км. В погруженных частях подошва ГЗН не вскрыта. На глубине 5333 м $T_{\max} = 448^{\circ}\text{C}$, что соответствует середине ГЗН, т. е. подошва «нефтяного окна» располагается на еще большей глубине (Баженова и др., 2004).

Помимо современной оценки границ ГЗН и ГЗГ, для понимания формирования нефтегазоносности региона рассмотрим катагенетическую эволюцию основных нефтегазоматеринских толщ в пределах основного очага генерации углеводородов – в центральной части ЗКП (рис. 9).

Согласно результатам моделирования, процессы генерации УВ в пределах Западно-Кубанского прогиба

начались в конце поздней юры – начале раннего мела, когда терригенные юрские НГМТ вошли в главную зону нефтеобразования. Генерация ими нефтяных флюидов продолжалась вплоть до начала майкопского времени, чему способствовало непрерывно-прерывистое погружение территории, сопровождавшееся компенсированным осадконакоплением (Яндарбиев и др., 2014). В пределах Каневско-Березанского вала нижнесреднеюрские нефтегазоматеринские отложения вошли в ГЗН в начале палеоцена, полностью погрузившись на глубины порядка 2 км.

В олигоценное время начинается накопление мощной толщи глинистых отложений майкопской серии, что способствовало переходу юрских НГМТ в область газового

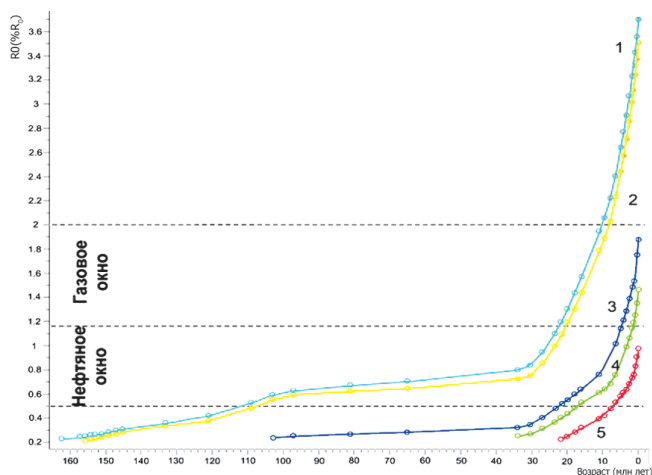


Рис. 9. Графики катанетической эволюции основных НГМТ: 1 – среднеюрские; 2 – позднеюрские; 3 – раннемеловые; 4 – ранне/среднепалеогеновые; 5 – позднепалеогеновые/ранненеогеновые

окна. Продолжившееся поступление обильного количества осадков и активное прогибание территории в начале олигоцена привело к достаточному для генерации УВ катагенетическому преобразованию апт-альбских НГМТ. На платформенной части региона (Каневско-Березанский вал) нижнемеловые отложения вошли в ГЗН в конце миоцена. В пределах Керченско-Таманского прогиба (Северо-Таманский вал) апт-альбские отложения вошли в ГЗН в середине майкопского времени, погрузившись на глубины в 2,8–3,0 км.

К концу раннего миоцена в процессы нефтегенерации в Западно-Кубанском прогибе были вовлечены и отложения кумской свиты. На рубеже среднего/позднего миоцена (около 10–15 млн лет назад) юрские НГМТ вышли из газового окна, примерно в это же время апт-альбские НГМТ достигли его и находятся в ГЗГ по настоящее время. В конце позднего миоцена отложения кумской свиты вступили в зону газогенерации, в это же время начинаются процессы нефтеобразования в нефтематеринских горизонтах майкопской серии (Яндарбиев и др., 2014).

Как показывают результаты моделирования, эмиграция углеводородов из нефтематеринских толщ раннесреднеюрского возраста началась в альбское время (около 130 млн л.н.). Процессы миграции носили зональный характер и происходили лишь в пределах депоцентра Западно-Кубанского прогиба, преимущественное направление миграции – вертикальное. К позднемеловому времени процессы миграции происходили почти повсеместно в юрской толще, и направление миграции меняется с сугубо вертикального на латеральное, контролируемое углами падения пластов. Постепенное погружение отложений в течение палеогена не повлияло на характер и направленность миграционных процессов. Наиболее активно миграционные процессы в ЗКП начали происходить в миоцене. В среднем миоцене начинается эмиграция УВ из апт-альбской и кумской НГМТ в пределах ЗКП, а к концу неогена – из майкопских отложений, направление миграции здесь контролируется углом падения пластов (Яндарбиев и др., 2014).

В целом, результаты 2D моделирования подтверждают современное стратиграфическое распределение нефтегазоносности по разрезу осадочного чехла региона. Так, по

данным моделирования, подтвержденные залежи углеводородов находятся в палеоген-неогеновых отложениях южного борта и центральной части передового прогиба, газовые и газоконденсатные залежи – в нижнемеловых коллекторах платформенных частей Скифской плиты. Максимальная степень насыщенности коллекторов достигает 80–90 % (рис. 8г).

Результаты 3D моделирования и полученные модели позволили создать карты ГАУС для каждой из углеводородных систем Крымско-Кавказского сегмента: триасово-юрской, меловой, эоценовой, и майкопской (рис. 10, 11).

Обсуждение результатов

Результаты исследований свидетельствуют, что большая часть территории Крымско-Кавказского сегмента Альпийской складчатой системы – области длительного и устойчивого прогибания в мезозое и кайнозое. Здесь выделяется крупный Азово-Кубанский бассейн, который представляет собой типичный бассейн форланда.

Результаты моделирования позволили выделить в мезо-кайназойском комплексе западной части Крымско-Кавказского региона четыре ГАУС: триасово-юрскую, меловую, эоценовую и майкопскую, и позволили изучить и смоделировать элементы и процессы УС (рис. 10, 11).

В пределах исследуемой территории НГМТ выделены в следующих комплексах отложений: триасово-юрский терригенный, апт-альбский терригенный, палеоцен-эоценовый терригенно-карбонатный, олигоцен-нижнемиоценовый (глинистые отложения майкопской серии).

Фазовый состав генерируемых флюидов зависит от катагенетической преобразованности НГМТ, в совокупности с типом исходной органики, находящихся в очаге нефтегазообразования УС. По классификации Н. Б. Вассоевича границам ГЗН соответствуют градации катагенеза МК₁–МК₃, что соответствует значениям отражательной способности витринита в масле (R_o) 0,55–1,2 %. Пик нефтеобразования приходится на стадию МК₂ (R_o – от 0,65 до 0,85 %). «Газовому окну» (главной зоне газообразования) соответствуют значения $R_o = 1,2–4,0$ %. В начале «газового окна» генерируется преимущественно «жирный» газ (до $R_o = 2$ %), далее происходит генерация «сухого» газа, в составе которого преобладает метан (Вассоевич, Нейман, 1964).

Адекватность полученных данных проверялась путем сопоставления рассчитанных при моделировании и замеренных показателей зрелости органического вещества (T_{max} ; R_o , %). Помимо замеренных углепетрографическим методом, значения показателя отражения витринита, который является наиболее надежным индикатором степени преобразованности ОВ, рассчитывались исходя из значений T_{max} пиролиза по формуле: $R_o, \% = 0,018 \cdot T_{max} - 7,16$.

В качестве очагов нефтегазогенерации обычно рассматриваются НГМТ, находящиеся в главной зоне нефтеобразования (Баженова и др., 2004). Как правило, очаги приурочены к наиболее погруженным частям осадочного бассейна, в которых отложения находятся в более жестких термобарических условиях. Этим обусловлено начало процессов эмиграции и миграции углеводородов из данных областей. Как показывают структурно-тектонические исследования, наиболее погруженной областью является южный борт Западно-Кубанского прогиба, которая может

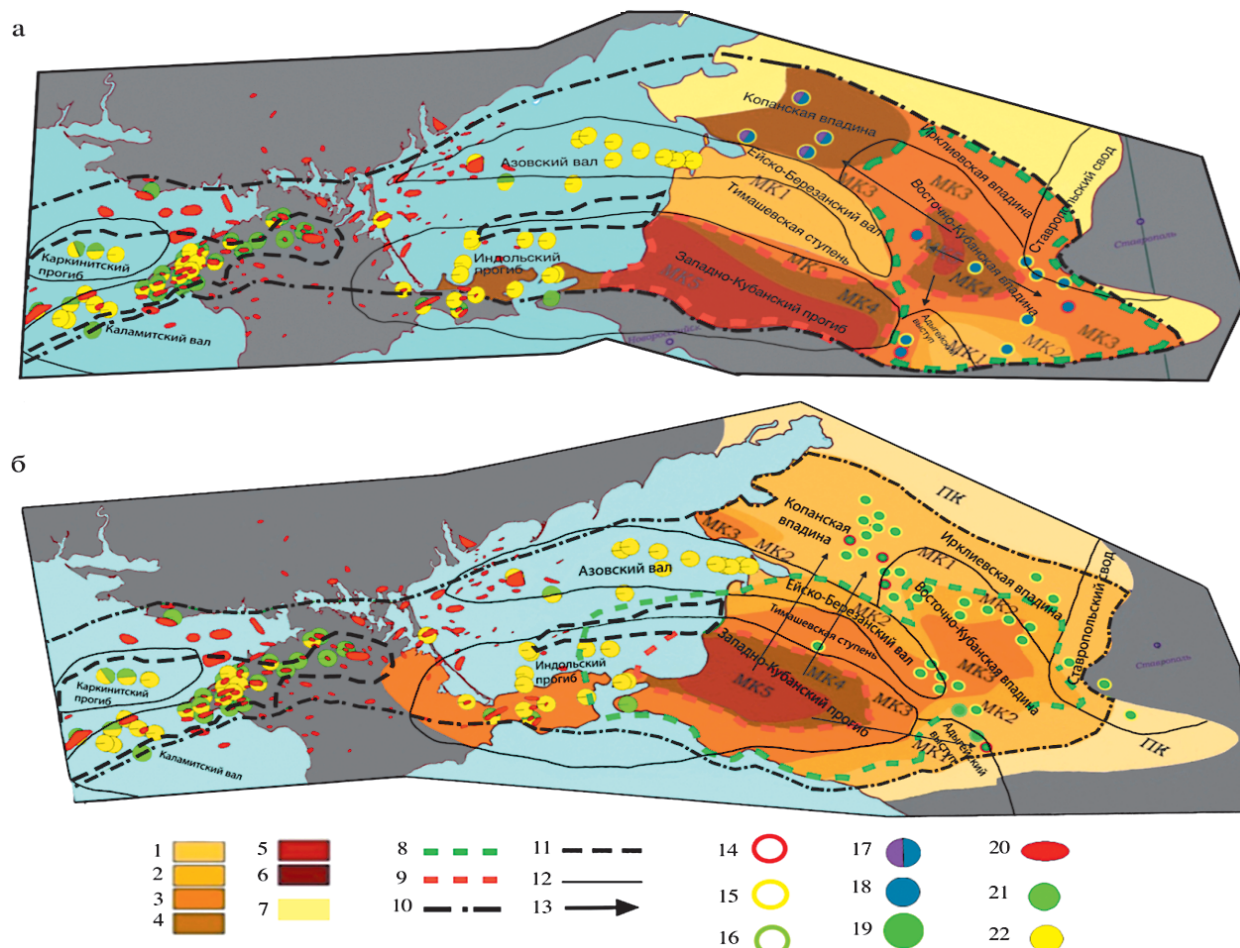


Рис. 10. Карта Крымско-Кавказских мезозойских ГАУС: а – триасово-юрской, б – меловой. 1–6 – Стадии катагенеза: 1 – МК₁; 2 – МК₂; 3 – МК₃; 4 – МК₄; 5 – МК₅; 6 – АК; 7 – зона распространения резервуара; 8 – граница «нефтяного окна»; 9 – граница «газового окна»; 10 – границы углеводородной системы; 11 – границы очага генерации УВ; 12 – границы структурно-тектонических элементов; 13 – направление миграционных потоков; 14 – газовое месторождение; 15 – газоконденсатное месторождение; 16 – нефтяное месторождение; 17 – месторождение, приуроченное к триасово-юрским отложениям; 18 – месторождение, приуроченное к юрским отложениям; 19 – месторождение, приуроченное к меловым отложениям; 20 – перспективные поднятия; 21 – нефтегазопроявления в мезозойских отложениях; 22 – нефтегазопроявления в кайнозойских отложениях

являться основным очагом генерации углеводородов; более локальные очаги можно выделить во впадинах, разделяющих поднятия Сунженской и Терской антиклинальных зон.

В целом мезозойские нефтематеринские комплексы характеризуются чрезвычайно дифференцированным тепловым полем и, соответственно, различным положением основных генерационных зон. Для значительной части Западного Предкавказья характерны растянутая катагенетическая зональность и в основном глубокое положение ГЗН. Следствием этого является широкий глубинный диапазон возможной нефтеносности – от 2–3 км до 6 км, и газоносности – до 9 км. Согласно результатам моделирования, верхняя граница ГЗН проходит на глубине около 2000 м, что в стратиграфическом отношении в центральной части Западно-Кубанского прогиба соответствует примерно кровле верхнемиоценовых – подошве плиоценовых отложений (Яндарбиев и др., 2014, 2017). Нижняя граница нефтяного окна прослеживается на глубине около 5000 м, что в наиболее погруженной части прогиба соответствует основанию майкопской серии.

Наступление главной фазы нефтеобразования в Западном Предкавказье происходило начиная с конца юрского периода. Завершение ГЗН и наступление главной фазы

газообразования в пределах Западного Предкавказья произошло на кайнозойском этапе. В пределах Скифской плиты исключение составляют ряд площадей Адыгейского выступа, Каневско-Березанского вала и юго-западной части Восточно-Кубанской впадины, где среднеюрские и нижнемеловые отложения находятся в середине «нефтяного окна» и завершающей стадии ГЗН, а верхнемеловые – в конце протокатагенеза, в начале «нефтяного окна».

Таким образом, установлено, что для областей прогиба типична растянутая катагенетическая зональность, что обусловлено высокими скоростями осадконакопления и прогибания, а, соответственно, большой мощностью нефтематеринских отложений в очаге нефтеобразования, как правило, не менее 2,5 км.

Для прогноза и оценки возможности генерации УВ, помимо качественно-количественных характеристик НГМТ и уровня их катагенетического преобразования, необходимо учитывать степень выработанности (трансформации) ОВ, которая характеризует остаточный потенциал НГМТ. На современном этапе юрские НГМТ почти полностью выработали свой потенциал практически повсеместно в пределах Западно-Кубанского прогиба. Генерация ими углеводородов возможна лишь в пределах платформенной части региона, где они (совместно с триасовыми

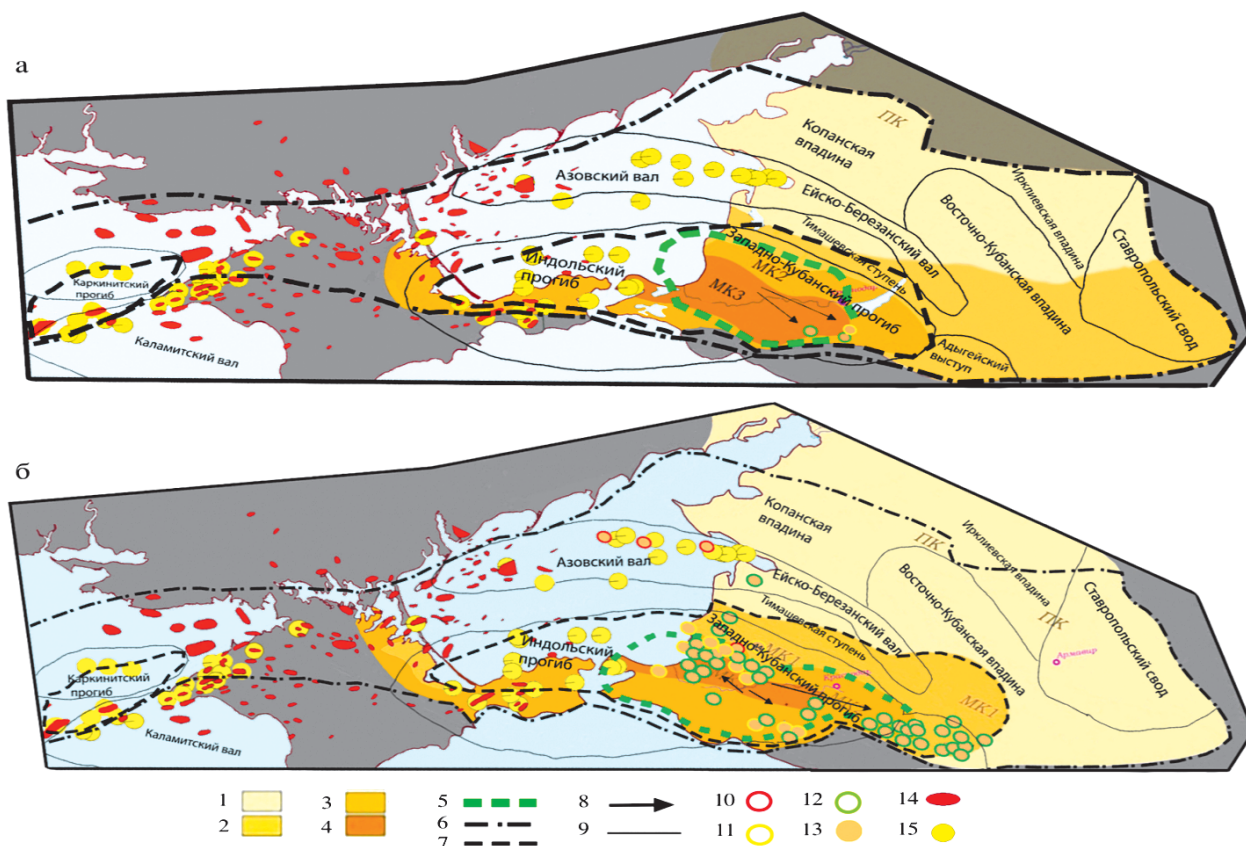


Рис. 11. Карта Крымско-Кавказских кайнозойских ГАУС: а – эоценовой, б – майкопской. 1–4 – Стадии катагенеза: 1 – ПК; 2 – МК₁; 3 – МК₂; 4 – МК₃; 5 – граница «нефтяного окна»; 6 – границы углеводородной системы; 7 – границы очага генерации УВ; 8 – направление миграционных потоков; 9 – границы структурно-тектонических элементов; 10 – газовое месторождение; 11 – газоконденсатное месторождение; 12 – нефтяное месторождение; 13 – месторождение, приуроченное к отложениям кумской и майкопской свиты; 14 – перспективные поднятия; 15 – нефтегазопроявления в кайнозойских отложениях

отложениями) находятся на грациях катагенеза МК₃₋₄ и сохранили достаточный (50–60 %) генерационный потенциал. Степень выработанности керогена апт-альбских НГМТ уменьшается от 90 % в депоцентре Западно-Кубанского прогиба до почти 70–80 % к ее бортам. В платформенной части региона они практически сохранили свой генерационный потенциал. Подобная тенденция прослеживается и для отложений кумской свиты.

Глинистые толщи майкопской серии практически полностью сохранили свой потенциал в пределах прогиба. Основываясь на специфике органического вещества и степени катагенетической преобразованности выделенных НГМТ (Zaicev et al., 2017, Mustaev et al., 2017), основными источниками нефтяных флюидов в настоящее время могут являться отложения майкопской серии и кумской свиты, частично – нижнего мела. Генерацию газовых УВ обеспечивают НГМТ юрского комплекса. Юрские нефтематеринские толщи не вносят значимый вклад в формирование нефтегазоносности передового прогиба, начиная с позднего миоцена. Однако, вероятно, все еще способны к генерации определенных объемов «сухого» газа.

В настоящее время миграционные процессы в передовом прогибе носят разнонаправленный характер. Поток флюидов из основного очага нефтеобразования, находящегося в прогнутах части региона, в основном направлен в сторону платформенного и южного бортов прогиба. Основные залежи углеводородов формировались в антиклинальных структурах центральной части меридионального сечения передового прогиба. Согласно

выполненным построениям основным природным резервуаром являются хемогенные известняки верхнемелового возраста, в которые углеводородные флюиды поступали преимущественно из нефтематеринских отложений батбайосса и апт-альба.

Выводы

По результатам геолого-геохимических исследований и моделирования в пределах Азово-Кубанского прогиба выделяются депоцентры, объединенные в четыре генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: триасово-юрскую, меловую, эоценовую и майкопскую. Перспективность прогиба обусловлена повышенной мощностью осадочного комплекса, глубина залегания которого отвечает условиям главной фазы нефтеобразования и, возможно, газообразования.

На основании проведения численного бассейнового моделирования сделан вывод, что перспективными объектами поиска углеводородов могут быть подсолевые верхнеюрские карбонатные пачки на северном борту передового прогиба, в подсолевых складках верхней юры могут находиться значительные объемы углеводородов, расчетная нефтенасыщенность здесь может достигать 80 % и более. Таким образом, ГАУС, располагающиеся в мезозойской части осадочного разреза, могут обеспечить формирование скоплений УВ в юрских, предположительно карбонатных резервуарах северного борта Индоло-Кубанского прогиба и возможно, в неантиклинальных ловушках в зоне выклинивания меловых пород на южном

борту Азовского вала. Ожидаемый тип флюида – газ.

Как показывают результаты моделирования, все перспективные объекты кайнозойской части разреза в пределах Индоло-Кубанского прогиба будут заполнены углеводородами за счет кайнозойской ГАУС – кумской, майкопской и хадумской нефтематеринских толщ. Здесь прогнозируются газонефтяные и нефтегазовые залежи. Результаты выполненных реконструкций и моделирования, обобщение результатов исследования ОВ пород и др. позволили выделить области распространения вероятных и гипотетических углеводородных систем в отложениях переходного комплекса и осадочного чехла.

Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № 075-00069-20-02 от 10 сентября 2020 г. (тема № АААА-А20-120092590017-4).

Литература

- Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. (2007). Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. Москва: Научный мир, 172 с.
- Баженова О.К., Фадеева Н.П., Петриченко Ю.А., Суслова Э.Ю. (2004). Закономерности нефтеобразования в осадочных бассейнах Кавказско-Скифского региона. *Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества*. Краснодар, с. 5–14.
- Баженова О.К., Фадеева Н.П., Петриченко Ю.А., Суслова Э.Ю. (2005). Особенности нефтегазообразования в бассейнах Восточного Паратетиса. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 6, с. 27–35.
- Болотов Е.Н. (1977). Нефтегазоматеринские свойства мезозойских глинистых отложений Восточно-Кубанской впадины. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Москва, 179 с.
- Вассоевич Н.Б., Нейман Г.В. (1964). О зависимости свойств измененных нефтей от их запасов в залежах. *Геология нефти и газа*, 7, с. 13.
- Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. (2018). Дегазация Земли: масштабы и последствия. *Горный журнал*, 11, с. 38–42.
- Гурьев И.М. (2010). Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнеюрских и неокомских отложений юго-восточной части Надымской впадины. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Москва: МГУ, 26 с.
- Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н. (2017а). Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 36–41.
- Керимов В.Ю., Лапидус А.Л., Яндарбиев Н.Ш., Мовсумзаде Э.М., Мустаев Р.Н. (2017б). Физико-химические свойства сланцевых толщ майкопской серии Предкавказья. *Химия твердого топлива*, 2, с. 58–66.
- Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Зайцев В.А. (2016). Оценка вторичных фильтрационных параметров низкопроницаемых сланцевых толщ майкопской серии центрального и восточного Предкавказья по результатам геомеханического моделирования. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 18–21.
- Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Минлигалиева Л.И., Гусейнов А.А. (2019). Условия формирования и развития пустотного пространства на больших глубинах. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 22–27.
- Надежкин Д.В. (2011). Нефтематеринские свойства майкопских отложений и их роль в нефтегазоносности восточной части Черного моря. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Москва: МГУ им. М.В. Ломоносова, 169 с.
- Суслова Э.Ю. (2006). Нефтематеринский потенциал юрских и меловых отложений Западного Предкавказья. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Москва: МГУ им. М.В. Ломоносова, 23 с.
- Хуторской М.Д., Ахмедзянов В.Р., Ермаков А.В., Леонов Ю.Г., Подгорных Л.В., Поляк Б.Г., Сухих Е.А., Цыбуля Л.А. (2013). Геотермия арктических морей. *Труды Геологического института*, 605, с. 1–232.
- Чахмахчев В.А. (1983). Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 231 с.
- Яндарбиев Н.Ш., Бачин С.И., Моллаев З.Х., Гайдук В.В., Ульянов Г.В. (2014). Прогноз нефтегазоносности юрских отложений в западной части Терско-Каспийского прогиба на основе бассейнового моделирования. *Геология нефти и газа*, 3, с. 17–26.

Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба. *Георесурсы*, Спец. выпуск, с. 227–239.

Guliev I.S., Kerimov V.Y., Etirmishli G.D., Yusubov N.P., Mustaev R.N., Huseynova A.B. (2021). Modern Geodynamic Processes and Their Impact on Replenishment of Hydrocarbon Resources in the Black Sea–Caspian Region. *Geotectonics*, 55(3), 393–407. <https://doi.org/10.1134/S0016852121030055>

Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. (2018). Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia. *Fuel*, 216, pp. 835–842. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.146>

Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. (2018). Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. *Iranian Journal of Earth Sciences*, 10(1), pp. 78–89.

Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Yandarbiev N.S., Dmitrievskij S.S. (2017). The conditions of formation of hydrocarbon accumulations in low permeability shale strata of the maikop series Ciscaucasia. *Conference Proceedings, EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700206>

Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Mustaev, R.N., Monakova, A.S. (2014) Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure. *16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014*.

Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Movsumzade E.M., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. (2018). Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies. *Solid Fuel Chemistry*, 52(6), 344–355. <https://doi.org/10.3103/S0361521918060071>

Mustaev R.N. (2017). Geochemical Environment of Oil and Gas Occurrences in the South-Caspian Basin Based on the Results of the Study of Mud Volcano Ejecta. *Oriental Journal of Chemistry*, 33(4), pp. 2036–2044. <http://dx.doi.org/10.13005/ojc/330452>

Mustaev R.N., Lavrenova E.A., Kerimov V.Y., Mamedov R.A. (2021). Peculiarities of Tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(10), pp. 3617–3626. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01280-5>

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)

Zaicev V.A., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Dmitrievskij S.S. (2017). Geomechanical Modeling of Low Permeability Shale Strata of the Maikop Series Ciscaucasia. *Conference Proceedings, EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700204>

Сведения об авторах

Вагиф Юнусович Керимов – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и разведки месторождений углеводородов, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Нурдин Шамаевич Яндарбиев – канд. геол.-мин. наук, доцент, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1

Рустам Наильевич Мустаев – канд. геол.-мин. наук, доцент, начальник управления фундаментальных и прикладных научных исследований, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Андрей Андреевич Кудряшов – аспирант, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе

Россия, 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Статья поступила в редакцию 04.11.2020;
Принята к публикации 21.04.2021;
Опубликована 30.11.2021

Hydrocarbon systems of the Crimean-Caucasian segment of the Alpine folded system

V.Yu. Kerimov¹, N.Sh. Yandarbiev², R.N. Mustaev^{1*}, A.A. Kudryashov¹

¹Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Rustam N. Mustaev, e-mail: r.mustaev@mail.ru

Abstract. The article is devoted to the generation and accumulation systems in the territory of the Crimean-Caucasian segment of the Alpine folded system. An area of prolonged and stable sagging in the Mesozoic and Cenozoic – the Azov-Kuban Trough, which is a typical foreland basin – is distinguished within this segment. According to the results of geological and geochemical studies and modelling, depocentres are identified in this area, consolidated in four generative and accumulative hydrocarbon systems: Triassic-Jurassic, Cretaceous, Eocene and Maikop. Chemical-bitumenological, pyrolytic and coal petrology analysis of rock samples were carried out to assess geochemical conditions of oil and gas content in Meso-Cenozoic sediments. The modelling results made it possible to study and model the elements and processes of hydrocarbon systems in the Meso-Cenozoic in the Western Crimean-Caucasian region. It has been established that the extended catagenetic zoning is typical for these areas, which is caused by high rates of sedimentation and sagging, and large thicknesses of oil-bearing sediments in the source of oil formation, accordingly. The degree of organic matter depletion characterized the residual potential of the oil and gas source strata, was investigated. It is important for predicting and assessing the possibility of hydrocarbon generation.

Keywords: hydrocarbon systems, generation, accumulation, migration, oil-bearing strata, Crimean-Caucasian segment, modelling

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. 075-00069-20-02, September 10, 2020 (topic No. AAAA-A20-120092590017-4).

Recommended citation: Kerimov V.Yu., Yandarbiev N.Sh., Mustaev R.N., Kudryashov A.A. (2021). Hydrocarbon systems of the Crimean-Caucasian segment of the Alpine folded system. *Georesursy* = *Georesources*, 23(4), pp. 21–33. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.3>

References

- Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Obukhov A.N. (2007). Geological structure and hydrocarbon potential of the Eastern Black Sea region. Moscow: Nauchnyy mir, 172 p. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Fadeeva N.P., Petrichenko Yu., Suslova E.Yu. (2004). Regularities of oil formation in sedimentary basins of the Caucasian-Scythian region. *Ekologicheskii vestnik nauchnykh tsentrov Chernomorskogo ekonomicheskogo sotrudnichestva*. Krasnodar, pp. 5–14. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Fadeeva N.P., Petrichenko Yu., Suslova E.Yu. (2005). Features of oil and gas formation in the East Paratethys basins. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya*, 6, pp. 27–35. (In Russ.)
- Bolotov E.N. (1977). Oil-gas-bearing properties of Mesozoic clayey sediments of the East Kuban Basin. Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow, 179 p. (In Russ.)
- Chakhmakhchev V.A. (1983). Geochemistry of the migration process of hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 231 p. (In Russ.)
- Guliev S., Mustaev R.N., Kerimov V.Y., Yudin M.N. (2018). Degassing of the earth: Scale and implications. *Gornyy Zhurnal*, 11, pp. 38–42. (In Russ.)
- Guliev I.S., Kerimov V.Y., Etirmishli G.D., Yusubov N.P., Mustaev R.N., Huseynova A.B. (2021). Modern Geodynamic Processes and Their Impact on Replenishment of Hydrocarbon Resources in the Black Sea–Caspian Region. *Geotectonics*, 55(3), 393–407. <https://doi.org/10.1134/S0016852121030055>
- Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. (2018). Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia. *Fuel*, 216, pp. 835–842. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.146>
- Kerimov V.Y., Bondarev A.V., Mustaev R.N. (2017a). Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 8, 36–41. (In Russ.)
- Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M., Mustaev R.N. (2017b). Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia. *Solid Fuel Chem.*, 51, pp. 122–130. <https://doi.org/10.3103/S0361521917020057>

Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Yandarbiev N.S., Dmitrievskij S.S. (2017c). The conditions of formation of hydrocarbon accumulations in low permeability shale strata of the maikop series Ciscaucasia. *Conference Proceedings, EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700206>

Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Mustaev, R.N., Monakova, A.S. (2014). Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure. *16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014*.

Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. (2018). Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. *Iranian Journal of Earth Sciences*, 10(1), pp. 78–89.

Khutorskoy M.D., Akhmedzyanov V.R., Ermakov A.V., Leonov Yu.G., Podgornyykh L.V., Polyak B.G., Sukhikh E.A., Tsybulia L.A. (2013). Geothermy of the Arctic seas. *Trudy Geologicheskogo instituta*, 605, pp. 1–232. (In Russ.)

Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Movsumzade E.M., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. (2018). Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies. *Solid Fuel Chemistry*, 52(6), 344–355. <https://doi.org/10.3103/S0361521918060071>

Mustaev R.N. (2017). Geochemical Environment of Oil and Gas Occurrences in the South-Caspian Basin Based on the Results of the Study of Mud Volcano Ejecta. *Oriental Journal of Chemistry*, 33(4), pp. 2036–2044. <http://dx.doi.org/10.13005/ojc/330452>

Mustaev R.N., Lavrenova E.A., Kerimov V.Y., Mamedov R.A. (2021). Peculiarities of Tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(10), pp. 3617–3626. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01280-5>

Nadezhkin, D. V. (2011). Oil-bearing properties of the Maikop sediments and their role in the oil-and-gas bearing capacity of the eastern part of the Black Sea. Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 169 p. (In Russ.)

Pepper A.S., Corvi P.J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), pp. 291–319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)

Suslova E.Yu. (2006). Oil-bearing potential of Jurassic and Cretaceous sediments of Western Ciscaucasia. Abstract Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 23 p. (In Russ.)

Yandarbayev N.Sh., Bachin S.I., Mollaev Z.H., Gaiduk V.V., Ulyanov G.V. (2014). Forecast of oil and gas bearing capacity of Jurassic deposits in the western part of the Tersko-Caspian trough on the basis of basin modeling. *Geology of Oil and Gas = Russian oil and gas geology*, 3, pp. 17–26. (In Russ.)

Zaicev V.A., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Dmitrievskij S.S. (2017). Geomechanical Modeling of Low Permeability Shale Strata of the Maikop Series Ciscaucasia. *Conference Proceedings, EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700204>

About the Authors

Vagif Yu. Kerimov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23 Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Nuridin Sh. Yandarbiev – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Lomonosov Moscow State University

1 Leninskie gory, Moscow, 119991, Russian Federation

Rustam N. Mustaev – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of the Department of Fundamental and Applied Scientific Research, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23 Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Andrey A. Kudryashov – Postgraduate student, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23 Miklukho-Maklaya st., Moscow, 117997, Russian Federation

Manuscript received 4 November 2020;

Accepted 21 April 2021; Published 30 November 2021

Применение рентгеновской микротомографии керна в нефтепромысловой геологии

А.А. Пономарев^{1*}, М.Д. Заватский¹, Т.С. Нуруллина¹, М.А. Кадыров^{1,2}, К.А. Галинский¹, О.А. Тугушев²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «ТюменьНефтеТехнологии», Тюмень, Россия

В работе представлены исследования, посвященные практическому применению компьютерной рентгеновской микротомографии (микро-КТ) в нефтепромысловой геологии. В частности приводятся результаты возможностей использования метода для дефектоскопии образцов перед петрофизическими исследованиями с целью повышения качества анализов; приводится пример оценки глубины кольматации керна буровым раствором; показаны возможности оценки минерального состава методом микро-КТ и возможность экспериментальных исследований керна при моделировании теплового воздействия на нефтематеринские породы баженовской свиты. Рассматривается современное состояние исследований в области «цифровой петрофизики» или «цифрового керна». Исследование направлено на внедрение метода микро-КТ в нефтепромысловый процесс.

Ключевые слова: компьютерная рентгеновская микротомография, нефтепромысловая геология, исследования керна, цифровая модель керна, структура пустотного пространства

Для цитирования: Пономарев А.А., Заватский М.Д., Нуруллина Т.С., Кадыров М.А., Галинский К.А., Тугушев О.А. (2021). Применение рентгеновской микротомографии керна в нефтепромысловой геологии. *Георесурсы*, 23(4), с. 34–43. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4>

1. Введение

В настоящее время крупные, вертикально-интегрированные компании нефтегазовой отрасли ориентированы на цифровую трансформацию бизнеса и производственных процессов (Slaughter, 2020; Kushzhanov, Mahammadli, 2019). Цифровизация затронула также исследования керна (Saxena et al., 2021; Lei et al., 2021). Основной задачей в любых исследованиях образцов пород является получение наиболее достоверной информации об объектах. Однако при изучении керна отложений с трудно извлекаемыми запасами, оценка свойств которого стандартным комплексом петрофизических исследований осложнена (слабо консолидированные (Gholami et al., 2019), глинисто-битуминозные (Faboya et al., 2020) или сложного литологического строения (Yang et al., 2020) горные породы), возникает необходимость использования методов неинвазивного анализа (Katika et al., 2018; Mukhametdinova et al., 2020). Наиболее многофункциональным считается метод рентгеновской микротомографии (микро-КТ), так как он позволяет определять приближенный минеральный состав горных пород, а также морфометрические характеристики пустотного пространства по цифровой 3D-модели керна. Однако в связи с ограниченной разрешающей способностью, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) методом микро-КТ, вызывает сомнение у специалистов, занимающихся исследованиями керна.

В статье рассматриваются примеры практического применения микро-КТ для решения некоторых прикладных задач. В частности, приводятся результаты исследования горных пород Западно-Сибирского нефтегазового

бассейна, в ходе которых решались следующие задачи:

- определение минерального состава горных пород с анализом типа цемента;
- дефектоскопия кернового материала с оценкой пригодности образцов к стандартным петрофизическим исследованиям;
- оценка качества бурения с определением утяжелителя бурового раствора в зоне кольматации;
- оценка изменений структуры пустотного пространства нефтематеринских пород в результате прогрева.

2. Материалы и методы

Материалы для исследования были получены на базе учебно-научной геохимической лаборатории Тюменского индустриального университета. Цифровые модели керна были сняты на компьютерном рентгеновском микротомографе SkyScan 1172; с помощью специализированного программного обеспечения NRecon производилась реконструкция; последующий анализ осуществлялся в программных комплексах CTan, DataViewer, CTVox, MuToolCalc. Настройки сканирования, реконструкции и сопутствующих дополнительных материалов для каждой отдельной задачи подбирались индивидуально. Объектом исследований выступили горные породы Западно-Сибирского нефтегазового бассейна.

2.1. Дефектоскопия образцов перед исследованиями

Необходимость дефектоскопии кернового материала перед петрофизическими исследованиями обусловлена возможными изменениями в макро- и микроструктуре образцов пород из-за резкой смены термобарических условий при подъеме керна из пластовых условий в зону гипергенеза. Диагностика таких изменений должна проводиться с минимальными воздействиями на образец, и этому требованию отвечает именно метод микро-КТ.

* Ответственный автор: Андрей Александрович Пономарев
e-mail: ponomarevaa@tyuiu.ru

© 2021 Коллектив авторов

Исследовались образцы пород, представленные в виде цилиндров диаметром 30 мм и высотой около 40 мм. При анализе методом микро-КТ использовались следующие настройки сканирования: напряжение и сила тока на рентгеновской трубке 100 кВ и 100 мкА, разрешение съемки 26,7 мкм/пиксель; фильтр алюминий и медь, угол поворота 0,6°; количество кадров 3; количество случайных кадров 15; сканирование на 180°; время сканирования* 1 ч.

Осуществлялся визуальный анализ цифровых моделей образцов с целью оценки пригодности образцов к дальнейшим исследованиям, с выделением литологически неоднородных зон и трещиноватости.

2.2. Контроль качества бурения и оценка колюматации пустотного пространства

На промысле при испытании пластов нередки случаи отсутствия притока из-за неправильно подобранной рецептуры бурового раствора, что приводит к колюматации пустотного пространства призабойной зоны пласта. Для поиска пропущенных перспективных интервалов, для перфорации и контроля качества бурения осуществлялся анализ керна методом микро-КТ с оценкой наличия утяжелителя бурового раствора.

При анализе методом микро-КТ использовались следующие настройки сканирования: напряжение и сила тока на рентгеновской трубке 100 кВ и 100 мкА, разрешение съемки 4 мкм/пиксель; фильтр алюминий и медь, угол поворота 0,3°; количество кадров 4; количество случайных кадров 15; сканирование на 180°; время сканирования* 9 ч 40 мин.

Исследовались цилиндры диаметром 10 мм, выпиленные из полноразмерного керна без торцевания образцов. Интерес для анализа представлял участок, расположенный на внешней стороне полноразмерного керна, который при бурении непосредственно контактировал с буровым раствором. После сканирования осуществлялся визуальный анализ томографических срезов с целью выявления утяжелителя бурового раствора, а также оценка глубины проникновения бурового раствора в керн по оси образца (от внешней стороны полноразмерного керна к центральной части). На рис. 1 представлена томографическая проекция исследуемого цилиндра диаметром 10 мм, выпиленного из полноразмерного керна, на которой зеленая линия пересекает внешнюю его часть, контактирующую с буровым раствором. Зеленая линия иллюстрирует правильный выбор места для оценки наличия утяжелителя бурового раствора.

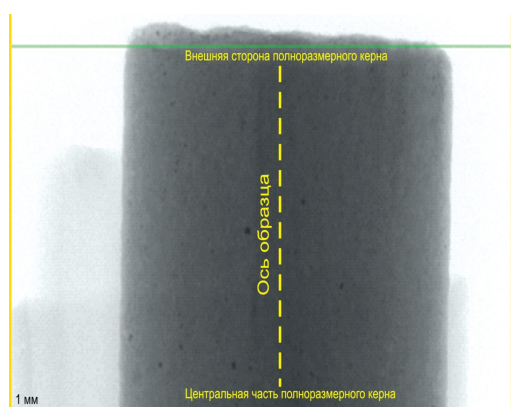


Рис. 1. Томографическая проекция образца

2.3. Оценка минерального состава и типа цемента

Для оценки минерального состава методом микро-КТ были использованы сведения о минеральном составе, полученные методом оптической микроскопии. Для томографического анализа и сегментации минералов в соответствии с их коэффициентом поглощения рентгеновского излучения была использована программа «MuToolCalc» (<http://www.crlab.geo.utexas.edu/software/mucalc2tool>) (рис. 2). Коэффициент μ характеризует поглощение рентгеновского излучения минералов на томографических изображениях.

Образец породы исследовался при следующих настройках сканирования: напряжение и сила тока на рентгеновской трубке 49 кВ и 198 мкА; разрешение съемки 1,4 мкм/пиксель; фильтр алюминий и медь, угол поворота 0,25°; количество кадров 6; количество случайных кадров 30; сканирование на 180°; время сканирования* 15 ч 40 мин.

2.4. Экспериментальные исследования керна при термической обработке

Объектом исследования выступили образцы битуминозно-глинистых пород баженской свиты. Задача исследования – оценить температуру, при которой начинается активное развитие генерации углеводородов из органического вещества.

Для эксперимента были подготовлены образцы баженской свиты (черные аргиллиты) – 6 цилиндров диаметром 10 мм и высотой около 20 мм. Пять образцов были помещены в муфельную печь и прогреты до температур: образец 1 – 100 °С, образец 2 – 200 °С, образец 3 – 300 °С, образец 4 – 400 °С и образец 5 – 500 °С. Скорость нагрева – 20 °С в минуту. Нагрев производился в обычных атмосферных условиях с доступом воздуха к образцам. Продукты реакции горения и генерации жидких и газообразных углеводородов не отбирались.

Настройки сканирования: напряжение и сила тока на рентгеновской трубке 100 кВ и 100 мкА; разрешение съемки 26,7 мкм/пиксель; фильтр алюминий и медь, угол поворота 0,3°; количество кадров 5; количество случайных кадров 30; сканирование на 360°; время сканирования* 7 ч 40 мин.

* Время сканирования может отличаться в зависимости от тонких настроек томографической съемки (времени экспозиции), которые связаны с коэффициентом поглощения рентгеновского излучения исследуемого образца. В общем случае время сканирования увеличивается при повышении разрешающей способности съемки, так как увеличивается количество кадров и уменьшается угол поворота образца при сканировании.

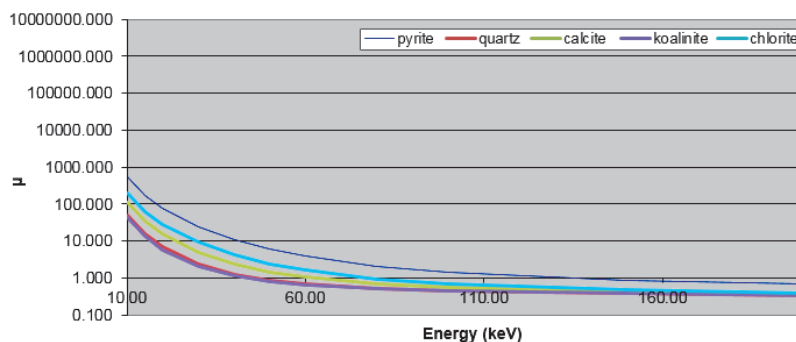


Рис. 2. Зависимость коэффициента поглощения рентгеновского излучения минералами от энергии источника рентгеновского излучения. μ – коэффициент поглощения рентгеновского излучения, Energy – энергия источника рентгеновского излучения, pyrite – пирит, quartz – кварц, calcite – кальцит, kaolinite – каолинит, chlorite – хлорит.

3. Результаты

3.1. Дефектоскопия образцов перед исследованиями

Главной задачей исследования керна является получение наиболее достоверной информации о свойствах горных пород. Выбуренный керн в каждом отдельном случае обладает индивидуальными свойствами и особенностями, как отпечаток пальца, поэтому следует выбрать из полноразмерного керна наиболее репрезентативные образцы для характеристики пласта в целом. Обычно, литологи при выборе места отбора образца ориентируются на текстуру горной породы и стараются отобрать образцы таким образом, чтобы с максимальной представительностью охарактеризовать свойства пласта. Однако специалистам без информации о внутреннем строении керна бывает сложно выбрать наиболее подходящие места для выбуривания цилиндров для петрофизических исследований. В решении этой проблемы может помочь томография полноразмерного керна, однако она проводится далеко не всегда, поэтому велика вероятность получения искаженной информации о ФЕС пласта в целом, при их определении по выпиленным цилиндрам. На рис. 3 представлены случаи, когда из-за особенностей литологического строения выпиленных цилиндров, определяемые фильтрационные свойства пласта могут быть искажены.

На рис. 3 представлены образцы, определение фильтрационных свойств пласта по которым будет нести ряд погрешностей. В первом случае это связано с их литологическим строением, в частности в двух образцах а) и б) выделяются две зоны, отличающиеся по проницаемости относительно друг друга: 1 – низкопроницаемая; 2 – зона с нормальной проницаемостью. Это следует из того, что абсолютная проницаемость является функцией распределения пор по размерам: поры с большим размером обуславливают высокие значения проницаемости, а поры с малым размером, соответственно, более низкие значения проницаемости. В зоне 1 наблюдается значительно меньше пор, чем в зоне 2. Учитывая ограничения в разрешающей способности съемки можно сделать вывод, что поры в зоне 1 значительно меньше, чем в зоне 2. В

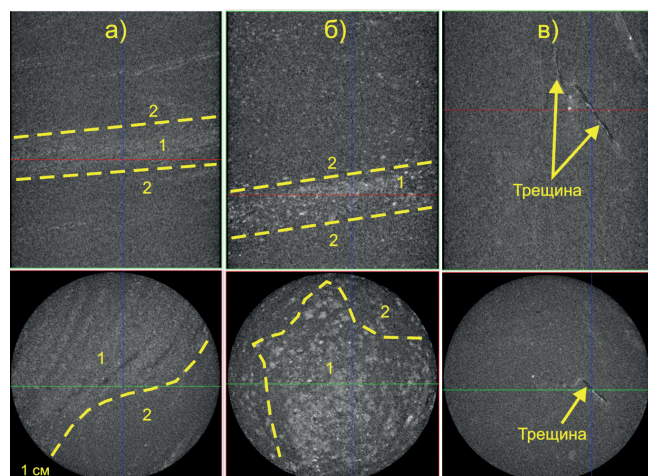


Рис. 3. Продольные и поперечные томографические срезы образцов пород: а), б) – литологически неоднородные образцы; в) – трещиноватый образец; 1 – низкопроницаемая зона, 2 – зона с проницаемостью, характерной для большего объема образца

соответствии с этим при проведении измерений проницаемости по этим образцам будут получены заниженные значения проницаемости, в сравнении с образцами из этого же пласта, в которых отсутствуют литологические неоднородности. Погрешности, связанные со вторым случаем касаются образца в), в отличие от образцов а) и б) он является литологически однородным образцом, однако обладает трещиноватостью. Природа этой трещиноватости может быть как естественной – природной, так и техногенной – возникшей, например, при выпиливании образца. Диаметр трещины значительно больше размера пор образца, из-за этого фильтрационные свойства образца могут быть завышены. Для оценки объективности определения фильтрационных свойств по подобного рода образцам, необходимо выяснить природу трещиноватости, проанализировав дополнительно несколько образцов с этого пласта. В случае, если в большинстве образцов будет наблюдаться трещиноватость, вполне вероятно, что она природная – в таком случае можно использовать оцененную по цилиндрам проницаемость для характеристики пласта. Однако если трещиноватость наблюдается только в одном образце, то, вероятнее всего, она техногенного характера – в этом случае не стоит использовать проницаемость этого образца для характеристики пласта. Особенно часто могут проявляться подобного рода погрешности при проведении специальных дорогостоящих исследований керна, когда анализу подвержено относительно небольшое количество образцов, например, при определении относительных фазовых проницаемостей.

3.2. Контроль качества бурения и оценка колюматации пустотного пространства

По мнению геологов нефтегазовой компании, для которой выполнялось исследование, отсутствие притока в интервалах, определенных по комплексу ГИС как перспективные, было вызвано колюматацией пласта из-за неправильно подобранной рецептуры бурового раствора. Задачей исследования явилась оценка по керну фактического наличия утяжелителя бурового раствора, который представлен баритом. Кроме этого производилась оценка глубины проникновения бурового раствора в керн для повышения качества пробоподготовки образцов к стандартным исследованиям (определение необходимого расстояния торцевания образцов для удаления заколюматированной части). На рис. 4 представлен пример томографического среза, который свидетельствует о наличии утяжелителей бурового раствора – барита. Томографический срез получен с внешней стороны полноразмерного керна, которая контактирует с буровым раствором по выпиленному из него цилиндру – зеленая линия (рис. 1). Относительно силикатного состава горной породы, барит является рентгеноконтрастным.

Отличить утяжелитель от тяжелых минералов, содержащихся в горной породе, удалось благодаря визуальному анализу структуры горной породы, в которой на томографических изображениях отсутствуют тяжелые минералы. Рентгеноконтрастные минералы наблюдаются только на контакте полноразмерного керна с буровым раствором, также они имеют неправильную вытянутую форму – это является свидетельством техногенной природы. Видно, что в основном он сосредоточен на внешней стороне полноразмерного керна, которая контактирует с буровым

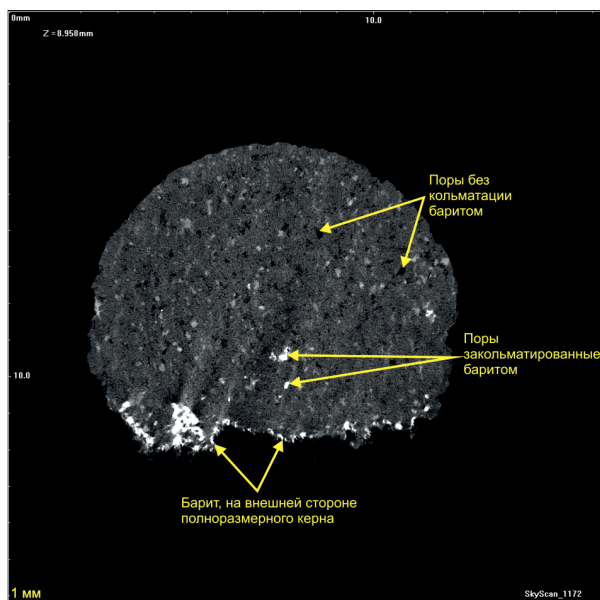


Рис. 4. Томографический срез образца породы с зафиксированным утяжелителем бурового раствора – баритом

раствором. Также наблюдаются закоильматированные поры внутри исследуемого образца.

Относительно оси образца (рис. 1) были проанализированы все имеющиеся томографические срезы, подобные представленному на рис. 4. В каждом исследуемом срезе оценивалось процентное содержание глинистого материала, затем проводилось исследование распределения по глубине глинистого материала образца для определения глубины проникновения бурового раствора в керн (рис. 5).

Анализ распределения (рис. 5) указывает на то, что нормальное процентное содержание глинистого материала в сечениях образца варьируется от 10 до 11,5 %. В то же время вблизи контакта бурового раствора с керном наблюдаются повышенные значения (более 11,5%) содержания глинистого материала. Это обусловлено проникновением бурового раствора в керн, в данном случае глубина оценивается в 3 мм. Этот оценочный параметр

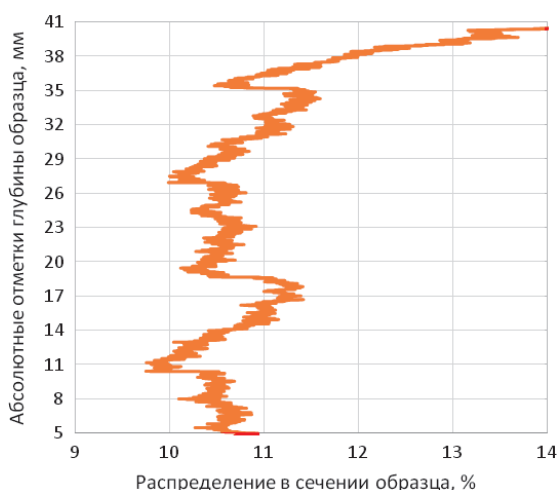


Рис. 5. Распределение глинистого материала в сечениях образца (результат 2D-анализа томографических срезов по глубине образца). Абсолютная отметка «41» – внешняя сторона полноразмерного керна, контактирующая с буровым раствором; абсолютная отметка «5» – ближайшая к центральной части полноразмерного керна из представленных абсолютных отметок.

целесообразно использовать при выпиливании цилиндров из полноразмерного керна для оценки петрофизических характеристик, то есть при торцевании цилиндров должна удаляться часть керна более 3 мм. Также информативными будут исследования с указанными выше подходами при изучении керна после теста буровых растворов.

3.3. Оценка минерального состава и типа цемента

Состав, строение и условия залегания пород находятся в причинной зависимости от формирующих их геологических процессов, происходящих внутри исследуемых пластов. Свойства пород зависят не только от их минерального состава, но и от строения, которое предопределяется формой и расположением слагающих породу составных частей. Структурные и текстурные особенности пород влияют на их емкостные и фильтрационные свойства. В этой связи исследователям, занимающимся нефтегазовой литологией крайне важно знать особенности строения и количественное содержание тех или иных минералов. В данной работе мы продемонстрируем одну из возможностей метода микро-КТ – определение минерального состава. На рис. 6 представлены результаты интерпретации минерального состава горных пород по томографическим срезам.

С помощью специального программного обеспечения «MuToolCalc» необходимо оценить коэффициенты рентгеновского поглощения представленных минералов (рис. 2), далее переходить к интерпретации (рис. 6). Важно заметить, что некоторые порообразующие минералы имеют близкие значения коэффициента поглощения, и их сложно сегментировать друг от друга. К таким минералам относятся кварц и полево шпат. На рис. 6 некоторые части зерен полевого шпата обладают коэффициентом поглощения рентгеновского излучения близкой к кварцу (об этом свидетельствует одинаковый цвет в зернах кварца и полевого шпата), однако другие составляющие части зерен обладают повышенной относительно кварца рентген-плотностью. Поэтому количественные оценки кварца и полевого шпата будут приблизительно, а вот оценка их суммарного содержания будет достаточно точной, так как

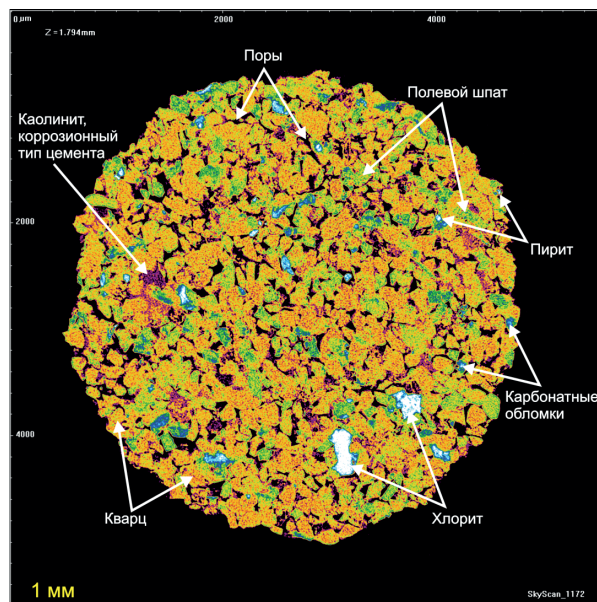


Рис. 6. Оценка минерального состава по томографическим срезам

они рентгеноконтрастные относительно других породообразующих минералов. Анализ томографических срезов возможен в различных цветовых форматах, например, в цвете и черно-белом виде. Выбор цветового формата не влияет на рентген-контрастность тех или иных минералов, а служит лишь удобным инструментом визуализации. Для использования микро-КТ в исследованиях минерального состава необходимо привлекать данные оптической микроскопии – РЭМ с XRD или QEMSCAN.

3.4. Экспериментальные исследования кернa при термической обработке

Метод микро-КТ может использоваться в нефтепромысловой геологии в качестве удобного инструмента оценки тех или иных изменений в структуре горных пород и пустотного пространства в результате каких-либо воздействий (механических, химических – кислотных, термических). В данном случае представлены результаты экспериментов по термическому воздействию на нефтематеринские горные породы. Конкретной задачей являлось определение температуры воздействия, при которой процесс генерации углеводородов из органического вещества начинает влиять на изменение структуры пустотного пространства породы. На рис. 7 представлены наиболее информативные 3D-модели пустотного пространства образцов, где наблюдаются его изменения. 3D-модели дифференцированы по цвету в зависимости от размера пор.

Изначально было известно, что образцы являются нефтематеринскими и богаты органическим веществом. Из (Gafurova et al., 2021) известно, что при прогреве нефтематеринских пород происходит авто-флюидальный разрыв породы в результате повышения давления за счет трансформации органического вещества и перехода его в жидкое и газообразное состояние с увеличением объема. Анализ 3D-моделей пустотного пространства позволяет заключить, что значимые изменения в структуре пустотного пространства начинаются при температурах выше 200 °C. В интервале температур от 200 °C до 300 °C образуются своеобразные «конкреции» пустот. Вероятно, наиболее близко расположенное друг к другу рассеянное органическое вещество образует крупные поры,

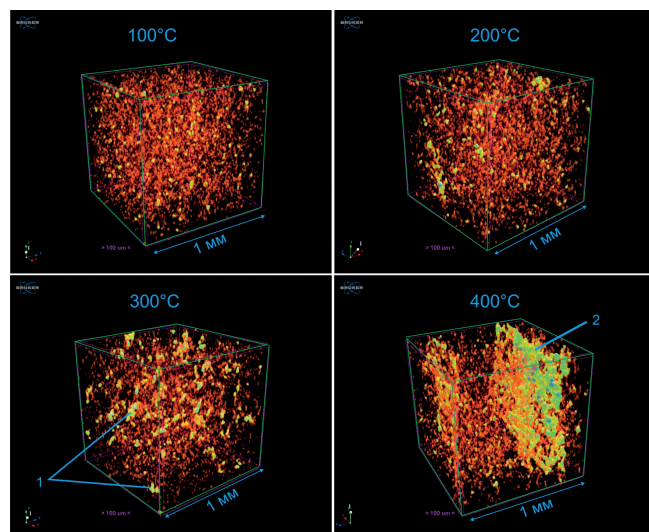


Рис. 7. 3D-модели структуры пустотного пространства прогретых образцов с дифференцированием цвета по размерам поровых каналов (кубы с ребром 1 мм): 1 – «конкреции» пустот, 2 – трещина

соединяющиеся между собой. При температурах выше 300 °C наблюдается развитие трещиноватости. Механизм образования трещин заключается в соединении между собой крупных, новообразованных при температурах от 200 °C до 300 °C конкреций пор по пути наименьшего сопротивления. При температурах от 400 °C до 500 °C значительных изменений в структуре пустотного пространства не наблюдается, вероятно, значительная часть органического вещества трансформируется при температурах до 400 °C. С помощью стандартного программного обеспечения линейки микротомографов Skyscan – «СТан» имеется возможность оценить морфометрические характеристики пустотного пространства. Для характеристики изменений в структуре пустотного пространства в результате нагрева были оценены размеры пор, определяемые в рамках разрешающей способности (рис. 8).

Из рис. 8 видно, что в целом трансформация пустотного пространства согласуется с результатами визуальной интерпретации 3D-моделей, однако дополнительно при данном виде анализа можно оценить процентное изменение тех или иных размеров пор в результате прогрева. Анализ показывает, что значительных изменений до температур 200 °C не наблюдается (практически отсутствуют поры диаметром больше 23 мкм), отличающиеся значения процентного содержания пор диаметром 3–17 мкм указывают лишь на литологические отличия в исследуемых образцах. При температуре 300 °C наблюдается рост пор размером 23–30 мкм. При достижении температур в 400 °C увеличивается объемная доля пор размером 23–38 мкм. В интервале температур от 400 °C до 500 °C значительных изменений не наблюдаются – отсутствие крупных пор 30–38 мкм обусловлено литологической неоднородностью образцов и, возможно, меньшими содержаниями рассеянного органического вещества. Тенденция структурных изменений пустотного пространства при прогреве образцов до температур 400 °C и 500 °C одинакова – увеличивается доля пор размером больше 23 мкм, и образуются трещины (рис. 9).

Из-за различного содержания рассеянного органического вещества образцов в результате авто-флюидоразрыва образец, прогретый до температуры 400 °C, при растрескивании разрушился, а образец, прогретый до температуры 500 °C, при растрескивании не разрушился.

Мы привели частный случай использования метода микро-КТ в экспериментальных исследованиях. Микро-КТ может быть использован при лабораторном

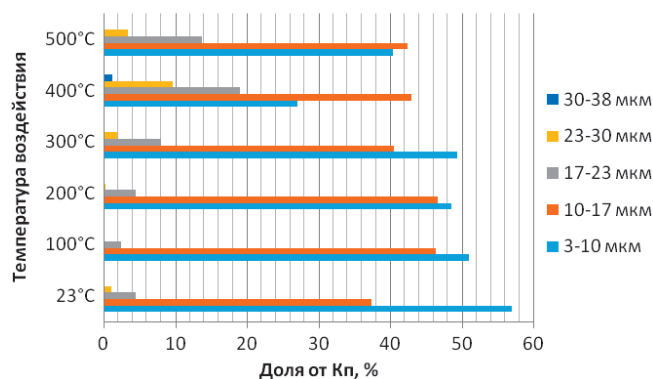


Рис. 8. Изменение размеров пор образцов в результате прогрева: «23°C» – образец без температурной обработки; Кп – общая пористость, определенная методом рентгеновской микротомографии

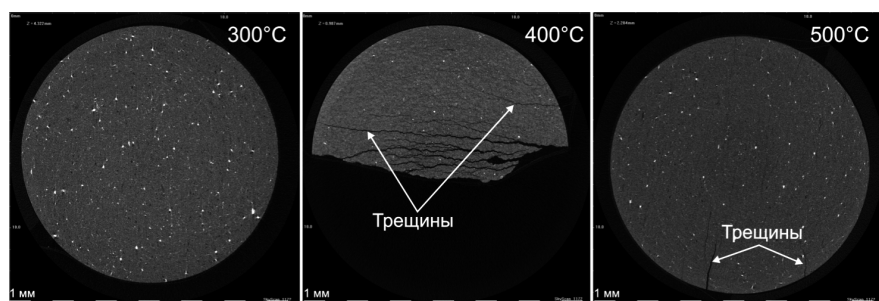


Рис. 9. Томографические срезы образцов прогретых до температур 300 °C, 400 °C и 500 °C

моделировании методов увеличения нефтеотдачи на образцах до и после воздействия (электромагнитные СВЧ, кислотные, механические воздействия). Рентгеновская микротомография является удобным инструментом оценки изменения свойств образцов.

4. Обсуждение

Активное использование методов компьютерной рентгеновской томографии и микротомографии для решения задач нефтепромысловой геологии началось в начале 2000-х годов (Mees et al., 2003).

В РФ активное использование метода микро-КТ при исследованиях керна началось в начале 2010-х годов на базах МГУ им. М.В. Ломоносова (Корост и др., 2010; 2012; Корост, 2012), Schlumberger (Надеев и др., 2013) и Сколковского института науки и технологии (Чугунов и др., 2015). С появлением возможности сегментировать пустотное пространство горных пород с высоким микро-разрешением (0,5–30 мкм/пиксель), начали свое активное развитие программные комплексы по расчету основных фильтрационно-емкостных свойств горных пород по цифровой модели керна (Герке и др., 2015; Gerke et al., 2017; Марков, Родионов, 2018; Шабаров и др., 2018; Белозеров, Губайдуллин, 2020). Метод микро-КТ получил название «цифровая петрофизика», «цифровой анализ керна» или «цифровой керн» (Лазеев и др., 2018; Гильманов, Вахрушева, 2019; Saxena et al., 2018; Mehmani et al., 2020; Orlov et al., 2021; Ortega-Ramírez, Ocharango, 2021). Однако основным недостатком метода «цифровой керн» при расчете ФЕС горных пород является ограничение в разрешающей способности метода микро-КТ при получении цифровой модели образца (Пономарев, Заватский, 2015; Бембель и др., 2019; Saxena et al., 2021). Это обуславливает необходимость дополнительной математической обработки цифровых моделей пустотного пространства горных пород и их калибровки по данным стандартных исследований керна. Однако при исследовании глинисто-битуминозных пород или слабо консолидированных (Гильманов и др., 2019) возможность исследования свойств стандартными методами затруднена в связи с возникновением техногенных нарушений в результате пробоподготовки образцов к анализам, что исключает возможность калибровки цифровой модели.

В этой связи важной задачей на современном этапе развития технологии «цифровой керн» является разработка методики ремасштабирования разноуровневых цифровых моделей керна, предполагающей на основе цифровых моделей нанотомографии (разрешение 30–200 нм/пиксель) достоверно дополнять цифровые модели

микротомографии (разрешение 0,5–30 мкм/пиксель) с последующим дополнением цифровых моделей томографии полноразмерного керна (разрешение 150–300 мкм/пиксель). Это позволит исключить необходимость калибровки модели определения ФЕС стандартными методами и повысить репрезентативность исследований (Tan et al., 2021; Lin et al., 2021, 2019), так как появится возможность по данным разноуровневой томографии задействовать в расчетах

весь выбуренный керн, а не единичные цилиндры, как это делается в настоящее время при стандартных петрофизических исследованиях.

Другими немаловажными задачами для активного внедрения метода микро-КТ в нефтепромысловую геологию являются разработка методик качественной оценки минерального состава (Фазлиахметов, Пономарев, 2020; Парфенов и др., 2018; Fanqi Qin, Lauren, 2019; Reyes et al., 2017; Teles et al., 2017), совершенствование программного обеспечения для расчета фильтрационных свойств по цифровым моделям, выделения фаций осадконакопления по цифровым моделям и их корреляции с «ГИС» – это позволит повысить качество петрофизических (Жижимонтов и др., 2020) и геологических (Kurchikov et al., 2017) моделей.

Помимо решения классических петрофизических задач, применение микро-КТ может быть осуществлено для оценки глубины кольматации бурового раствора в пласт (Рыжиков и др., 2013; Рыжиков, 2014), дефектоскопии образцов для стандартных исследований (Галкин и др., 2015), контроля использования утяжелителя бурового раствора и моделирования методов внешнего воздействия на пласт (бурение, методы увеличения нефтеотдачи) (Пономарев, 2019; Tarik Saif et al., 2017; Yun She et al., 2021; Abdulla Alhosani et al., 2019).

В данной работе мы продемонстрировали некоторые примеры использования метода микро-КТ в нефтепромысловой геологии без привлечения специализированного математического моделирования фильтрационно-емкостных свойств. Технология «цифровой керн», например, при определении фильтрационных свойств пород имеет недостаток, который заключается в том, что при исследовании репрезентативного объекта породы (цилиндра 30 мм) отсутствует возможность зафиксировать все поры, участвующие в фильтрации. С другой стороны, методом нанотомографии можно зафиксировать все поры, участвующие в фильтрации, однако размер исследуемого объекта будет значительно меньше (диаметр 0,2–0,05 мм). Поэтому решение проблем ремасштабирования, взаимодополнения информацией о строении цифровых моделей керна, отличающихся в разрешении съемки и объеме, является актуальным и поможет решить ряд задач в нефтепромысловой геологии, связанных с определением петрофизических свойств горных пород (сложного литологического строения, слабо консолидированных, глинисто-битуминозных), исследования стандартными методами которых осложнены.

Наиболее методически отработанным примером является дефектоскопия образцов – оценка пригодности к

исследованиям стандартными методами. Она может быть применена как на отдельных этапах пробоподготовки (выбуривание, экстракция, сушка), так и непосредственно перед исследованием образца, например, в качестве оценки относительных фазовых проницаемостей. Микро-КТ позволяет оценить наличие в объеме образца литологических неоднородностей и техногенных нарушений, которые могут при исследовании этих образцов влиять на достоверность характеристик пласта, например, занижать или завышать абсолютную проницаемость. Это, в свою очередь, будет вести к некорректной работе гидродинамической модели.

Еще одним примером использования микро-КТ может быть оценка структурно-текстурных характеристик горной породы и частичная оценка минерального состава. Также как оптическая микроскопия, микро-КТ позволяет судить о структуре горной породы и с некоторыми погрешностями, связанными с близкими значениями рентген-плотности породообразующих минералов, в случае предварительной оценки минерального состава иными методами позволяет на качественном и количественном уровне судить о минеральном составе породы.

Другим полезным примером использования микро-КТ является изучение коагуляции бурового раствора в керн и пласт. По керну микро-КТ позволяет установить, был ли использован при бурении утяжелитель бурового раствора (в нашем примере на рис. 4 представлен утяжелитель – барит). Имеется возможность оценки глубины проникновения бурового раствора в керн, что может быть использовано при дефектоскопии образцов. В целом же целесообразно использовать микро-КТ при тестах буровых растворов – фиксировать изменения в структуре пустотного пространства при прокачке и промывке буровых растворов. Это поможет оптимизировать выбор бурового раствора.

Схожий подход к использованию метода микро-КТ представлен в разделе экспериментальные исследования керна при термической обработке, в частности показаны возможности метода при исследовании изменений структуры пустотного пространства нефтематеринских горных пород при термической обработке. Полученные данные могут быть использованы при моделировании эффективности методов увеличения нефтеотдачи, типа внутрипластового горения или иных термических методов воздействия на пласт. Подобные исследования образцов методом микро-КТ до и после какого-либо воздействия на образцы применимы и к другим методам воздействия на пласт (электромагнитные СВЧ, кислотные, механические воздействия).

5. Заключение

Метод микро-КТ является полезным инструментом для решения широкого спектра задач нефтепромысловой геологии, таких как: дефектоскопия образцов перед исследованиями, тестирование буровых растворов, оценка минерального состава, экспериментальные исследования до и после воздействия на керн. Перспективными направлениями использования метода можно считать создание на основе результатов исследований керна методом микро-КТ атласов литотипов горных пород, изучение зон коллектора в породах со сложным литологическим строением, а также отбор бокового керна и его исследование.

Большинство исследований направлено на совершенствование направления «цифровой петрофизики», поэтому специалисты, занимающиеся исследованиями керна или лабораторным моделированием методов увеличения нефтеотдачи, могут быть не осведомлены о других возможностях применения метода. Это подтверждает необходимость популяризации метода рентгеновской микротомографии керна и освещения методик практического использования в нефтепромысловой геологии.

Финансирование/Благодарности

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Авторы выражают глубокую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения при проведении работы над статьей.

Литература

- Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. (2020). О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели керна. *Записки Горного Института*, 244, с. 402–407. <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.2>
- Бембель С.Р., Александров В.М., Пономарев А.А., Марков П.В., Родионов С.П. (2019). Оценка фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных пород-коллекторов с использованием результатов микротомографии керна. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 86–89. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-86-88>
- Галкин С.В., Ефимов А.А., Кривошеков С.Н., Савицкий Я.В., Черепанов С.С. (2015). Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керна нефтяных и газовых месторождений. *Геология и геофизика*, 56(5), с. 995–1007. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.04.009>
- Герке К.М., Корост Д.В., Васильев Р.В., Карсанина М.В., Тарасовский В.П. (2015). Изучение строения и определение проницаемости материалов на основе данных рентгеновской микротомографии (на примере пористой керамики). *Неорганические материалы*, 51(9), с. 1032.
- Герке К.М., Сизоненко Т.О., Карсанина М.В., Корост Д.В., Баюк И.О. (2018). Апскелинг фильтрационных характеристик пород с помощью сеточных моделей. *ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: Труды Межд. геол.-геофиз. конф.*, с. 474–477.
- Гильманов Я.И., Вахрушева И.А. (2019). Цифровизация исследований керна сегодня, завтра – взгляд ТННЦ. *Недропользование XXI век*. 5(81), с. 124–131.
- Гильманов Я.И., Саломатин Е.Н., Вахрушева И.А. (2019). Опыт ООО «ТННЦ» по исследованию неконсолидированного и слабоконсолидированного керна. *Каротажник*, 6(300), с. 14–22.
- Жижимонтов И.Н., Зарай Е.А., Гильманов Я.И., Уткин П.С., Бобров С.Е. (2020). Особенности построения петрофизической модели с учетом засоления терригенных пород на примере месторождения Восточной Сибири. *Каротажник*, 4(304), с. 3–18.
- Корост Д.В. (2012). Неоднородность строения терригенных коллекторов и типы структуры их пустотного пространства (на примере верхней части тюменской свиты Уренского нефтяного месторождения западной сибирей). *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва: МГУ.
- Корост Д.В., Калмыков Г.А., Япаскурт В.О., Иванов М.К. (2010). Применение компьютерной микротомографии для изучения строения терригенных коллекторов. *Геология нефти и газа*, 2, с. 36–42.
- Корост Д.В., Надежкин Д.В., Ахманов Г.Г. (2012). Изучение пустотного пространства нефтематеринской породы при генерации углеводородов. *Вестник Московского университета*, 4, с. 32–37.
- Лазеев А.Н., Тимашев Э.О., Вахрушева И.А., Серкин М.Ф., Гильманов Я.И. (2018). Цифровой керн – текущее состояние и перспективы развития технологии в ПАО «НК «РОСНЕФТЬ». *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 18–22. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-18-22>

Марков П.В., Родионов С.П. (2018). Метод стохастической генерации моделей поровых сетей по распределениям их параметров. *Вестник кибернетики*, 3(23), с. 18–24.

Надеев А.Н., Казак А.В., Варфоломеев И.А., Коротеев Д.А., Коробков Д.А., Болычев Е.А., Лебедев С.В. (2013). Изучение изменений в структуре слабосцементированных горных пород методом рентгеновской микротомографии. *Нефть. Газ. Новации*, 4, с. 23–26.

Парфенов В.Г., Заватский М.Д., Никифоров А.С., Пономарев А.А. (2018). Способ исследования пространственного распределения нефти в поровом пространстве грунтов и других пористых сред. Патент РФ 2654975.

Пономарев А.А. (2019). Методика косвенной оценки наличия нефтегенерации в глинисто-битуминозных породах под воздействием СВЧ-волн. *Технологии нефти и газа*, 2(121), с. 28–31. <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2019-121-2-28-31>

Пономарев А.А., Заватский М.Д. (2015). Методы применения компьютерной микротомографии в геологии. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*, 3, с. 31–35. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2015-3-31-35>

Рыжиков Н.И. (2014). Экспериментальное исследование структуры зоны коагуляции и кинетики ее формирования. *Тез. 68-ой между. молодежной конф.: Нефть и Газ 2014*.

Рыжиков Н.И., Михайлов Д.Н., Шако В.В. (2013). Метод расчета профилей распределения пористости и объемных долей материалов в пористой среде с помощью анализа данных рентгеновской микротомографии. *Тр. МФТИ*, 4(20), с. 161–169.

Фазлиахметов А.М., Пономарев А.А. (2020). Сравнительный анализ применения методов рентгеновской микротомографии и оптической микроскопии при изучении обломочных пород сложного состава. *Геологический вестник*, 3, с. 76–83. <https://doi.org/10.31084/2619-0087/2020-3-6>

Чугунов С.С., Казак А.В., Черемисин А.Н. (2015). Комплексирование методов рентгеновской микротомографии и трехмерной электронной микроскопии при исследовании пород баженовской свиты Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 44–49.

Шабаров А.Б., Шаталов А.В., Марков П.В., Шаталова Н.В. (2018). Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 4(1), с. 79–109. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109>

Alhosani Abdulla, Scanziani Alessio, Lin Qingyang, Pan Ziqing, Bijeljic Branko, Blunt Martin J. (2019). In situ pore-scale analysis of oil recovery during three-phase near-miscible CO₂ injection in a water-wet carbonate rock. *Advances in Water Resources*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.103432>

Faboya O.L., Sonibare O.O., Xu J.B., Olowookere N., Liao Z.W. (2020). Mineralogical and pore structure of organic-rich deltaic shales and sub-bituminous coals from early Maastrichtian Mamu Formation, Anambra Basin, Nigeria. *Sn Applied Sciences*, 2(12). <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03899-1>

Fanqi Qin, Lauren E. (2019). Beckingham. Impact of image resolution on quantification of mineral abundances and accessible surface areas. *Chemical Geology*, 523, pp. 31–41. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.06.004>

Gafurova D., Kalmykov A., Korost D., Kalmykov G. (2021) Macropores generation in the domanic formation shales: Insights from pyrolysis experiments. *Fuel*, 289. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119933>

Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V. (2017). Multi-scale image fusion of x-ray microtomography and sem data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/187874-MS>

Gholami R., Safari M., Raza A., Downey W.S., Momeni M.S., Ganat T.A.O. (2019). A field scale approach to determine compaction-based permeability in unconsolidated reservoirs. *Journal Of Natural Gas Science And Engineering*, 68. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102909>

Katika K., Fordsmand H., Fabricius I.L. (2018). Low field NMR surface relaxivity studies of chalk and argillaceous sandstones. *Microporous And Mesoporous Materials*, 269, pp. 122–124. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2017.06.035>

Kurchikov A.R., Yagafarov A.K., Popov I.P., Aleksandrov V.M., Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Kadyrov M.A. (2017). Distinguishing of the sediments with different genesis by results of core microtomography. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 16–26. <https://doi.org/10.5510/OGP20170400326>

Kushzhanov N.V., Mohammadli D. (2019). The digital transformation of the oil and gas sector in kazakhstan: priorities and problems. *News*

of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan-series of geology and technical sciences, 3, pp. 203–212. <https://doi.org/10.32014/2019.2518-170X.86>

Lei Q., Zhang L.H., Tang H.M., Zhao Y.L., Chen M., Xie C.Y. (2021). Quantitative study of different patterns of microscale residual water and their effect on gas permeability through digital core analysis. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108053>

Lin W., Li X., Yang Z., Xiong S., Luo Y. and Zhao X. (2019). Modeling of 3D Rock Porous Media by Combining X-Ray CT and Markov Chain Monte Carlo. *ASME. J. Energy Resour. Technol.*, 142(1). <https://doi.org/10.1115/1.4045461>

Mees F., Swennen R., Van Geet, M. & Jacobs P. (2003). Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences. *Geological Society, London, Special Publications*, 215, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.215.01.01>

Mehmani Ayaz, Kelly Shaina, Torres-Verdin Carlos (2020). Leveraging digital rock physics workflows in unconventional petrophysics: A review of opportunities, challenges, and benchmarking. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107083>

Mukhametdinova A., Kazak A., Karamov T., Bogdanovich N., Serkin M., Melekhin S., Cheremisin A. (2020). Reservoir Properties of Low-Permeable Carbonate Rocks: Experimental Features. *Energies*, 13(9). <https://doi.org/10.3390/en13092233>

Orlov D., Ebadi M., Muravleva E., Volkhonskiy D., Erofeev A., Savenkov E., Balashov V., Belozero B., Krutko V., Yakimchuk I., Evseev N., Koroteev D. (2021). Different methods of permeability calculation in digital twins of tight sandstones. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 87. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103750>

Ortega-Ramirez M.P., Oxarango L. (2021). Effect of X-ray μ CT Resolution on the Computation of Permeability and Dispersion Coefficient for Granular Soils. *Transp Porous Med*, 137, pp. 307–326. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01557-7>

Reyes F., Lin Q., Udoudo O., Dodds C., Lee P.D., Neethling S.J. (2017). Calibrated X-ray micro-tomography for mineral ore quantification. *Minerals Engineering*, 110, pp. 122–130. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2017.04.015>

Saxena N., Dietderich J., Alpak F.O., Hows A., Appel M., Freeman J., Hofmann R., Zhao B.C. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of petroleum science and engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>

Saxena Nishank, Dietderich Jesse, Faruk O. Alpak, Amie Hows, Matthias Appel, Justin Freeman, Ronny Hofmann, Bochao Zhao. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>

Saxena Nishank, Dietderich Jesse, Faruk O. Alpak, Amie Hows, Matthias Appel, Justin Freeman, Ronny Hofmann, Bochao Zhao. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>

Slaughter A. (2020). Bits Bytes and Barrels-The Digital Transformation of Oil and Gas. *Energy Journal*, 41(1), pp. 289–291.

Sun Huafeng, Belhaj Hadi, Tao Guo, Vega Sandra, Liu Luofu. (2019). Rock properties evaluation for carbonate reservoir characterization with multi-scale digital rock images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, pp. 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.075>

Tan Maojin, Su Mengning, Liu Weihua, Song Xiaodong, Wang Siyu (2021). Digital core construction of fractured carbonate rocks and pore-scale analysis of acoustic properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107771>

Tarik Saif, Qingyang Lin, Branko Bijeljic, Martin J. Blunt. (2017). Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. *Fuel*, 197, pp. 562–574. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.02.030>

Teles A.P., Lopes R.T., Lima I. (2017). Dual Energy Microtomography Applied to Oil and Gas Assessments. In: Oral A., Bahsi Oral Z. (eds) *3rd International Multidisciplinary Microscopy and Microanalysis Congress (InterM)*. Springer Proceedings in Physics, 186. https://doi.org/10.1007/978-3-319-46601-9_28

Yang L., Wang S., Jiang Q.P., You Y., Gao J. (2020). Effects of Microstructure and Rock Mineralogy on Movable Fluid Saturation in Tight Reservoirs. *Energy & Fuels*, 34(11), pp. 14515–14526. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02273>

Yun She, Chunwei Zhang, Mohammad Azis Mahardika, Anindityo Patmonaaji, Yingxue Hu, Shintaro Matsushita, Tetsuya Suekane. (2021). Pore-scale study of in-situ surfactant flooding with strong oil emulsification in sandstone based on X-ray microtomography. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 3. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2021.03.046>

Сведения об авторах

Андрей Александрович Пономарев – ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Михаил Дмитриевич Заватский – профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Татьяна Сергеевна Нуруллина – младший научный сотрудник лаборатории технологий капитального ремонта скважин и интенсификации притока, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Марсель Алмазович Кадыров – аспирант, Тюменский индустриальный университет; директор, ООО «ТюменьНефтеТехнологии»
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Кирилл Александрович Галинский – старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет

Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Оскар Артурович Тугушев – инженер-геолог, ООО «Тюмень-НефтеТехнологии»

Россия, 625048, Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 13, корп. 1, оф. 86

Статья поступила в редакцию 17.06.2021;

Принята к публикации 28.10.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Application of core X-ray microtomography in oilfield geology

A.A. Ponomarev^{1*}, M.D. Zavatsky¹, T.S. Nurullina¹, M.A. Kadyrov^{1,2}, K.A. Galinsky¹, O.A. Tugushev²

¹Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

²TyumenNefteTechnology LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Andrey A. Ponomarev, e-mail: ponomarevaa@tyuiu.ru

Abstract. The article presents studies devoted to the practical application of computer X-ray microtomography (micro-CT) in oilfield geology. In particular, the authors give results of using the method for sample defectoscopy before petrophysical studies in order to improve the quality of analyzes. The paper includes an example of assessing the depth of core plugging with drilling fluid; assessing the mineral composition by micro-CT; experimental core studies when modeling the thermal effect on the oil source rocks of the Bazhenov formation. The authors also examine the current state of research in the field of digital petrophysics or digital core. The study is aimed at introducing the micro-CT method into the oilfield process.

Keywords: computer X-ray microtomography, oilfield geology, core studies, digital core model, void structure

Acknowledgements

The article was prepared within the framework of the state assignment in the field of science for scientific projects carried out by teams of research laboratories of educational institutions of higher education subordinated to the Ministry of Education and Science of Russia under the project: “Technologies of low-pressure gas production of the Cenomanian productive complex” (No. FEWN-2020-0013, 2020-2023).

The authors are grateful to the anonymous reviewers for their valuable comments.

Recommended citation: Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Nurullina T.S., Kadyrov M.A., Galinsky K.A., Tugushev O.A. (2021). Application of core X-ray microtomography in oilfield geology. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 34–43. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4>

References

- Alhosani Abdulla, Scanziani Alessio, Lin Qingyang, Pan Ziqing, Bijeljic Branko, Blunt Martin J. (2019). In situ pore-scale analysis of oil recovery during three-phase near-miscible CO₂ injection in a water-wet carbonate rock. *Advances in Water Resources*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.103432>
- Belozerv I.P., Gubaidullin M.G. (2020). On the concept of technology for determining filtration-volume properties of terrigenous reservoirs using a digital core model. *Zapiski Gornogo Instituta = Journal of Mining Institute*, 244, pp. 402–407. (In Russ.) <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.2>
- Bembel S.R., Aleksandrov V.M., Ponomarev A.A., Markov P.V., Rodionov S.P. (2019). Evaluation of filtration-capacitive properties of complex reservoir rocks using the results of core microtomography. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 8, pp. 86–89. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-86-88>

Chugunov S.S., Kazak A.V., Cheremisin A.N. (2015). A combination of X-ray microtomography and three-dimensional electron microscopy methods in the study of rocks of the Bazhenov Formation of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 44–49. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.04.009>

Faboya O.L., Sonibare O.O., Xu J.B., Olowookere N., Liao Z.W. (2020). Mineralogical and pore structure of organic-rich deltaic shales and sub-bituminous coals from early Maastrichtian Mamu Formation, Anambra Basin, Nigeria. *Sn Applied Sciences*, 2(12). <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03899-1>

Fanqi Qin, Lauren E. (2019). Beekingham. Impact of image resolution on quantification of mineral abundances and accessible surface areas. *Chemical Geology*, 523, pp. 31–41. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.06.004>

Fazliakhmetov A.M., Ponomarev A.A. (2020). Comparative analysis of X-ray microtomography and optical microscopy in study of complex clastic rocks. *Geologicheskii vestnik*, 3, pp. 76–83. (In Russ.) <https://doi.org/10.31084/2619-0087/2020-3-6>

Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoschekov S.N., Savitsky Y.V., Cherepanov S.S. (2015). X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields. *Russian Geology and Geophysics*, 56(5), pp. 782–792.

Gafurova D., Kalmykov A., Korost D., Kalmykov G. (2021) Macropores generation in the domanic formation shales: Insights from pyrolysis experiments. *Fuel*, 289. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119933>

Gerke K.M., Korost D.V., Vasiliev R.V., Karsanina M.V., Tarasovsky V.P. (2015). Studying structure and determining effective properties of materials using X-ray microtomography data (using permeable porous ceramics as an example). *Inorganic Materials*, 51(9), pp. 951–957. <https://doi.org/10.1134/S002016851509006X>

Gerke K.M., Sizonenko T.O., Karsanina M.V., Korost D.V., Bayuk I.O. (2018). Upskilling of rock filtration characteristics using gridded models. *GeoEurasia 2018: Proc. Int. Conf.*, pp. 474–477. (In Russ.)

Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V. (2017). Multi-scale image fusion of x-ray microtomography and sem data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/187874-MS>

Gilmanov Ya.I., Vakhrusheva I.A. (2019). Digitalization of core studies today, tomorrow – a view of Tyumen oil Science Centre. *Nedropolzovanie XXI vek*, 5(81), pp. 124–131. (In Russ.)

Gilmanov Ya.I., Salomatin E.N., Vakhrusheva I.A. (2019). Experience of Tyumen oil Science Centre in investigating unconsolidated and weakly consolidated core. *Karotazhnik*, 6(300), pp. 14–22. (In Russ.)

Gholami R., Safari M., Raza A., Downey W.S., Momeni M.S., Ganat T.A.O. (2019). A field scale approach to determine compaction-based permeability in unconsolidated reservoirs. *Journal Of Natural Gas Science And Engineering*, 68. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102909>

Katika K., Fordsmand H., Fabricius I.L. (2018). Low field NMR surface relaxivity studies of chalk and argillaceous sandstones. *Microporous And Mesoporous Materials*, 269, pp. 122–124. <https://doi.org/10.1016/j.micromeso.2017.06.035>

- Korost D.V. (2012). Heterogeneity in the structure of terrigenous reservoirs and types of their void space structure (by the example of the upper part of the Tyumen Formation of the Urnenskoye oil field in Western Siberia). Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow: MSU. (In Russ.)
- Korost D.V., Kalmykov G.A., Yapaskurt V.O., Ivanov M.K. (2010). Application of computational microtomography to study the structure of terrigenous reservoirs. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 36–42. (In Russ.)
- Korost, D.V., Nadezhkin, D.V. & Akhmanov, G.G. (2012). Pore space in source rock during the generation of hydrocarbons. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 67, pp. 240–246. <https://doi.org/10.3103/S0145875212040059>
- Kurchikov A.R., Yagafarov A.K., Popov I.P., Aleksandrov V.M., Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Kadyrov M.A. (2017). Distinguishing of the sediments with different genesis by results of core microtomography. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 16–26. <https://doi.org/10.5510/OGP20170400326>
- Kushzhanov N.V., Mahammadli D. (2019). The digital transformation of the oil and gas sector in kazakhstan: priorities and problems. *News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan-series of geology and technical sciences*, 3, pp. 203–212. <https://doi.org/10.32014/2019.2518-170X.86>
- Lazeev A.N., Timashev E.O., Vakhrusheva I.A., Serkin M.F., Gilmanov Y.I. (2018). Digital core – current state and prospects of technology development in ROSNEFT PJSC. *Nefyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 11, pp. 18–22. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-18-22>
- Lei Q., Zhang L.H., Tang H.M., Zhao Y.L., Chen M., Xie C.Y. (2021). Quantitative study of different patterns of microscale residual water and their effect on gas permeability through digital core analysis. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108053>
- Lin W., Li X., Yang Z., Xiong S., Luo Y. and Zhao X. (2019). Modeling of 3D Rock Porous Media by Combining X-Ray CT and Markov Chain Monte Carlo. *ASME. J. Energy Resour. Technol.*, 142(1). <https://doi.org/10.1115/1.4045461>
- Markov P.V., Rodionov S.P. (2018). A method for stochastic generation of pore network models by their parameter distributions. *Vestnik kibernetiki = Proceedings in Cybernetics*, 3(23), pp. 18–24. (In Russ.)
- Mees F., Swennen R., Van Geet, M. & Jacobs P. (2003). Applications of X-ray Computed Tomography in the Geosciences. *Geological Society, London, Special Publications*, 215, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.215.01.01>
- Mehmani Ayaz, Kelly Shaina, Torres-Verdin Carlos (2020). Leveraging digital rock physics workflows in unconventional petrophysics: A review of opportunities, challenges, and benchmarking. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107083>
- Mukhametdinova A., Kazak A., Karamov T., Bogdanovich N., Serkin M., Melekhin S., Cheremisin A. (2020). Reservoir Properties of Low-Permeable Carbonate Rocks: Experimental Features. *Energies*, 13(9). <https://doi.org/10.3390/en13092233>
- Nadeev A.N., Kazak A.V., Varfolomeev I.A., Koroteev D.A., Korobkov D.A., Bolychev E.A., Lebedev S.V. (2013). Study of changes in the structure of weakly cemented rocks by X-ray microtomography. *Neft'. Gaz. Novosti*, 4, pp. 23–26. (In Russ.)
- Orlov D., Ebadi M., Muravleva E., Volkhonskiy D., Erofeev A., Savenkov E., Balashov V., Belozherov B., Krutko V., Yakimchuk I., Evseev N., Koroteev D. (2021). Different methods of permeability calculation in digital twins of tight sandstones. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 87. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103750>
- Ortega-Ramírez M.P., Oxarango L. (2021). Effect of X-ray μ CT Resolution on the Computation of Permeability and Dispersion Coefficient for Granular Soils. *Transp Porous Med*, 137, pp. 307–326. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01557-7>
- Parfenov V. G., Zavatsky M. D., Nikiforov A. S., Ponomarev A. A. (2018). Method for investigation of spatial distribution of oil in pore space of soils and other porous media. RF patent 2654975. (In Russ.)
- Ponomarev A.A. (2019). Methodology for indirect assessment of the presence of oil generation in clay-bituminous rocks under the influence of microwave waves. *Tekhnologii nefi i gaza*, 2(121), pp. 28–31. (In Russ.) <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2019-121-2-28-31>
- Ponomarev A.A., Zavatsky M.D. (2015). Methods of application of computer microtomography in geology. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz = Oil and Gas Studies*, 3, pp. 31–35. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2015-3-31-35>
- Reyes F., Lin Q., Udoudo O., Dodds C., Lee P.D., Neethling S.J. (2017). Calibrated X-ray micro-tomography for mineral ore quantification. *Minerals Engineering*, 110, pp. 122–130. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2017.04.015>
- Ryzhikov N.I. (2014). Experimental study of colmatation zone structure and kinetics of its formation. *Proc. 68th International Youth Conference: Oil and Gas 2014*. (In Russ.)
- Ryzhikov N.I., Mikhailov D.N., Shako V.V. (2013). A method for calculating the distribution profiles of porosity and volume fractions of materials in porous media using X-ray microtomography data analysis. *Proc. MIPT*, 4(20), pp. 161–169. (In Russ.)
- Saxena N., Dietderich J., Alpak F.O., Hows A., Appel M., Freeman J., Hofmann R., Zhao B.C. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of petroleum science and engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>
- Saxena Nishank, Dietderich Jesse, Faruk O. Alpak, Amie Hows, Matthias Appel, Justin Freeman, Ronny Hofmann, Bochao Zhao. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>
- Saxena Nishank, Dietderich Jesse, Faruk O. Alpak, Amie Hows, Matthias Appel, Justin Freeman, Ronny Hofmann, Bochao Zhao. (2021). Estimating electrical cementation and saturation exponents using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108198>
- Shabarov A.B., Shatalov A.V., Markov P.V., Shatalova N.V. (2018). Methods for determining relative phase permeability functions in multiphase filtration problems. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(1), pp. 79–109. (In Russ.)
- Slaughter A. (2020). Bits Bytes and Barrels-The Digital Transformation of Oil and Gas. *Energy Journal*, 41(1), pp. 289–291.
- Sun Huaifeng, Belhaj Hadi, Tao Guo, Vega Sandra, Liu Luofu. (2019). Rock properties evaluation for carbonate reservoir characterization with multi-scale digital rock images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, pp. 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.075>
- Tan Maojin, Su Mengning, Liu Weihua, Song Xiaodong, Wang Siyu (2021). Digital core construction of fractured carbonate rocks and pore-scale analysis of acoustic properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107771>
- Tarik Saif, Qingyang Lin, Branko Bijeljic, Martin J. Blunt. (2017). Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. *Fuel*, 197, pp. 562–574. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.02.030>
- Teles A.P., Lopes R.T., Lima I. (2017). Dual Energy Microtomography Applied to Oil and Gas Assessments. In: Oral A., Bahsi Oral Z. (eds) *3rd International Multidisciplinary Microscopy and Microanalysis Congress (InterM). Springer Proceedings in Physics*, 186. https://doi.org/10.1007/978-3-319-46601-9_28
- Yang L., Wang S., Jiang Q.P., You Y., Gao J. (2020). Effects of Microstructure and Rock Mineralogy on Movable Fluid Saturation in Tight Reservoirs. *Energy & Fuels*, 34(11), pp. 14515–14526. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02273>
- Yun She, Chunwei Zhang, Mohammad Azis Mahardika, Anindityo Patmonoaji, Yingxue Hu, Shintaro Matsushita, Tetsuya Suekane. (2021). Pore-scale study of in-situ surfactant flooding with strong oil emulsification in sandstone based on X-ray microtomography. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 3. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2021.03.046>
- Zhizhimontov I.N., Zaray E.A., Gilmanov Yan.I., Utkin P.S., Bobrov S.E. (2020). Features of a petrophysical model considering salinization of terrigenous rocks by the example of East Siberian field. *Karotazhnik*, 4(304), pp. 3–18. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109>

About the Authors

- Andrey A. Ponomarev** – Assistant of Department of Oil and Gas Field Geology, Junior Researcher of Laboratory of Well Workover and Flow Stimulation Technologies, Tyumen Industrial University
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Mikhail D. Zavatsky** – Professor, Department of Oil and Gas Fields Geology, Tyumen Industrial University
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Tatiana S. Nurullina** – Junior Researcher, Laboratory of Well Workover and Flow Stimulation Technologies, Tyumen Industrial University
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Marsel A. Kadyrov** – Postgraduate Student, Tyumen Industrial University; Director, TyumenNefteTechnology LLC
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Kirill A. Galinsky** – Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Field Geology, Tyumen Industrial University
38 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation
- Oskar A. Tugushev** – Geologist, TyumenNefteTechnology LLC
Of. 86, bld. 1, 13 VLKSM 50 let st., Tyumen, 625048, Russian Federation

Manuscript received 17 June 2021;

Accepted 28 October 2021; Published 30 November 2021

Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах

М.В. Зайцев¹, Н.Н. Михайлов^{2,1*}, Е.С. Туманова³

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

²Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

³Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгоград, Волгоград, Россия

Рассмотрена фильтрация нефти в низкопроницаемых коллекторах. Проанализированы экспериментальные данные зависимости скорости фильтрации от градиента давления. Показано, что закон фильтрации в низкопроницаемых коллекторах отличается от линейного закона Дарси и от нелинейного закона с начальным градиентом давления. Экспериментально обоснован степенной закон фильтрации в низкопроницаемых коллекторах. Предложены модели влияния нелинейной фильтрации на дебит скважины. Проведен анализ влияния параметров нелинейной фильтрации на дебит скважин при техногенно-измененной околоскважинной зоне.

Ключевые слова: низкопроницаемые коллектора, проницаемость, нелинейный закон фильтрации, околоскважинная зона, дебит скважины

Для цитирования: Зайцев М.В., Михайлов Н.Н., Туманова Е.С. (2021). Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах. *Георесурсы*, 23(4), с. 44–50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.5>

Введение

В настоящее время во всём мире происходит ухудшение структуры запасов углеводородов. С каждым годом поиск и разработка низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов становятся все более актуальными задачами.

Низкопроницаемые коллектора выделяют по граничным значениям абсолютной проницаемости. Различные исследователи дают отличающиеся граничные значения 0,5–5,0 10^{-3} мкм² (Xiong et al., 2009; Михайлов, 2008; Levorsen, 1967; Wang et al., 2011).

Обнаружение продуктивных низкопроницаемых коллекторов наиболее вероятно на больших глубинах, где поровое пространство подвержено действию больших нагрузок. Единственным надежным критерием обнаружения низкопроницаемых коллекторов являются результаты опробования. Однако эффективность опробования зависит от особенностей фильтрации в низкопроницаемых коллекторах и от степени изменения природных фильтрационных свойств в околоскважинных зонах.

Характер и закон фильтрации в низкопроницаемых коллекторах значительно отличаются от характера фильтрации в высокопроницаемых коллекторах в связи с тем, что в низкопроницаемых пластах присутствуют капилляры малого радиуса, они характеризуются сложной структурой и высокими фильтрационными сопротивлениями. Большое значение приобретают молекулярные силы, действующие между жидкой и твердой фазой. В случае двухфазной фильтрации в низкопроницаемом пласте

наблюдаются большие значения капиллярных сил из-за малого радиуса пор, и это сильно влияет на фильтрацию. Если давление вытеснения недостаточно для преодоления сопротивления капиллярных и молекулярных сил, то движение нефти будет прерываться, она разделится на капли, это приведет к увеличению сопротивления фильтрации и снижению эффекта вытеснения.

Специфика фильтрации в низкопроницаемых коллекторах заключается в сильном влиянии межфазных взаимодействий между фильтрующимися флюидами и внутривискозной поверхностью. В низкопроницаемых терригенных коллекторах увеличивается содержание глинистых минералов, обладающих повышенной поверхностной активностью. Специфика низкопроницаемых коллекторов – это увеличение доли микропор, увеличение различий поровых размеров между микро- и макро-порами, а также рост удельной поверхности при уменьшении проницаемости. Такая специфика приводит к аномальным проявлениям сил взаимодействия между флюидами и скелетом породы при фильтрации, что и обуславливает нелинейные фильтрационные эффекты.

Для традиционных коллекторов эффекты межфазных взаимодействий пренебрежимо малы, и их влияние не отражается на закономерностях фильтрации. Поэтому для них закон фильтрации для движущейся фазы соответствует линейному закону Дарси:

$$V = \frac{k}{\mu} \text{grad } p, \quad (1)$$

где V – скорость фильтрации движущейся фазы, k – классическая проницаемость пласта, μ – вязкость флюида.

Многочисленные данные показывают, что в низкопроницаемых коллекторах из-за взаимодействия внутривискозной поверхности и жидкости на внутривискозной поверхности

* Ответственный автор: Николай Нилович Михайлов
e-mail: folko200@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

возникает нефтяной граничный слой (Мархасин, 1977). В граничном слое состав и свойства нефти сильно отличаются от свойств подвижной нефти (Мархасин, 1977). Граничный слой адсорбированной нефти обуславливает гидрофобизацию внутривязной поверхности, что приводит к изменению смачиваемости (Михайлов и др., 2019). При лабораторных исследованиях гидрофобизация надежно фиксируется даже при фильтрации нефти через гидрофильные породы (Михайлов и др., 2019).

Поэтому в низкопроницаемом коллекторе нефть не является строго ньютоновским флюидом, более того, она не может оставаться без изменения во всей поровой системе. Однако в большинстве случаев для средне- и высокопроницаемых пластов движущаяся нефть рассматривается как ньютоновский флюид. Применяя закон Дарси, успешно решаются многочисленные проблемы разработки средне- и высокопроницаемых пластов на основании теории линейной фильтрации. В средне- и высокопроницаемых коллекторах граничный слой нефти небольшой, и отношение объема граничного слоя к общему поровому объему тоже небольшое. Соответственно, влияние неньютоновского поведения нефти в граничном слое не сказывается на законе фильтрации, который остается линейным. В низкопроницаемых коллекторах, наоборот, эти эффекты нельзя игнорировать, они обуславливают отклонение от линейного закона Дарси.

Многочисленные эксперименты, проводимые с середины двадцатого века, показали, что в низкопроницаемых коллекторах фильтрация не подчиняется линейному закону Дарси (Байков и др., 2013; Ли Сюаньжань, 2015; Baoquan et al., 2011; Hao et al., 2008; Wang et al., 2011). Зависимость скорости фильтрации от градиента давления описывается нелинейной функцией, с выделением начального (пускового) градиента давления.

Традиционная аппроксимация зависимости скорости фильтрации от градиента давления для низкопроницаемых коллекторов показывает очень большое значение начального градиента давления, запускающего фильтрацию (0,1–1,0 МПа/м). При таких высоких значениях пускового градиента давления фильтрация возможна только в призабойной зоне, что не соответствует промысловой практике.

Экспериментальные данные

В целях установления закономерностей фильтрации в низкопроницаемых коллекторах нами поставлены специальные эксперименты для уточнения вида зависимости скорости фильтрации от градиента давления. Исследовалась коллекция терригенных образцов керна, обладающих средними величинами пористости (от 0,16 до 0,22) и низкими значениями абсолютной проницаемости (от 0,7 до 6 мД). В качестве флюида использовалась природная нефть одного из месторождений Волгоградской области, с невысокой вязкостью (~0,77 мПа·с) и низким газосодержанием (~101 м³/т). Действующий градиент давления менялся от 0,01 до 80 МПа/м.

В процессе экспериментов моделировались термобарические условия, соответствующие изучаемым отложениям. Давление и температура выбирались по результатам гидродинамических исследований скважин.

Остаточная водонасыщенность создавалась методом полупроницаемой мембраны на капилляриметре,

величина которой на основании утвержденной величины начальной нефтенасыщенности 0,40 д.е., принятой в геолого-физических характеристиках изучаемого объекта, составила 0,60 д.е. Создание начальной нефтенасыщенности осуществлялось путем донасыщения под вакуумом единичных образцов керосином, который затем замещался на нефть при прокачке последней в количестве 10 поровых объемов перед началом эксперимента. Газ в фильтрации не участвовал.

Графические зависимости скорости фильтрации от градиента давления в этих экспериментах представлены на рис. 1.

Исследования показали, что большинство экспериментальных графиков демонстрируют нелинейную взаимосвязь скорости и градиента давления. Отсутствие экспериментальных точек в области низких скоростей фильтрации объясняется сложностью создания низких градиентов давления ($grad p < 0,05 \frac{\text{МПа}}{\text{м}}$), однако вид экспериментальных зависимостей показывает, что при уменьшении значений градиента давления регистрируемая скорость фильтрации постепенно стремится к нулю,

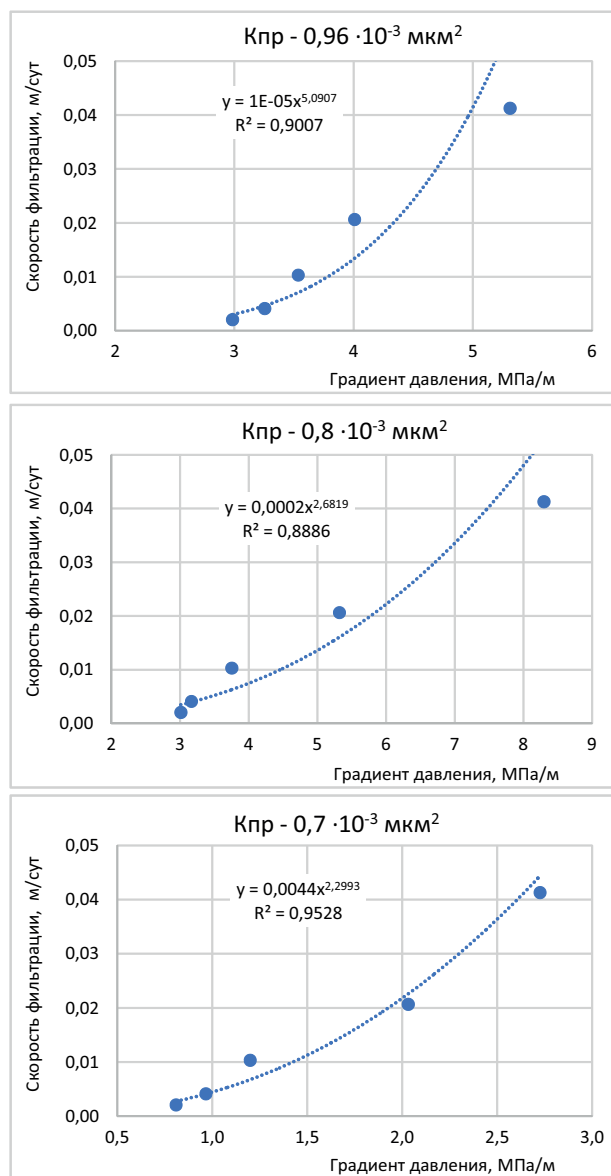


Рис. 1. Экспериментальные зависимости скорости фильтрации нефти от градиента давления для различных образцов

а нулевые значения скорости фильтрации соответствуют нулевым значениям градиента давления.

Традиционная аппроксимация результатов наших экспериментов по фильтрации в низкопроницаемых коллекторах линейными зависимостями демонстрирует не нулевые значения скорости 0,5–3,0 м/сут при нулевых значениях градиента давления. Это обуславливает нефизичность такой аппроксимации. Как было отмечено выше, линейная аппроксимация закона фильтрации в низкопроницаемых коллекторах приводит к возникновению пускового (начального) градиента давления, который не наблюдается по данным промысловых исследований.

Проведенные исследования показали, что зависимость скорости фильтрации от градиента давления, в соответствии с физикой процесса, с высокой степенью корреляции аппроксимируется следующим соотношением:

$$V = \frac{A}{\mu} (\text{grad } p)^{\gamma}. \quad (2)$$

Отметим, что при больших значениях градиента давления степенная зависимость (2) с хорошим приближением стремится к линейной зависимости скорости фильтрации от градиента давления, и закон фильтрации может быть представлен в виде линейного соотношения с начальным градиентом давления. Однако в широком диапазоне изменения градиентов давления закон фильтрации с начальным градиентом давления неприменим. Таким образом, нелинейный закон фильтрации с начальным градиентом давления является частным случаем более общего степенного закона, однако он описывает лишь высоко-градиентную область фильтрации.

В соотношении (2) параметры A и γ являются постоянными коэффициентами. Коэффициент A при постоянной вязкости фильтрующегося флюида не является аналогом фазовой проницаемости, но может быть связан с абсолютной проницаемостью через порометрическую характеристику коллектора. Размерность коэффициента A :

$$A \left[\text{м}^2 / \left(\frac{\text{МПа}}{\text{м}} \right)^{\gamma-1} \right].$$

На рис. 2 даны зависимости коэффициента A от значений абсолютной проницаемости коллектора. Исследования показали, что для образцов с разной микроструктурой (с разными значениями абсолютной проницаемости) зависимости коэффициента A от значений коэффициентов абсолютной проницаемости отличаются.

Для образцов со значениями проницаемости, меньше 3,8 мД, зависимость линейная; для образцов с проницаемостью менее 6 мД – нелинейная. Для значений показателя степени γ зависимости от значений абсолютной проницаемости не обнаружено. Экспериментально установленный диапазон изменений параметра нелинейности γ – от 1 до 5.

Поскольку понятие проницаемости опирается на линейный закон Дарси, то для нелинейной фильтрации этот параметр не имеет строгого определения. Приняв линейный закон фильтрации в небольшом диапазоне изменений градиента давления, и используя в этом диапазоне соотношение Дарси, можно определить некоторую «эффективную» фазовую проницаемость (k_f), которая не будет величиной постоянной. Эта проницаемость будет зависеть от действующего градиента давления.

Сопоставив выражения для скорости фильтрации по закону Дарси и по нелинейному степенному закону, можно получить выражение для фазовой проницаемости по нефти (k_f):

$$k_f = A(\text{grad } p)^{\gamma-1}. \quad (2')$$

Зависимость фазовой проницаемости по нефти от градиента давления иллюстрирует рис. 3.

Как видно из кривых на графике, градиент давления, до некоторого критического значения, оказывает сильное влияние на фазовую проницаемость по нефти, при превышении же этого значения проницаемость практически не зависит от градиента давления. Область нечувствительности (автомодельности) на зависимости нефтепроницаемости от градиента давления соответствует диапазону изменения градиентов давления, в котором закон фильтрации линейный. Линейность обуславливает постоянство нефтепроницаемости в указанном диапазоне изменений градиента давления. Эта проницаемость может быть охарактеризована как «асимптотическая». Связи между значениями асимптотической фазовой проницаемости и значениями абсолютной проницаемости не обнаружено.

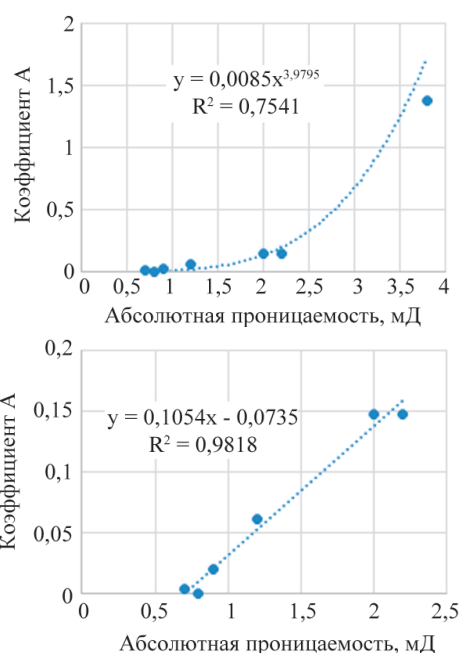


Рис. 2. Зависимость коэффициента A от абсолютной проницаемости

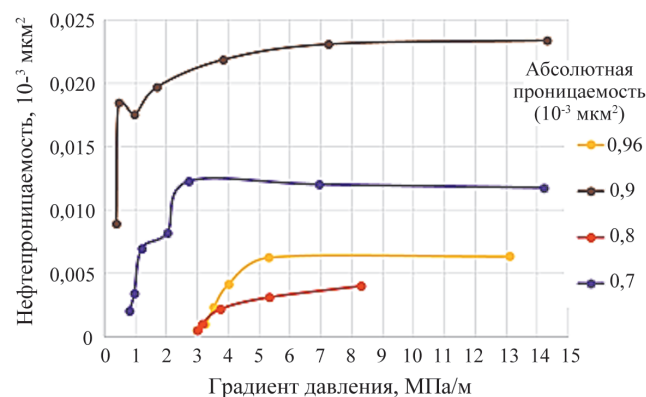


Рис. 3. Зависимость нефтепроницаемости (K) от градиента давления

Физическая интерпретация экспериментальных данных

Установленный нами степенной закон фильтрации принципиально отличается от ранее установленных нелинейных законов. Нелинейность фильтрации отличается от ранее известных нелинейных законов механизмами возникновения нелинейности. Закон Форхгеймера справедлив для высоких значений скоростей фильтрации и числа Рейнольдса. Закон фильтрации вязкопластичных жидкостей определяется их неньютоновскими свойствами и демонстрирует начальный градиент давления (Басниев и др., 1993). Аналогичный закон установлен и для низкопроницаемых коллекторов (Байков и др., 2013), однако для них начальный градиент давления обусловлен физико-химическими взаимодействиями коллектора и флюида (Ли Сюаньжань, 2015; Baoquan, 2011; Hao, 2008; Wang, 2011).

Все указанные законы предполагают постоянные значения коэффициента проницаемости. Установленный нами нелинейный закон демонстрирует переменные значения коэффициента флюидопроницаемости, что приводит к изменению общепринятых фильтрационных моделей (Лобковский и др., 2019). Степенной вид нелинейного закона фильтрации объясняется спецификой внутривещного взаимодействия пород и флюидов (при фильтрации через системы пор, осложненных наличием в них граничных слоев) и локальными градиентами давления, возникающими при фильтрации.

В пограничном слое молекулярное взаимодействие флюидов с поверхностью пор достаточно сильное, однако структура и устойчивость слоя зависят не только от физико-химической активности системы флюид – поверхность пор, но и от действующего градиента давления фильтрующей жидкости, который стремится деформировать этот слой. В традиционных коллекторах формирование граничного слоя связано, преимущественно, с физико-химическими взаимодействиями, а влияние градиента давления является подчиненным (Мархасин, 1977). Образование квазикристаллического слоя приводит к снижению фазовой проницаемости, что характерно для традиционных коллекторов. Разрушение же и деформация слоя под действием градиента давления, характерное для низкопроницаемых коллекторов, наоборот, приводит к увеличению фазовой проницаемости.

В низкопроницаемых коллекторах при росте градиента давления слабые межмолекулярные силы, формирующие граничные слои, преодолеваются, и фильтрующее поровое пространство увеличивается. Благодаря особой специфике этого увеличения возникают аномалии зависимости скорости фильтрации от градиента давления, которые влияют на фазовую проницаемость. Увеличение фазовой проницаемости при росте градиента давления происходит до тех пор, пока граничные слои не будут полностью деформированы, тогда практически все открытое поровое пространство будет вовлечено в процесс фильтрации.

Такова особая специфика взаимодействия пород и флюидов при фильтрации в низкопроницаемых коллекторах, которая обуславливает нелинейность фильтрации и особый механизм формирования фазовой проницаемости.

Нелинейная модель фильтрации в низкопроницаемых коллекторах

Предлагается следующая модель нелинейной фильтрации. До достижения некоторого критического значения градиента давления G изменение проницаемости будем моделировать функцией от градиента давления $\Omega(gradp)$. При превышении градиента фильтрация происходит согласно линейному закону.

Сначала рассмотрим постановку задачи в общем виде, т.е. без указания конкретного вида функции. Изменение фазовой проницаемости (k_f) под воздействием градиента давления будет описываться выражением:

$$k = k_f \Omega(gradp), \quad (3)$$

где k – фазовая проницаемость при текущем значении градиента давления.

В общем случае, кроме вышеописанного изменения проницаемости под воздействием нелинейности, будем учитывать также изменение проницаемости вследствие техногенного загрязнения (при вскрытии) и сжимаемости (при опробовании пласта) с помощью специальных безразмерных функций изменения проницаемости по радиусу $A(r)$ и изменение проницаемости при изменении давления $f(p)$ (Зайцев и др., 2004). Изменение природной проницаемости пласта k_0 в результате техногенного загрязнения на этапе вскрытия пласта будет моделироваться функцией $A(r)$, а изменение проницаемости вследствие деформации скелета породы на этапе вызова притока – функцией $f(p)$, так что в результате действия этих факторов техногенно-измененная фазовая проницаемость по нефти будет определяться выражением (Зайцев и др., 2004):

$$k_f = k_0 A(r) f(p),$$

где k_f – фазовая проницаемость по нефти [мкм²]; k_0 – неизменная пластовая проницаемость по нефти [мкм²]; $A(r)$ и $f(p)$ – безразмерные функции загрязнения и фильтрационного уплотнения.

Тогда проницаемость с учетом нелинейности фильтрации, в соответствии с соотношением (3), может быть представлена в следующем виде:

$$k = k_0 f(p) A(r) \Omega(gradp), \text{ при } dp/dr < G. \quad (4)$$

При превышении критического градиента давления проницаемость является постоянной величиной и выражается обычной формулой (3) (Зайцев и др., 2004):

$$k = k_0 f(p) A(r), \text{ при } dp/dr > G. \quad (5)$$

Рассмотрим радиально-симметричную фильтрацию в бесконечном по простираанию и толщине пласте.

Для радиально-симметричного случая уравнения фильтрации могут быть преобразованы к полярным координатам следующим образом:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} (rk_0 f(p) A(r) A_0 \Omega(gradp)) = 0, \quad (6)$$

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(rk_0 f(p) A(r) \frac{dp}{dr} \right) = 0. \quad (7)$$

Таким образом, получена система дифференциальных уравнений для определения распределения давления. Граничными условиями будут условия на скважине и контуре:

$$p|_{r=r_k} = p_k, \quad p|_{r=r_c} = p_c. \quad (8)$$

Кроме того, необходимо выполнение условия равенства градиента критическому на границе зон. Обозначим

радиус при достижении критического градиента давления через r_l :

$$\left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=r_1^-} = \left. \frac{dp}{dr} \right|_{r=r_1^+} = G. \quad (9)$$

Решение этой системы и возможность получения аналитического решения зависят от вида функции Ω и, соответственно, вида получающегося дифференциального уравнения.

Будем рассматривать выявленный в ходе экспериментов случай – степенная зависимость проницаемости от градиента давления:

$$\Omega(\text{grad} p) = (B \frac{dp}{dr})^\alpha, \quad (10)$$

где α – безразмерная константа ($\alpha \geq 0$), а B – константа, зависящая от свойств пласта и флюида с размерностью [м/МПа].

$$f(p)^{1/\alpha} \frac{dp}{dr} = \left(\frac{C}{rA(r)} \right)^{1/\alpha}$$

или

$$\begin{aligned} \Phi(p_c, p) &= C_1 \Psi(r_c, r) + C_2, \text{ при } r < r_1, \\ \Phi_\alpha(p_1, p) &= C_3 \Psi_\alpha(r_1, r) + C_4, \text{ при } r > r_1, \end{aligned} \quad (11)$$

где

$$\begin{aligned} \Psi(r_i, r_j) &= \int_{r_i}^{r_j} \frac{dr}{A(r)r}, \quad \Phi(p_i, p_j) = \int_{p_i}^{p_j} f(p) dp \\ \Psi_\alpha(r_i, r_j) &= \int_{r_i}^{r_j} \frac{dr}{(A(r)r)^{\frac{1}{\alpha}}}, \quad \Phi_\alpha(p_i, p_j) = \int_{p_i}^{p_j} f(p)^{1/\alpha} dp \end{aligned} \quad (12)$$

Константы C_1 – C_4 определяются из граничных условий (8), а также из условия равенства градиентов и давлений на границе зон (9). Результатом решения системы будут полученные величины радиусов границы зон и давлений на них.

Тогда выражение для дебита может быть получено в следующем виде:

$$Q = 2\pi h \frac{k_0}{\mu} \frac{\Phi(p_c, p_1)}{\Psi(r_c, r_1)}. \quad (13)$$

Для сжимаемого пласта невозможно получение аналитических решений системы (11)–(13), поэтому в данной работе для анализа влияния параметров нелинейности на дебит скважины мы будем рассматривать несжимаемый пласт, т.е. $f(p) = 1$. Тогда система (11–12) с граничными условиями (8–9) может быть сведена к одному уравнению относительно переменной r_l :

$$\begin{aligned} p_k - p_c &= Gr_1 A(r_1) \Psi(r_c, r_1) + \\ &+ G^{(\alpha+1)} r_1 A(r_1) \Psi_\alpha(r_1, r), \end{aligned} \quad (14)$$

что значительно упрощает решение исходной системы, позволяя получать, в том числе, и аналитические решения.

На рисунке 4 показано изменение приведенного давления от радиуса при логарифмической шкале в отсутствии загрязнения. Точками отмечено расстояние, на котором достигается критический градиент давления G . На кривой 1 (при $\alpha = 0$), а также в левой части графика (там, где градиент давления больше критического), при отсутствии загрязнения течение происходит по линейному закону, что выражается в прямолинейных участках кривых на графике. При увеличении значений параметра нелинейности α кривая всё больше отклоняется от классической прямой линии.

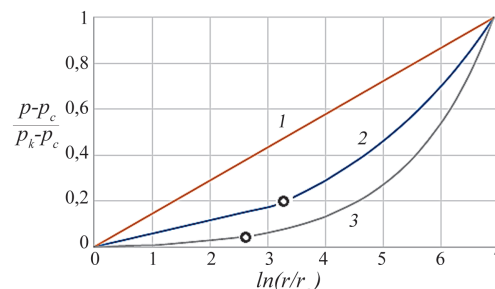


Рис. 4. Зависимость приведенного давления в околоскважинной зоне от логарифма приведенного радиуса при значениях параметра нелинейности: $\alpha = 0$ (1); $\alpha = 0,5$ (2); $\alpha = 2$ (3)

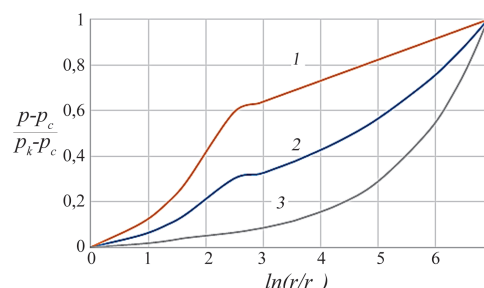


Рис. 5. Зависимость приведенного давления в околоскважинной зоне от логарифма приведенного радиуса для случая загрязненной околоскважинной зоны при значениях параметра нелинейности: $\alpha = 0$ (1); $\alpha = 0,5$ (2); $\alpha = 2$ (3)

При наличии загрязнения ($A(r) \neq 1$) обе части кривых становятся нелинейными (рис. 5). Как видно из рисунка, значения параметра нелинейности α в зависимости (10) оказывают определяющее влияние на распределение давления в околоскважинной зоне, а, следовательно, и на дебит скважины. В то же время другим важным параметром, характеризующим нелинейную фильтрацию, будет радиус r_l , на котором достигается значение критического градиента G , и происходит смена режима фильтрации.

Рассмотрим зависимость радиуса r_l от параметров, характеризующих нелинейность течения – α и G/G_0 , где G_0 – градиент давления на скважине в случае притока без учета зоны нелинейности:

$$G_0 = \frac{p_k - p_c}{r_c A(r_c)} \frac{1}{\Psi(r_c, r_k)}.$$

Как видно из графика (рис. 6), начиная с некоторого α , критический радиус становится равным радиусу скважины, т.е. линейный режим не достигается. При небольших величинах критического градиента критический радиус (r_l) достигается вдали от скважины, в то же время, начиная с некоторых значений G , реализация линейного режима невозможна.

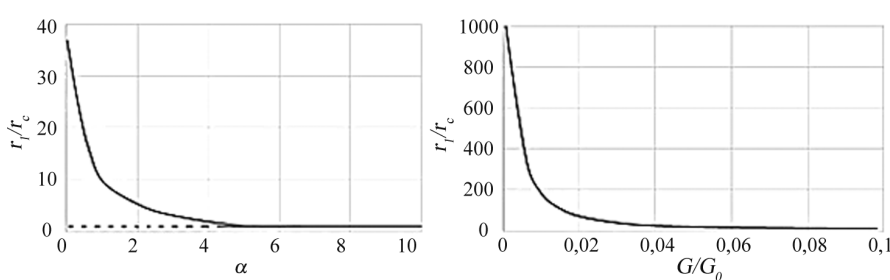


Рис. 6. Зависимость радиуса достижения критического градиента давления от параметра нелинейности α и критического градиента

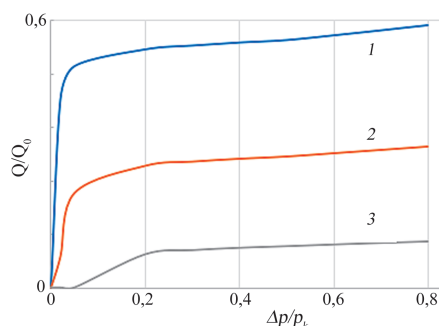


Рис. 7. Зависимости дебита скважины при опробовании от величины депрессии (Δp), отнесенной к давлению на контуре (p_k) при различных значениях параметров нелинейности: $\alpha = 0,5$ (1); $\alpha = 1$ (2); $\alpha = 2$ (3); $G/G_0 = 0,06$

Влияние факторов нелинейности на дебит скважины при опробовании

Влияние параметров нелинейности, в соответствии с выражением (13), на дебит скважин проявляется через специфику распределения давления в околоскважинной зоне.

На рисунке 7 представлены кривые зависимости величины относительного дебита (Q/Q_0). Q_0 — дебит скважины без учета зависимости проницаемости от градиента давления, т.е. при $\alpha = 0$. Рост значений параметра нелинейности α обуславливает снижение дебита во всем рассмотренном диапазоне значений депрессий на пласт, при этом влияние при низких депрессиях выше. Как видно из кривых, при достаточно большом коэффициенте α (кривая 3), до создания депрессии, достаточной для достижения критического градиента давления, течение при опробовании практически отсутствует, а при депрессиях, близких к p_k , падение дебита в результате действия факторов нелинейности может достигать 90 %.

В случае малых значений величины G/G_0 , критический градиент достигается в любой ситуации, влияние коэффициента α на дебит минимально. Величина критической депрессии в зависимости от параметров G/G_0 и α может достигать $0,35p_k$, что обуславливает очень жесткие требования к условиям опробования для фиксации притока из низкопроницаемых коллекторов.

Предлагаемая модель также позволяет рассчитать минимально необходимый перепад давлений для создания притока, который увеличивается с увеличением α . Еще один фактор роста минимально необходимой депрессии — это загрязнение околоскважинной зоны при вскрытии пласта. Загрязнение интенсифицирует проявление нелинейности при опробовании низкопроницаемых пластов.

Заключение

Проведен анализ геолого-физических причин нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах.

Установлено, что для низкопроницаемых коллекторов постоянного коэффициента фазовой проницаемости по нефти не существует. Целевая проницаемость по нефти является функцией градиента давления и в области малых градиентов описывается нелинейной зависимостью от этого параметра.

Предложена модель нелинейной фильтрации для оценки эффективности опробования скважин. Установлено влияние факторов нелинейности на дебит скважин.

Литературы

- Байков В.А., Галеев Р.Р., Колонских А.В. и др. (2013). Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения. *Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»*, 2(31), с. 8–12.
- Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. (1993). Подземная гидромеханика. М.: Недра, 416 с.
- Зайцев М.В., Михайлов Н.Н. (2004). Влияние околоскважинной зоны на продуктивность скважины. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 64–66.
- Ли Сюаньжань (2015). Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах. *Научно-технический сборник «Вести газовой науки»*, 3(23), с. 116–121.
- Лобковский Л.И., Рамазанов М.М. (2019). К теории фильтрации в среде с двойной пористостью. *Доклады Академии Наук*, 484(3), с. 348–351. <https://doi.org/10.31857/S0869-56524843348-351>
- Мархасин И.Л. (1977). Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 214 с.
- Михайлов Н.Н. (2008). Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем). М.: МАКС пресс. 448 с.
- Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. (2019). Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем. М.: Российский государственные университеты нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина, 360 с.
- Baoquan Z., Linsong C., Chunlan L. (2011). Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 80, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.10.006>
- Hao F., Cheng L.S., Hassan O., Hou J., Liu C.Z., Feng J.D. (2008). Threshold Pressure Gradient in Ultra-low Permeability Reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 26(9), pp. 1024–1035. <https://doi.org/10.1080/10916460701675033>
- Levorsen A.I. (1967). *Geology of Petroleum*. San Francisco: W.H. Freeman and Company, 724 p.
- Wang Xue-Wu, Yang Zheng-Ming, Qi Ya-dong, Huang Yan-zhang (2011). Effect of absorption boundary layer on nonlinear flow in low permeability porous media. *Journal of Central South University of Technology*, 18, pp. 1299–1303. <https://doi.org/10.1007/s11771-011-0836-x>
- Xiong W., Lei Q., Gao S. et al. (2009). Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 36, pp. 232–236. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(09\)60123-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(09)60123-3)

Сведения об авторах

Михаил Викторович Зайцев — канд. тех. наук, старший научный сотрудник

Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Николай Нилович Михайлов — доктор тех. наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина; главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1

Екатерина Сергеевна Туманова — инженер
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Волгоград-НИПИморнефть» в г. Волгоград
Россия, 400078, Волгоград, пр. им. В.И. Ленина, д. 96

Статья поступила в редакцию 01.06.2021;
Принята к публикации 24.09.2021;
Опубликована 30.11.2021

Non-linear filtration models and the effect of nonlinearity parameters on flow rates in low-permeability reservoirs

M.V. Zaitsev¹, N.N. Mikhailov^{2,1*}, E.S. Tumanova³

¹Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

²National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

³Branch of LUKOIL-Engineering VolgogradNIPImorneft in Volgograd, Volgograd, Russian Federation

*Corresponding author: Nikolay N. Mikhailov, e-mail: folko200@mail.ru

Abstract. Filtration of oil in low-permeable reservoirs is considered. The experimental data of dependence of filtration velocity on pressure gradient are analysed. It is shown that the filtration law in low-permeability reservoirs differs from the linear Darcy's law and from the non-linear law with an initial pressure gradient.

The power law of filtration in low-permeability reservoirs is experimentally substantiated. Models of nonlinear filtration influence on flow rate are proposed. The analysis of influence of nonlinear filtration parameters on flow rate in technogenically modified near-wellbore zone is carried out.

Keywords: low-permeability reservoirs, permeability, nonlinear filtration law, near-wellbore zone, flow rate

Recommended citation: Zaitsev M.V., Mikhailov N.N., Tumanova E.S. (2021). Non-linear filtration models and the effect of nonlinearity parameters on flow rates in low-permeability reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 44–50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.5>

References

- Baoquan Z., Linsong C., Chunlan L. (2011). Low velocity non-linear flow in ultra-low permeability reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 80, pp. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.10.006>
- Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. (1993). Underground hydromechanics. Moscow: Nedra, 416 p. (In Russ.)
- Baykov V.A., Galeev R.R., Kolonskikh A.V. et al. (2013). Nonlinear filtration in low permeability reservoirs. Analysis and interpretation of the results of core laboratory studies of Priobskoe field. *Nauchno-tehnicheskiy vestnik OAO NK ROSNEFT*, 2(31), pp. 8–12. (In Russ.)
- Hao F., Cheng L.S., Hassan O., Hou J., Liu C.Z., Feng J.D. (2008). Threshold Pressure Gradient in Ultra-low Permeability Reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 26(9), pp. 1024–1035. <https://doi.org/10.1080/10916460701675033>
- Levorsen A.I. (1967). *Geology of Petroleum*. San Francisco: W.H. Freeman and Company, 724 p.
- Li Syuanzhan (2015). Nonlinear water filtration in low permeability reservoirs. *Nauchno-tehnicheskiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, 3(23), pp. 116–121. (In Russ.)

Lobkovsky, L.I.; Ramazanov, M.M. (2019). Towards a theory of filtration in a medium with double porosity. *Doklady Akademii Nauk*, 484(3), pp. 348–351. <https://doi.org/10.31857/S0869-56524843348-351>

Markhasin, I.L. (1977). Physical and chemical mechanics of an oil reservoir. Moscow: Nedra, 214 p. (In Russ.)

Mikhailov N. N. (2008). Physics of an oil and gas reservoir (physics of oil and gas reservoir systems). Moscow: MAX Press, 448 p. (In Russ.)

Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. (2019). Wettability of oil and gas reservoir systems. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 360 p. (In Russ.)

Wang Xue-Wu, Yang Zheng-Ming, Qi Ya-dong, Huang Yan-zhang (2011). Effect of absorption boundary layer on nonlinear flow in low permeability porous media. *Journal of Central South University of Technology*, 18, pp. 1299–1303. <https://doi.org/10.1007/s11771-011-0836-x>

Xiong W., Lei Q., Gao S. et al. (2009). Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 36, pp. 232–236. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(09\)60123-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(09)60123-3)

Zaitsev M.V., Mikhailov N.N. (2004). Influence of the near-wellbore zone on well productivity. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 64–66. (In Russ.)

About the Authors

Mikhail V. Zaitsev – PhD (Engineering), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Nikolai N. Mikhailov – DSc (Engineering), Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”; Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

65/1 Leninsky av., Moscow, 119991, Russian Federation

Ekaterina S. Tumanova – Engineer, Branch of LUKOIL-Engineering VolgogradNIPImorneft in Volgograd
96 V.I. Lenin st., Volgograd, Russian Federation

Manuscript received 1 June 2021;

Accepted 24 September 2021;

Published 30 November 2021

Сейсмичность и разработка Альметьевской площади Ромашкинского месторождения углеводородов

И.Н. Огнев*, А.И. Степанов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

За последние несколько десятилетий стало очевидно, что разные виды человеческой деятельности могут вызвать локальный рост сейсмической активности. Одной из важных сфер, в которой проявляется связь сейсмической активности с производственной деятельностью человека является разработка месторождений углеводородов. Юго-Восток Республики Татарстан является регионом, где наблюдается связь сейсмической активности с разработкой уникального Ромашкинского месторождения углеводородов. Целью настоящего исследования является анализ причинно-следственного характера взаимосвязи сейсмической активности с разработкой Альметьевской площади Ромашкинского месторождения, которая расположена в наиболее сейсмически активной области Юго-Востока Татарстана.

Ключевые слова: сейсмичность, разработка месторождений углеводородов, индуцированная сейсмичность, Ромашкинское месторождение

Для цитирования: Огнев И.Н., Степанов А.И. (2021). Сейсмичность и разработка Альметьевской площади Ромашкинского месторождения углеводородов. *Георесурсы*, 23(4), с. 51–57. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.6>

Введение

Сейсмическая активность регионов с активно ведущейся разработкой месторождений углеводородов – это явление, которое стало активно изучаться в последние несколько десятков лет (Ellsworth, 2013; Grasso, 1992; Suckale, 2009). Наиболее часто речь идёт о так называемой индуцированной сейсмичности или сейсмичности, вызванной вследствие воздействия на пласт, сопровождающегося добычей и закачкой флюидов. В то же время, в некоторых работах допускается обратная зависимость, когда повышенная сейсмичность является не следствием, а причиной изменения процессов эксплуатации месторождений углеводородов (Adushkin et al., 2000; Ognev et al., 2020).

Целью настоящего исследования является изучение связи сейсмической активности с параметрами разработки Альметьевской площади уникального Ромашкинского месторождения углеводородов с определением причинно-следственных связей изменения сейсмической активности и параметров разработки Альметьевской площади.

Материалы и методы

Исследуемая площадь находится на Юго-Востоке Татарстана – регионе, который, как и вся Восточно-Европейская платформа, является достаточно малоактивным в отношении своей сейсмичности (Хисамов и др., 2012; Мирзоев и др., 2004). Тем не менее, начиная с 80-х годов XX века на территории данного региона начала функционировать и вести запись сейсмических событий локальная сеть сейсмических пунктов наблюдения, оперируемая ПАО «Татнефть». В настоящем исследовании используется выборка сейсмических событий, зарегистрированных

ПАО «Татнефть» на территории Юго-Востока Татарстана за 1996–2020 гг. (рис. 1).

Методология исследования заключается в следующей последовательности операций:

- Анализ каталога сейсмических событий с целью определения уровня надежной регистрации сейсмических событий в данном каталоге;
- Расчёт интегральной характеристики сейсмической активности региона и ее осреднение;
- Осреднение избранных параметров разработки Альметьевской площади Ромашкинского месторождения;
- Анализ взаимосвязи сейсмической активности региона и избранных параметров разработки; определение вероятной причинно-следственной связи между сейсмической активностью и изучаемыми параметрами.

Описание и анализ каталога сейсмических событий

Каталог сейсмических событий – это один из результатов сейсмического мониторинга, предоставляющий информацию о хронологическом порядке землетрясений, координатах их эпицентров, глубинах гипоцентров и энергетических классах землетрясений.

В настоящем исследовании используется каталог локальных землетрясений, зарегистрированных сейсмической сетью ПАО «Татнефть» на территории Юго-Востока Татарстана за 1996–2020 гг. В данный каталог на момент анализа входило 393 местных землетрясения с магнитудами от –2.5 до 3.9. Основные пики сейсмической активности приходились на вторую половину 1990-х и 2018 гг. (Ognev et al., 2020). Локализация гипоцентров по глубинам соответствует нормальному закону с большинством сейсмических событий, происходящих в верхней

* Ответственный автор: Игорь Николаевич Огнев
e-mail: ognev.igor94@gmail.com

© 2021 Коллектив авторов

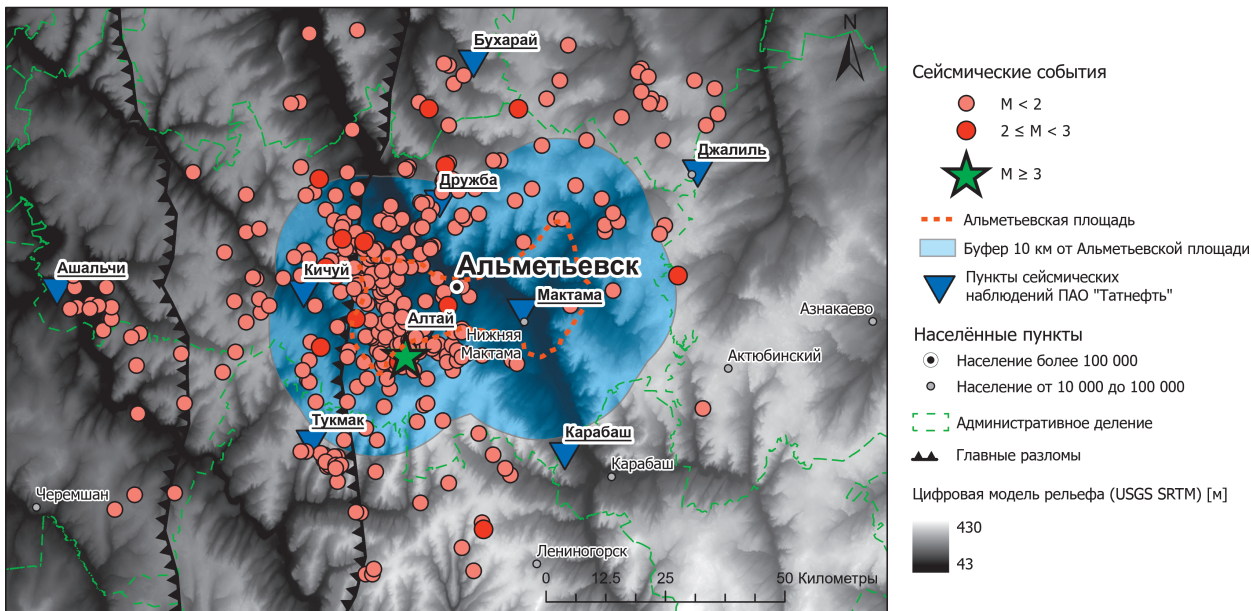


Рис. 1. Карта сейсмических событий на территории Юго-Востока Татарстана за период 1996–2020 гг.

части разреза на глубине 2–3 км. Распределение эпицентров землетрясений также нельзя назвать однородным. Основная масса землетрясений происходит в западной части Ромашкинского и центральной части Ново-Елховского месторождений и имеет субмеридиональное простираие параллельно Алтуно-Шунакскому прогибу. Как отмечено Хисамовым и др. (2012), такая тенденция наблюдается именно для землетрясений с гипоцентрами, расположенными на глубинах 0–8 км, которые могут быть вызваны как техногенными, так и тектоническими причинами. Более глубинные, исключительно тектонические землетрясения распределены по площади равномерно без видимой географической связи с границами крупных месторождений углеводородов (Хисамов и др., 2012).

Как видно, общее количество сейсмических событий на территории не велико. В то же время, не все имеющиеся сейсмические события являются представительными

и могут быть использованы в дальнейшем анализе сейсмической активности. Первым шагом при анализе сейсмичности территории является оценка качества сейсмического каталога, заключающаяся в определении уровня надёжной регистрации землетрясений M_c (Magnitude of completeness). Уровень надёжной регистрации соответствует минимальной магнитуде сейсмических событий, при которой они будут регистрироваться данной сейсмической сетью наблюдений с вероятностью 100 % (Rydelek, Sacks, 1989).

Для определения уровня надёжной регистрации исследуемого сейсмического каталога был применён метод максимальной кривизны (MAXC – maximum curvature) (Wiemer, Wyss, 2000), который заключается в расчёте максимального значения первой производной кумулятивного графика повторяемости сейсмических событий (FDM – Frequency-magnitude distribution) (рис. 2).

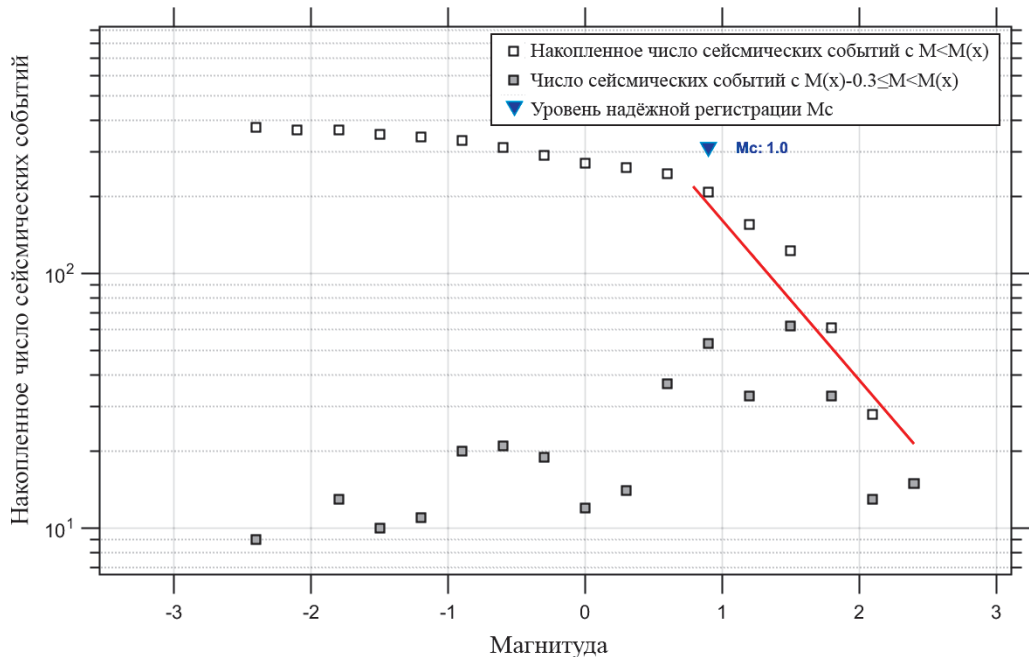


Рис. 2. Кумулятивный график повторяемости землетрясений Юго-Востока Татарстана, произошедших с 1996 по 2020 гг.

Следующим шагом после определения M_c было определение значения коэффициента наклона b по методу максимального правдоподобия (Maximum likelihood technique) (Aki, 1965; Mignan, Woessner, 2012):

$$b = \frac{\log_{10}(e)}{\langle M \rangle - \left(M_c - \frac{\Delta M}{2} \right)}, \quad (1)$$

где $\langle M \rangle$ – это средняя магнитуда землетрясений из анализируемого каталога с магнитудой $\geq M_c$; ΔM – это ширина биннинга (Binning width).

В данном исследовании использовалось программное обеспечение для анализа сейсмических событий ZMAP (Wiemer, 2001). Ширина биннинга была принята за 0.3. Для увеличения статистической точности расчёта был использован метод бутстрэп (bootstrapping) с количеством шагов передискретизации, равным 10 000.

В результате, уровень надёжной регистрации землетрясений составил $M_c = 1.0$ и коэффициент наклона $b = 0.63 \pm 0.13$. Получившееся значение коэффициента наклона оказалось существенно меньше значений 1.02–1.3, определённых ранее в (Adushkin et al., 2000), что может свидетельствовать об уменьшении доли техногенной сейсмичности на территории Юго-Востока Татарстана с 1980 до 2020 гг.

Таким образом, для дальнейшего анализа было использовано 166 сейсмических событий с $M \geq 1$ из исходных 393, зарегистрированных за период с 1996 по 2020 гг.

Расчёт интегральной характеристики сейсмической активности

После обработки сейсмического каталога и исключения из него всех сейсмических событий с магнитудой менее 1 по шкале Рихтера была рассчитана интегральная характеристика сейсмической активности региона. В качестве такой характеристики использовалась сумма кубических корней из энергии землетрясений, произошедших за 1 месяц по аналогии с исследованием авторов (Adushkin et al., 2000). Энергия землетрясения зависит от его энергетического класса по следующей формуле (Rautian et al., 2007):

$$K = \log_{10} E \text{ (в джоулях)}. \quad (2)$$

Для более сглаженного результата энергии землетрясений, произошедших за 1 месяц, были осреднены в скользящем среднем окне, величиной 12 месяцев.

Полученный результат нормировался на среднее значение сейсмической активности для всего периода измерений.

При оценке интегральной характеристики сейсмической активности учитывались только те сейсмические события, местоположение которых находилось в пределах 10-километровой зоны от контура Альметьевской площади (рис. 1) для исключения удалённой сейсмичности из анализа.

Итоговый график изменения сейсмичности рассматриваемого региона представлен на рисунке 3.

Как видно из рисунка 3, выделяются два пика с повышенной сейсмической активностью, разнесённые во времени на 12.5 лет – в 1996 и 2008 годах. Также следует учесть, что в период с 2006 по 2008 год локальная сейсмическая сеть не функционировала, в связи с чем в этот период показана нулевая сейсмичность.

Анализ взаимосвязи сейсмической активности региона и параметров разработки Альметьевской площади

Следующим этапом было определение взаимосвязи сейсмической активности с параметрами разработки Альметьевской площади. Такая взаимосвязь определялась через корреляционный анализ интегральной характеристики сейсмической активности с отдельными параметрами разработки. К анализируемым параметрам относятся действующий нагнетательный фонд скважин, действующий добывающий фонд скважин, эффективность закачки, дисбаланс, обводненность, средняя добыча нефти по скважинам, средняя добыча жидкости по скважинам, добыча нефти по площади, добыча жидкости по площади, закачка воды по площади и забойное давление.

Важно определить не только наличие связи, но и выяснить её причинность, то есть ответить на вопрос, какие параметры разработки изменяются под влиянием вариаций сейсмической активности, и, наоборот, изменение каких параметров разработки само приводит к активизации сейсмичности. Для этого следует рассчитать коэффициенты корреляции сейсмической активности и избранных параметров разработки при условии сдвига сейсмической активности и параметров разработки относительно друг друга по времени. В результате, если при сдвиге изменения сейсмической активности вперёд во времени относительно изменения определенного параметра

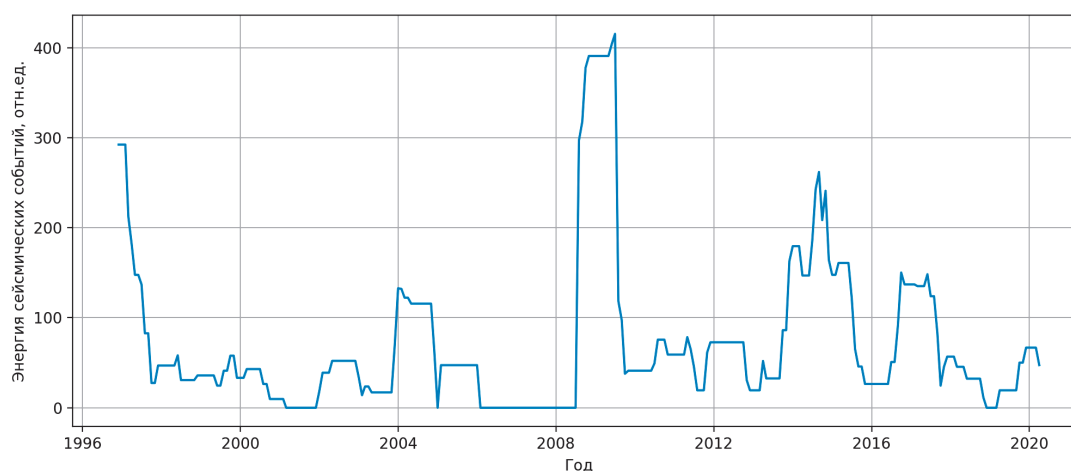


Рис. 3. Изменение сейсмической активности региона за период с 1996 по 2020 г.

разработки значение коэффициента корреляции будет расти, то с большей вероятностью можно утверждать, что изменение сейсмической активности повлекло изменение анализируемого параметра разработки. И наоборот, при увеличении корреляции в случае сдвига сейсмической активности назад во времени с большей вероятностью можно утверждать, что изменение процесса разработки месторождения повлекло за собой изменение сейсмической активности. Также интересны значения коэффициентов корреляции, получаемых для наборов данных без временных сдвигов, так как в случае максимальных значений коэффициента корреляции без сдвига по времени можно утверждать о моментальной взаимосвязи сейсмичности и рассматриваемого параметра разработки.

В связи с отсутствием измерений сейсмической активности за 2006–2008 гг., все имеющиеся данные были поделены на две части и рассматривались по отдельности для временных интервалов до 2006 года и после 2008 года, соответственно. В качестве периода сдвига (лага)

была принята величина в 1 месяц.

При расчёте коэффициентов корреляции, анализируемые показатели разработки, как и сейсмичность, были осреднены в скользящем окне периодом в 12 месяцев и нормированы на средние значения за весь период. Результаты корреляционного анализа для данных с 1996 по 2006 гг. и с 2008 по 2020 гг. представлены на рисунках 4 и 5 соответственно.

Результаты и обсуждение

Рассматривая данные, накопленные за период с 1996 по 2006 год (рис. 4), можно выделить ряд параметров разработки (добыча нефти, добыча жидкости, обводненность, эффективность закачки, дисбаланс, действующий нагнетательный фонд, средняя добыча жидкости по скважинам, средняя закачка воды по скважинам), для которых характерен рост абсолютных значений коэффициентов корреляции с положительным сдвигом сейсмичности по времени. В данном случае можно говорить о влиянии

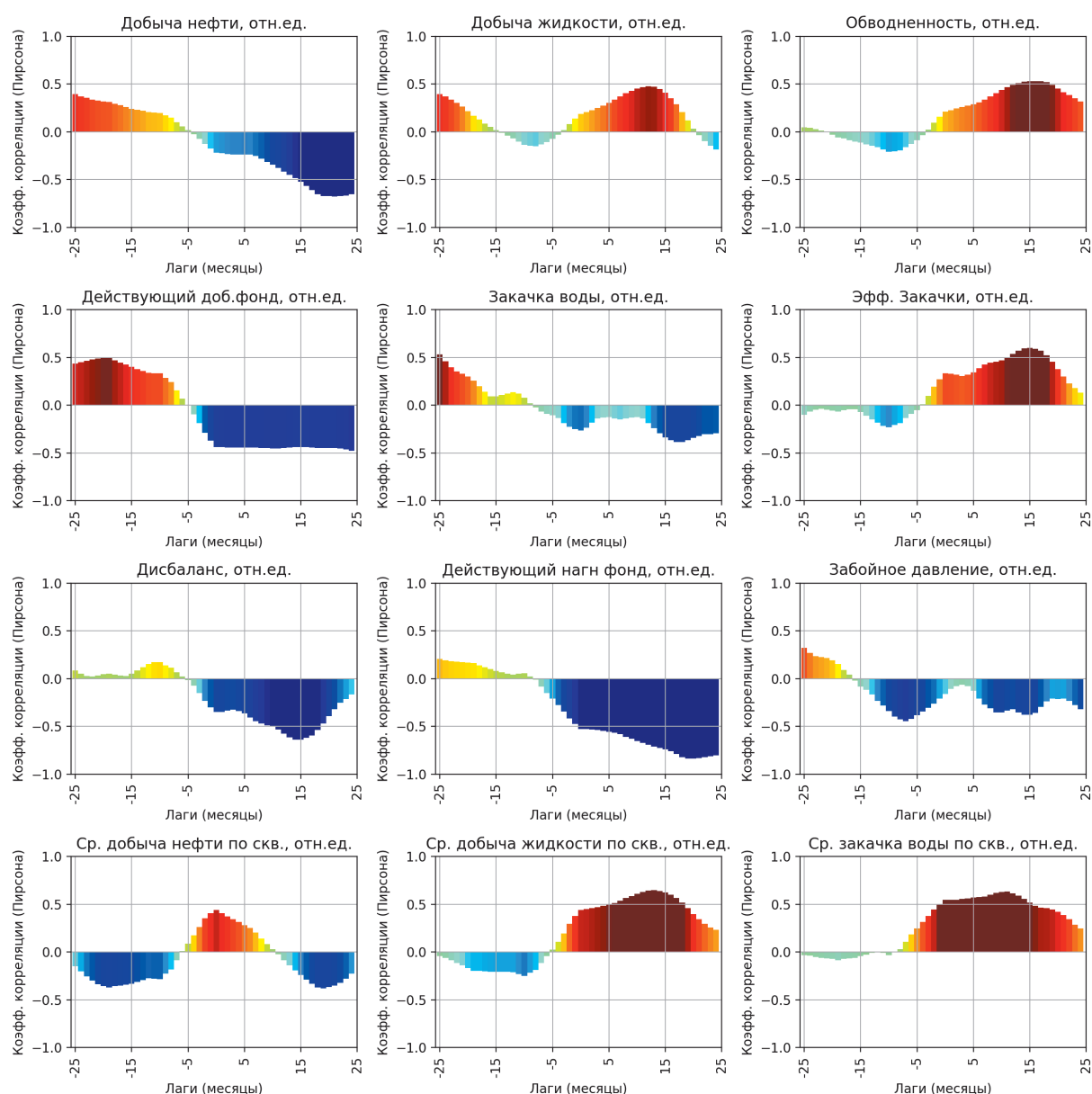


Рис. 4. Изменение коэффициентов корреляции сейсмичности и параметров разработки Альметьевской площади в зависимости от смещения параметра сейсмической активности относительно параметров разработки во времени. Рассматриваются сейсмические события, произошедшие за 1996–2006 гг.

сейсмической активности на вышеуказанные параметры для рассматриваемой площади. Исключением является нагнетательный фонд, изменение которого не может быть следствием изменения сейсмической активности. Максимальные значения коэффициентов корреляции для вышеуказанных параметров разработки находятся в диапазоне 0.45–0.8, что в целом показывает наличие некоторой взаимосвязи сейсмичности с данными параметрами.

Для таких параметров разработки, как действующий добывающий фонд, закачка воды и забойное давление, происходит относительный рост абсолютных значений коэффициента корреляции при отрицательном сдвиге сейсмичности по времени, что может говорить о некотором влиянии данных параметров разработки на сейсмическую активность. Однако, данное влияние либо имеет значительный лаг по времени, как в случае с закачкой воды, либо выражено в сравнительно невысоких значениях коэффициентов корреляции, которые не превышают 0.5.

Отдельно выделяется такой параметр, как средняя добыча нефти по скважинам, который с коэффициентом корреляции ~ 0.45 показывает практически моментальную связь с сейсмической активностью.

Рассматривая данные, накопленные за период с 2008 по 2020 год (рис. 5), можно отметить менее выраженную корреляционную взаимосвязь сейсмической активности и параметров разработки по сравнению с периодом с 1996 по 2006 год с абсолютными значениями коэффициентов корреляции, не превышающими 0.5. Тем не менее, для таких параметров, как добыча нефти, действующий нагнетательный фонд и средняя закачка воды по скважинам, наблюдается сохранение корреляционного тренда во втором периоде измерений – это увеличение коэффициента корреляции при положительном сдвиге сейсмичности. Тренд увеличения коэффициента корреляции при отрицательном сдвиге сейсмичности сохраняется для забойного давления, но знак коэффициента корреляции меняется. Это может

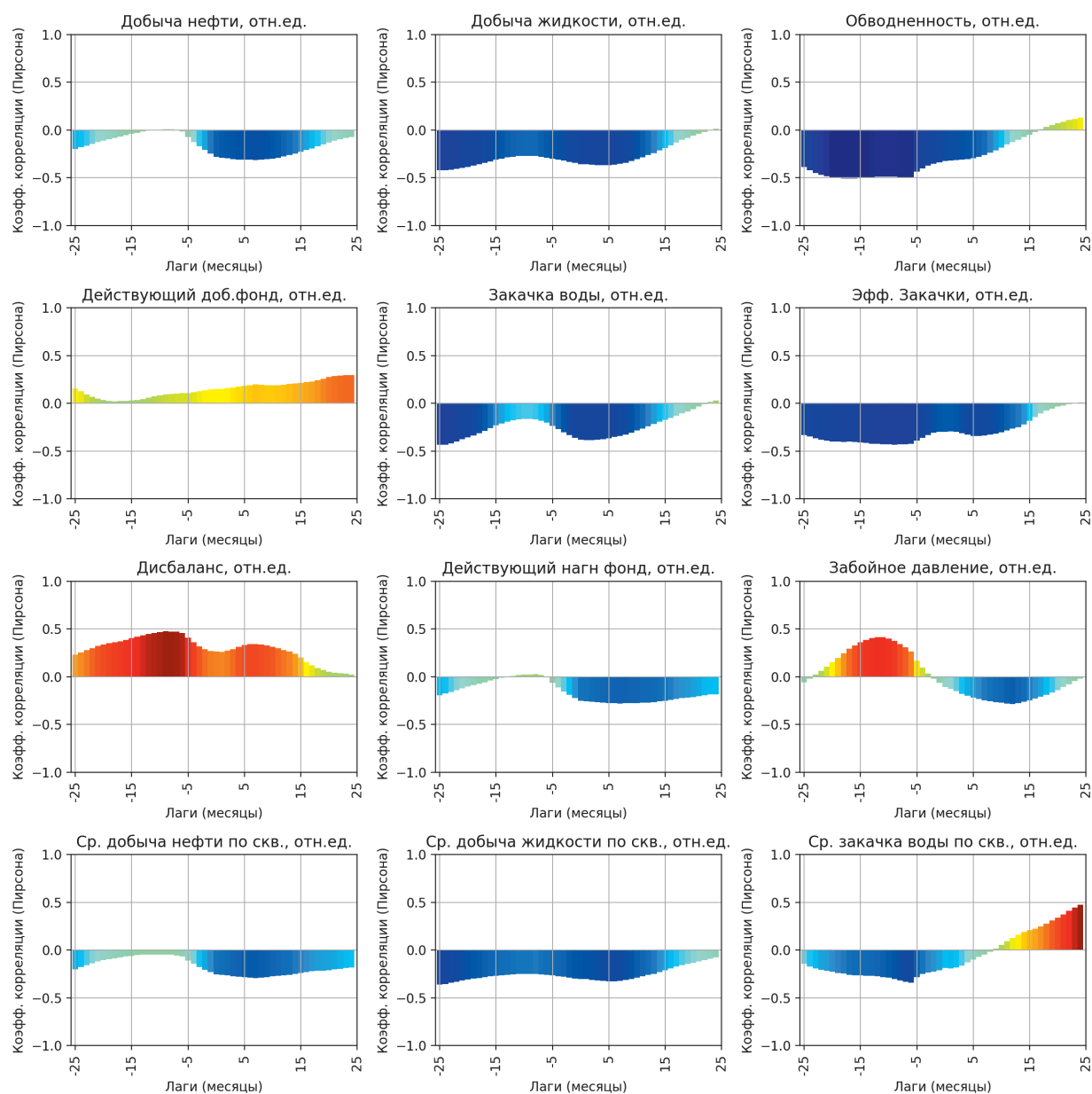


Рис. 5. Изменение коэффициентов корреляции сейсмичности и параметров разработки Альметьевской площади в зависимости от смещения параметра сейсмической активности относительно параметров разработки во времени. Рассматриваются сейсмические события, произошедшие за 2008–2020 гг.

говорить как о нестабильности и случайности взаимосвязи сейсмичности с забойным давлением, так и о более сложном и неочевидном характере такой взаимосвязи.

Такие параметры как добыча жидкости, обводненность, действующий добывающий фонд, закачка воды, эффективность закачки, дисбаланс, средняя добыча нефти по скважинам и средняя добыча жидкости по скважинам не показывают сохранения корреляционного тренда при переходе от наблюдений за период с 1996 по 2006 год к периоду с 2008 по 2020 год. Это вкупе с невысокими значениями коэффициентов корреляции не позволяет утверждать об устойчивости взаимосвязи данных параметров с изменением сейсмической активности.

Выводы

Корреляционный анализ позволил выявить взаимосвязь параметров разработки и сейсмичности для Альметьевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения. При этом максимальные значения коэффициентов корреляции и интегральной характеристики сейсмической активности для рассматриваемых параметров достигают 0.8 при смещении сейсмичности относительно анализируемых параметров разработки до 2х лет. Ограничиваясь полугодовым периодом смещения, видно, что максимальные коэффициенты корреляции редко превышают 0.5 и в общей массе находятся ниже 0.6 (рис. 4, 5). Это говорит о статистически достаточно средней взаимосвязи сейсмичности и каждого из рассматриваемых параметров в отдельности, что в масштабе всей разрабатываемой площади не позволяет однозначно прогнозировать изменение того или иного параметра разработки исходя из изменений сейсмичности и наоборот.

Вместе с тем, проведенный анализ выявил устойчивые зависимости добычи нефти, действующего нагнетательного фонда и средней закачки воды по скважинам с сохранением корреляционного тренда в обоих периодах измерений. Это дает основание считать, что при более детальном рассмотрении связи сейсмической активности с параметрами разработки с учётом пространственного распределения данных параметров, связь между сейсмической активностью и процессами разработки месторождений углеводородов на территории Юго-Востока Татарстана может проявиться в большей степени.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в соответствии с Соглашением № 075-11-2019-032 от 26.11.2019 г. в рамках проекта «Создание высокотехнологичного программно-аппаратного комплекса на основе нейросетевых алгоритмов для повышения эффективности разработки крупных месторождений углеводородов на поздней стадии».

Авторы выражают благодарность рецензентам и редактору за детальный анализ рукописи, замечания и рекомендации, которые позволили улучшить качество опубликованной статьи.

Литература

Мирзоев К.М., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Степанов В.П., Гатиятуллин Р.Н., Рахматуллин М.Х., Кожевников В.А. (2004).

Сейсмическая опасность территории Татарстана, *Георесурсы*, 1(15), с. 45–48.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Кузьмин Ю.О., Бакиров Р.Х., Гатиятуллин Р.Н., Рахматуллин М.Х., Баратов А.Р., Кашуркин П.И. (2012). Современная геодинамика и сейсмичность юго-востока Татарстана Казань: Фэн, 240 с.

Adushkin V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S., Yudin A.E. (2000). Seismicity in the oil field. *Oilfield Rev.*, 12(2), pp. 2–17.

Aki K. (1965). Maximum likelihood estimate of b in the formula $\log N=a-bM$ and its condence limits. *Bull. Earthq. Res.*, 43, pp. 237–239.

Ellsworth W.L. (2013). Injection-induced earthquakes. *Science*, 341, pp. 142–149. <https://doi.org/10.1126/science.1225942>

Grasso J.R. (1992b). Mechanics of seismic instabilities induced by the recovery of hydrocarbons. *Pure Appl. Geophys.*, 139(3–4), pp. 507–534. <https://doi.org/10.1007/BF00879949>

Gutenberg R., Richter C.F. (1944). Frequency of earthquakes in California. *Bull. Seism. Soc. Am.*, 34, pp. 185–188. <https://doi.org/10.1785/BSSA0340040185>

Keranen K.M. and Weingarten M. (2017). Induced seismicity, *Ann. Rev. Earth Planet. Sci.*, 46, pp. 149–174. <https://doi.org/10.1146/annurev-earth-082517-010054>

Mignan A., Woessner J. Estimating the magnitude of completeness in earthquake catalogs, Community Online Resource for Statistical Seismicity Analysis. doi:10.5078/corssa-00180805

Mousavi S.M., Ogwari P.O., Horton S.P. & Langston C.A. (2017). Spatio temporal evolution of frequency magnitude distribution and seismogenic index during initiation of induced seismicity at Guy Greenbrier, Arkansas. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 267, pp. 53–66. <https://doi.org/10.1016/j.pepi.2017.04.005>

Ognev I., Stepanov A., Novikova S. (2020). Relation of South-East Tatarstan's seismicity to the Almet'yevskaya Area's oil field development parameters. *SGEM Conference proceedings*. <https://doi.org/10.5593/sgem2020/1.2/s06.095>

Rautian T.G., Khalturin V.I., Fujita K., Mackey K.G. & Kendall A.D. (2007). Origins and Methodology of the Russian Energy K-Class System and Its Relationship to Magnitude Scales. *Seismol. Res. Lett.*, 78(6), pp. 579–590. <https://doi.org/10.1785/gssrl.78.6.579>

Rydelek P.A., Sacks I.S. (1989). Testing the completeness of earthquake catalogs and the hypothesis of self-similarity. *Nature*, 337, pp. 251–253. <https://doi.org/10.1038/337251a0>

Suckale J. (2009). Induced seismicity in hydrocarbon fields. *Adv. Geophys.*, 51, pp. 55–106. [https://doi.org/10.1016/S0065-2687\(09\)05107-3](https://doi.org/10.1016/S0065-2687(09)05107-3)

U.S. Geological Survey (2021). Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global. <https://doi.org/10.5066/F7PR7TFT>

Wiemer S. (2001). A software package to analyze seismicity: ZMAP. *Seismol Res Lett.*, 72(3), pp. 373–382. <https://doi.org/10.1785/gssrl.72.3.373>

Wiemer S., Wyss M. (2000). Minimum magnitude of complete reporting in earthquake catalogs: examples from Alaska, the Western United States, and Japan. *Bull. Seism. Soc. Am.*, 90, pp. 859–869. <https://doi.org/10.1785/0119990114>

Woessner J., Wiemer S. (2005). Assessing the quality of earthquake catalogues: Estimating the magnitude of completeness and its uncertainty. *Bull. Seismol. Soc. Am.*, 95. <https://doi.org/10.1785/0120040007>

Сведения об авторах

Игорь Николаевич Огнев – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов института геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Алексей Игоревич Степанов – инженер 1 категории Центра дополнительного образования, менеджмента качества и маркетинга института геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 12.11.2020;

Принята к публикации 12.10.2021;

Опубликована 30.11.2021

Seismicity and development of Romashkino hydrocarbon field's Almet'yevskaya area

I.N. Ognev*, A.I. Stepanov

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Igor N. Ognev, e-mail: ognev.igor94@gmail.com

Abstract. The relationship between the various human activities and seismic activity has become more evident in the last several decades. One of the important domains where such a relationship manifests itself is hydrocarbon fields' development. South East Tatarstan (Russia) is a region where the link between seismicity and the development of the giant Romashkino hydrocarbon field has been established. The goal of the current study is to conduct the causative analysis between the seismic activity and the development of the Romashkino hydrocarbon field's Almet'yevskaya area which is located in the most seismically active zone of the south-eastern Tatarstan.

Keywords: seismicity, hydrocarbon field development, induced seismicity, Romashkino oilfield

Acknowledgements

The work was carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation in accordance with Agreement No. 075-11-2019-032 of 26.11.2019 within the framework of the project "Creation of a high-tech software and hardware complex based on neural network algorithms to improve the efficiency of the development of large hydrocarbon deposits at a late stage".

The authors express their gratitude to the reviewers and editor for the thorough analysis of the manuscript and recommendations which allowed to enhance the quality of the published paper.

Recommended citation: Ognev I.N., Stepanov A.I. (2021). Seismicity and development of Romashkino hydrocarbon field's Almet'yevskaya area. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 51–57. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.6>

References

- Adushkin V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S., Yudin A.E. (2000). Seismicity in the oil field. *Oilfield Rev.*, 12(2), pp. 2–17.
- Aki K. (1965). Maximum likelihood estimate of b in the formula $\log N = a - bM$ and its condence limits. *Bull. Earthq. Res.*, 43, pp. 237–239.
- Ellsworth W.L. (2013). Injection-induced earthquakes. *Science*, 341, pp. 142–149. <https://doi.org/10.1126/science.1225942>
- Grasso J.R. (1992b). Mechanics of seismic instabilities induced by the recovery of hydrocarbons. *Pure Appl. Geophys.*, 139(3–4), pp. 507–534. <https://doi.org/10.1007/BF00879949>
- Gutenberg R., Richter C.F. (1944). Frequency of earthquakes in California. *Bull. Seism. Soc. Am.*, 34, pp. 185–188. <https://doi.org/10.1785/BSSA0340040185>
- Keranen K.M. and Weingarten M. (2017). Induced seismicity. *Ann. Rev. Earth Planet. Sci.*, 46, pp. 149–174. <https://doi.org/10.1146/annurev-earth-082517-010054>

Khisamov R.S., Gatiyatullin N.S., Kuzmin Yu.O., Bakirov R.Kh., Gatiyatullin R.N., Rakhmatullin M.Kh., Baratov A.R., Kashurkin P.I. (2012). Modern geodynamics and seismicity of the southeast of Tatarstan. Kazan: Fen, 240 p. (In Russ.)

Mignan A., Woessner J. Estimating the magnitude of completeness in earthquake catalogs, Community Online Resource for Statistical Seismicity Analysis. doi:10.5078/corssa-00180805

Mirzoev K.M., Gatiyatullin N.S., Tarasov E.A., Stepanov V.P., Gatiyatullin R.N., Rakhmatullin M.Kh., Kozhevnikov V.A. (2004). Seismic hazard of the Tatarstan's territory. *Georesursy = Georesources*, 1(15), pp. 45–48. (In Russ.)

Mousavi S.M., Ogwari P.O., Horton S.P. & Langston C.A. (2017). Spatio temporal evolution of frequency magnitude distribution and seismogenic index during initiation of induced seismicity at Guy Greenbrier, Arkansas. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 267, pp. 53–66. <https://doi.org/10.1016/j.pepi.2017.04.005>

Ognev I., Stepanov A., Novikova S. (2020). Relation of South-East Tatarstan's seismicity to the Almet'yevskaya Area's oil field development parameters. *SGEM Conference proceedings*. <https://doi.org/10.5593/sgem2020/1.2/s06.095>

Rautian T.G., Khalturin V.I., Fujita K., Mackey K.G. & Kendall A.D. (2007). Origins and Methodology of the Russian Energy K-Class System and Its Relationship to Magnitude Scales. *Seismol. Res. Lett.*, 78(6), pp. 579–590. <https://doi.org/10.1785/gssrl.78.6.579>

Rydelek P.A., Sacks I.S. (1989). Testing the completeness of earthquake catalogs and the hypothesis of self-similarity. *Nature*, 337, pp. 251–253. <https://doi.org/10.1038/337251a0>

Suckale J. (2009). Induced seismicity in hydrocarbon fields. *Adv. Geophys.*, 51, pp. 55–106. [https://doi.org/10.1016/S0065-2687\(09\)05107-3](https://doi.org/10.1016/S0065-2687(09)05107-3)

U.S. Geological Survey (2021). Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) 1 Arc-Second Global. <https://doi.org/10.5066/F7PR7TFT>

Wiemer S. (2001). A software package to analyze seismicity: ZMAP. *Seismol Res Lett.*, 72(3), pp. 373–382. <https://doi.org/10.1785/gssrl.72.3.373>

Wiemer S., Wyss M. (2000). Minimum magnitude of complete reporting in earthquake catalogs: examples from Alaska, the Western United States, and Japan. *Bull. Seism. Soc. Am.*, 90, pp. 859–869. <https://doi.org/10.1785/0119990114>

Woessner J., Wiemer S. (2005). Assessing the quality of earthquake catalogues: Estimating the magnitude of completeness and its uncertainty. *Bull. Seismol. Soc. Am.*, 95. <https://doi.org/10.1785/0120040007>

About the Authors

Igor N. Ognev – Senior Lecturer, Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbons, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies
Kazan Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Alexey I. Stepanov – Engineer, Center for advanced training, quality management and marketing, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies
Kazan Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 12 November 2020;

Accepted 12 October 2021; Published 30 November 2021

Вынос частиц двухфазным фильтрационным потоком из пористой среды при волновом воздействии

А.И. Никифоров, Р.В. Садовников*

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия

Обсуждаются вопросы влияния волнового воздействия на процесс срыва и выноса частиц из пористого тела двухфазным фильтрационным потоком. При моделировании этого процесса решается задача о влиянии волнового поля на силу, под действием которой частицы срываются со стенок пор. Впервые для ее решения использована функция распределения пор по размерам. Получено выражение для критической скорости потока при волновом воздействии. Критическое значение частоты волнового воздействия зависит от радиуса капилляра, и чем меньше радиус капилляра, тем более высокие частоты нужны для усиления эффекта от воздействия. При более высокой частоте колебаний пик максимального изменения толщины осадочного слоя смещается в сторону пор малого радиуса. Для поддержания влияния волнового поля на фильтрационные параметры пористой среды волновое воздействие должно производиться на динамически изменяющемся диапазоне частот, чтобы увеличить охват воздействия как можно большего количества пор. Показано, что вынос частиц при волновом воздействии увеличивается за счет действия инерционных сил, которые уменьшают влияние сил, удерживающих частицы на поверхности пор.

Ключевые слова: волновое воздействие, суффозия, пористая среда, двухфазная фильтрация, метод контрольных объемов

Для цитирования: Никифоров А.И., Садовников Р.В. (2021). Вынос частиц двухфазным фильтрационным потоком из пористой среды при волновом воздействии. *Георесурсы*, 23(4), с. 58–64. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.7>

Введение. Волновое воздействие применяется на практике, как один из эффективных методов воздействия на пласт для улучшения его фильтрационных свойств. Волновое поле интенсифицирует срыв частиц со стенок поровых каналов и их вынос двухфазным фильтрационным потоком из пористого тела. Как следствие, улучшается просветность, пористость и проницаемость пористой среды, т.е. происходят структурные изменения ее фильтрационных свойств. Для описания этого явления необходимо применение методов микромеханики с последующим переносом процессов, происходящих в каждой из пор, на всю пористую среду.

В случае однофазного течения в пористой среде предложена математическая модель (Шехтман, 1961), в которой для описания процессов срыва частиц со стенок пор (суффозия) и осаждения частиц на стенках капилляров (кольматация) с блокированием части поровых каналов предложены кинетические соотношения. Аналогичные кинетические соотношения использованы в (Gruesbeck et al., 1982).

В работе (Sharma et al., 1987) сформулирована математическая модель для общего класса задач, связанных с переносом суспензии частиц в пористых средах. Пористая среда представлена сетью поровых каналов с сужениями. Удержание частиц и снижение проницаемости записаны с точки зрения различных механизмов осаждения и срыва

частиц. Скорости осаждения и срыва оцениваются с использованием соответствующих физических моделей. Для определения распределения потока жидкости в сети и для расчета проницаемости применено понятие эффективной среды. Представление пористой среды сетью каналов вместе с балансовыми соотношениями для скоростей осаждения и срыва частиц обеспечивает согласованную модель, которая находит применение в процессах фильтрации и миграции.

Ю.И. Капрановым для описания движения монодисперсной взвеси в пористой среде (Капранов, 1989, 1999, 2000) предложен подход, позволивший автору сформировать точную систему уравнений для интегральных характеристик и дать возможность описывать изменения структурных параметров среды в процессе кольматации. Выделяемый при этом класс равновесных режимов послужил основой построения определяющих соотношений для интегральных моделей и исследования изменения параметров среды и потока в условиях равновесных режимов.

В (Никифоров и др., 1998) предложена математическая модель переноса дисперсных частиц двухфазным потоком в нефтяном пласте, в котором пористая среда представлена в виде двух взаимопроникающих континуумов, один из которых связан с подвижными жидкостями и частицами, а другой с неподвижными. Получено уравнение, определяющее динамику функции распределения пор по размерам. Входящие в него скорость изменения радиуса порового канала и скорость уменьшения количества капилляров определенного радиуса оценены, исходя из модельного представления пористой среды в виде пучка капилляров

* Ответственный автор: Роман Валерьевич Садовников
e-mail: sadovnikov@imm.knc.ru

© 2021 Коллектив авторов

с сужениями. Записаны соответствующие выражения для динамической пористости, проницаемости и массообмена между двумя средами.

В работе (Никифоров и др., 2013) представлена математическая модель переноса дисперсных частиц двухфазным фильтрационным потоком, в которой учтены процессы осаждения частиц в пористом теле и их срыва со стенок пор. Показано, что основная масса твердой породы выносятся из нефтяного пласта потоком воды. Выявлен эффект перераспределения твердых частиц в поровых каналах различного размера.

В монографии (Ганиев и др., 2008) рассмотрены волновые процессы в пористых насыщенных жидкостью средах, волновые механизмы ускорения процессов фильтрации, а также исследованы методы создания дополнительных фильтрационных потоков и рассмотрены возможности управления волновыми процессами в пласте. На основе теоретических и экспериментальных исследований вынужденных нелинейных колебаний насыщенной жидкостью пористой среды изучены эффекты, которые проявляются в волновых полях и влияют на фильтрационные процессы в продуктивных пластах, а также на очистку призабойных зон скважин.

Гидро- и термодинамические явления, возникающие в пористых средах, насыщенных нефтью, газом и (или) водой, при распространении в них упругих волн с частотами колебаний от инфразвуковых до ультразвуковых исследуются в работе (Кузнецов и др., 2001). Изложены физические основы вибрационного и акустического воздействий на пласт для повышения нефтегазоотдачи и увеличения темпов разработки истощенных и обводненных нефтяных месторождений. Рассмотрены вопросы довытеснения нефти, после воздействия колебаниями. На различных типах моделей пористой среды и кернов исследовано влияние колебаний на довытеснение нефти из глинодержателек коллекторов, к которым относятся терригенные коллектора, содержащие до 15–20 % глинистых минералов в качестве цементирующего материала. Установлено, что в глинодержателек коллекторах под действием колебаний изменяются микропотоки и расположение активных глинистых минералов относительно скелета коллектора. В экспериментах на набивных моделях пласта установлено, что колебания изменяют характер влияния минерализации закачиваемой воды на нефтеизвлечение.

В работе (Селяков и др., 1995) на основе перколяционной модели анализируются возможные механизмы необратимого изменения проницаемости насыщенной пористой среды при акустическом воздействии. Среди механизмов взаимодействия акустического поля с насыщенной пористой средой, приводящего к необратимым изменениям проницаемости, выделены и проанализированы такие, как: диссипация энергии вязкого Пуазейлевского течения при наличии взаимного перемещения жидкой и твердой фаз, разрушение поверхностного слоя поровых каналов под действием касательных напряжений, возникающих на границе твердой и вязкой жидкостей, кавитация в поровых каналах при прохождении акустической волны, диссипация энергии акустического поля за счет возникновения беспоточкового движения жидкости в поровых каналах, когда суммарное перемещение жидкости отсутствует. На основании оценок и расчетов авторы установили, что

для акустического воздействия с наиболее применяемой частотой $\sim 10^4$ Гц определяющим механизмом, приводящим к изменению фильтрационных характеристик среды, является механизм, связанный с диссипацией энергии акустического поля за счет возникновения беспоточкового движения жидкости, так называемого теплового скольжения. Локализация энерговыделения в отдельных группах капилляров приводит к разрушению и выносу из них цементирующего вещества (глины, биотита и т.д.) в результате возникновения термоупругих напряжений и, как следствие, увеличению радиусов поровых каналов. Поскольку проницаемость $\sim r^4$, где r – радиус капилляра, то даже небольшое его изменение достаточно для изменения его фильтрационных характеристик и, следовательно, эффективной проницаемости всей среды.

В настоящей работе исследуется явление выноса дисперсных частиц из пористого тела двухфазным фильтрационным потоком при волновом воздействии. При моделировании этого процесса решается задача о срыве частицы со стенки порового канала двухфазным потоком жидкости под действием волнового поля. Впервые для ее решения использована функция распределения пор по размерам. Возникающая задача Коши для функции распределения пор по размерам в каждом сеточном узле расчетной области и вся задача фильтрации в целом решаются методом контрольных объемов. Показано, что вынос частиц при волновом воздействии увеличивается за счет действия инерционных сил, которые уменьшают влияние сил, удерживающих частицы на поверхности пор.

Математическая модель. Математическая модель переноса частиц двухфазным фильтрационным потоком основана на законах сохранения массы и импульса, которые дополняются замыкающими соотношениями. При выводе замыкающих соотношений использовано представление пористой среды в виде пучка капилляров, что позволило описать процесс срыва частиц на микроуровне и его влияние на пористую среду в целом на макроуровне. Основные гипотезы и предположения, вывод уравнений и соотношений подробно изложены в работах, обзор которых приведен в (Газизов и др., 2002; Никифоров и др., 2011; Никифоров и др., 2013). В этой статье приводятся основные результирующие уравнения и соотношения. В крупномасштабном приближении модель представлена следующими уравнениями сохранения масс фаз и компонентов (Никифоров и др., 2013):

$$\frac{\partial}{\partial t}(mS_i) + \nabla \mathbf{v}_i = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(C_i m S_i) + \nabla (C_i \mathbf{v}_i) = q_{Ci}, \quad (2)$$

где i – обозначает фазу ($i = o$ – нефть, $i = w$ – вода), $m = m(x, y, z)$ – динамическая пористость, $\mathbf{v}_i$ – скорость фильтрации фазы, S_i – насыщенность пористой среды фазой, C_i – объемная концентрация частиц в фазе, q_{Ci} – интенсивность изменения объема частиц в фазе. Уравнения движения фаз записываются в виде обобщенного закона Дарси:

$$\mathbf{v}_i = -k \frac{k_{ri}(S_i)}{\mu_i} \nabla p_i, \quad (3)$$

где p_i – давление в фазе; μ_i – динамическая вязкость фазы; k_{ri} – относительная фазовая проницаемость,

k – абсолютная проницаемость пористой среды. Условие полного насыщения пористого тела фазами имеет вид:

$$S_o + S_w = 1. \quad (4)$$

Система уравнений (1)–(4) описывает динамику процесса переноса частиц фазами (нефтью и водой) и при решении конкретной задачи должна быть дополнена граничными и начальными условиями. Для описания структурных изменений пористости и абсолютной проницаемости пласта за счет срыва частиц со стенок поровых каналов, применяются методы микромеханики пористых сред. При этом пористая среда представляется в виде пучка капилляров различного поперечного сечения.

Уравнение для функции распределения пор по размерам. При срыве частиц со стенок поровых каналов изменяется структура порового пространства (динамическая пористость и абсолютная проницаемость), поэтому необходимо дополнить систему замыкающими соотношениями, которые строятся с использованием функции распределения пор по размерам для идеализированной модели пористой среды в виде пучка капилляров различных радиусов и формулируются в виде краевой задачи Коши. Задача Коши для функции распределения пор по размерам имеет вид (Газизов и др., 2002; Никифоров и др., 2011):

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial r}(u_r \varphi) = 0, \quad (5)$$

$$\varphi(r, 0) = \varphi^0(0), \quad (6)$$

где u_r – скорость расширения поровых каналов за счет процесса суффозии.

Расширение порового канала. Частицы могут быть сорваны потоком жидкости со стенки порового канала при достижении потоком некоторой критической скорости, при которой нарушается условие равновесия сил, действующих на частицу. С одной стороны на частицу действует гидродинамическая сила давления потока жидкости, стремящаяся вовлечь частицу в движение, а с другой стороны частица удерживается на стенке порового канала силами притяжения, трения и неровностями поверхности. В предположении ламинарности течения жидкости, гидродинамическая сила давления жидкости на частицу совпадает со Стоксовской силой при средней скорости набегающего потока, равной средней скорости жидкости в капилляре кольцевого поперечного сечения $r_0 < r \leq r_0 + l$, где l – диаметр частицы, r_0 – радиус капилляра. Удерживающая сила пропорциональна весу частицы (аналог силы трения с некоторым фиктивным коэффициентом трения C_f). Условие равновесия для сил, действующих на частицу, запишется в виде (Никифоров и др., 2013):

$$6\pi\mu_i u_{mi} \frac{l}{2} \left[1 - \left(1 - l/(2r_0) \right)^2 \right] - C_f \frac{\pi}{6} l^3 \rho_p g = 0, \quad (7)$$

где C_f – фиктивный коэффициент сопротивления частицы в фазе, ρ_p – плотность частицы. Отсюда критическая скорость, при которой частица отрывается от стенки, определяется по формуле:

$$u_i^* = C_f \frac{l^2 \rho_p g}{18\mu_i \left[1 - \left(l/(2r_0) \right)^2 \right]}. \quad (8)$$

Интенсивность суффозии пропорциональна разности между средней скоростью потока жидкости в капилляре и критической скоростью (Шехтман, 1961):

$$u_r = \frac{\partial h}{\partial t} = -\delta(u_m - u^*)h \frac{r + 0.5h}{r}.$$

В условиях двухфазной фильтрации интенсивность суффозии примем в виде:

$$u_{ri} = -\delta(u_{mi} - u_i^*)h \frac{r + 0.5h}{r}, \quad (9)$$

где

$$u_{mi} = \frac{|\mathbf{v}|r^2}{8\zeta k(k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w)\mu_i}, \quad \mathbf{v} = \mathbf{v}_o + \mathbf{v}_w, \quad (10)$$

u_{ri} – скорость расширения порового канала для фазы, u_{mi} – средняя скорость потока фазы в капилляре, ζ – извилистость капилляра, δ – кинетическая константа суффозии, r – радиус капилляра, $\mathbf{v}$ – суммарная скорость фильтрации, h – толщина осадочного слоя частиц в капилляре.

Если q_{Ci} – интенсивность изменения объема частиц в i -ой фазе, то за время Δt объем частиц изменится на величину $q_{Ci}\Delta t$. За это же время радиусы капилляров изменятся на величину $\Delta r = u_{ri}\Delta t$, что приведет к уменьшению пористости и просветности. Учитывая, что объем пор, занятый i -ой фазой, пропорционален насыщенности S_i , получим:

$$q_{Ci}\Delta t = mS_i \left[\int_0^\infty (r + \Delta r)^2 \varphi dr - \int_0^\infty r^2 \varphi dr \right] / \int_0^\infty r^2 \varphi dr$$

или, пренебрегая слагаемым второго порядка малости, получим:

$$q_{Ci} = 2mS_i \int_0^\infty r u_{ri} \varphi dr / \int_0^\infty r^2 \varphi dr. \quad (11)$$

Так как, в силу хаотичности распределения поровых каналов нет возможности указать по каким порам движется нефть, а по каким вода, поэтому в целом в элементарном объеме пористой среды скорость расширения капилляра принимается в виде суммы (Никифоров и др., 2013):

$$u_r = u_{ro} + u_{rw}. \quad (12)$$

Условие равновесия для сил (7), действующих на частицу, при волновом воздействии дополняется силой инерции, возникающей из-за колебаний стенки капилляра:

$$6\pi\mu_i u_{mi} \frac{l}{2} \left[1 - \left(1 - l/(2r_0) \right)^2 \right] - C_f \frac{\pi}{6} l^3 \rho_p g + C_f \frac{\pi}{6} l^3 \rho_p \omega^2 r = 0. \quad (13)$$

Тогда выражение для критической скорости потока при волновом воздействии будет иметь следующий вид:

$$u_i^* = \begin{cases} C_f \frac{l^2 \rho_p (g - \omega^2 r)}{18\mu_i \left[1 - \left(1 - l/(2r_0) \right)^2 \right]}, & \text{если } \omega \leq \sqrt{g/r}, \\ 0, & \text{иначе} \end{cases} \quad (14)$$

т.е. критическая скорость потока для тех капилляров, в которых нарушается условие $\omega \leq \sqrt{g/r}$, считается равной нулю и все частицы могут поступать в поток, так как скорость фильтрации при заданном перепаде давления не равна нулю. Анализ формулы (14) позволяет сделать вывод, что увеличение частоты колебаний при волновом воздействии приводит к уменьшению значения критической скорости потока, при которой частицы могут быть сорваны потоком со стенки капилляра, в отличие от критической скорости потока без волнового воздействия. Таким образом, сила инерции стенки капилляра, которая возникает при волновом воздействии, уменьшает влияние сил, удерживающих частицу на стенке капилляра. Предельное

значение частоты $\omega^* = \sqrt{g/r}$ зависит от радиуса порового канала (капилляра) и чем меньше радиус канала, тем более высокие частоты нужны для усиления эффекта от воздействия. Для поддержания влияния волнового поля на критическую скорость потока, волновое воздействие должно производиться на динамически изменяющемся диапазоне частот, чтобы увеличить охват воздействия как можно большего количества капилляров различных радиусов. При срыве частиц со стенок поровых каналов частицы выносятся жидкостью, при этом увеличивается радиус порового канала и, следовательно, повышается его пропускная способность, т.е. увеличивается пористость и проницаемость пористой среды в целом. Для учета этих изменений необходимо записать дополнительные соотношения.

Изменение структуры порового пространства. Описание изменения структуры порового пространства основано на представлении пористой среды в виде пучка параллельных капилляров (Никифоров и др., 2013). Изменение динамической пористости определяется через просветность и имеет следующий вид:

$$m = m_f m_0, \quad m_f = \int_0^\infty r^2 \varphi dr / \int_0^\infty r^2 \varphi_0 dr, \quad (15)$$

где m_f – фактор увеличения пористости, m_0 – начальное значение пористости. Формула для изменения абсолютной проницаемости получается сопоставлением выражения для расхода жидкости через пучок капилляров с выражением для расхода жидкости по закону Пуазейля и имеет вид:

$$k = k_f k_0, \quad k_f = \int_0^\infty r^4 \varphi dr / \int_0^\infty r^4 \varphi_0 dr, \quad (16)$$

где k_f – фактор увеличения проницаемости пористой среды, k_0 – начальное значение проницаемости.

Анализ формул для факторов пористости и абсолютной проницаемости среды показывает, что они пропорциональны r^2 и r^4 , соответственно, где r – радиус капилляра. Это позволяет сделать вывод, что даже небольшого изменения радиуса капилляра достаточно для изменения его фильтрационных характеристик и, следовательно, эффективной пористости и проницаемости всей среды. Аналогичный вывод был сделан авторами (Селяков и др., 1995) при анализе эффективной проницаемости для перколяционной модели пористой среды.

Неизвестными в математической модели (1)–(16) являются: давление p_r , насыщенности порового пространства пласта нефтью и водой S_r , концентрации частиц C_r , скорости фильтрации фаз v_r .

Метод решения. Численная аппроксимация уравнений (1)–(16) по пространству строится методом контрольных объемов. Искомые поля давления, водонасыщенности и концентрации частиц связываются с узлами прямоугольной сетки и с серединой высоты ячейки, а сама ячейка служит контрольным объемом. Интегрирование уравнений по сеточным блокам (контрольным объемам) производится в предположении постоянства значений характеристик пласта по блоку. При вычислении поверхностных интегралов в уравнениях для водонасыщенности и концентрации примесей учитывается направление потоков. Для аппроксимации производных по времени

используется схема IMPES метода (Aziz et al., 1979), что приводит к системе разностных уравнений относительно давления p_r , водонасыщенности порового пространства пласта S_w , концентрации частиц C_r .

Задачи Коши для функций распределения пор по размерам (5)–(6), (9)–(11) решаются методом конечных элементов на сетке одномерных конечных элементов с использованием линейного представления искомых функций на каждом элементе. Для аппроксимации по времени применяется неявная схема. При интегрировании конвективных членов учитываются характеристические направления. Значения функций распределения пор по размерам рассчитываются в той области, для которой эта величина имеет физический смысл, т.е. сеткой покрывалась конечная часть интервала $[0, \infty)$, за пределы которого решение не распространялось за время решения задачи (1)–(16). Этим пределом является максимальный размер пор чистого (без осевших частиц) пористого тела (Никифоров и др., 2011).

Метод решения задачи подробно изложен в (Газизов и др., 2002; Никифоров и др., 2011), в данной работе кратко приводятся его основные этапы. На каждом временном слое необходимо вычислить: 1) поле давления во всех узлах пространственной сетки, 2) поле водонасыщенности, 3) поля концентрации частиц, 4) суммарную скорость фильтрации, 5) функцию распределения пор по размерам, 6) структурные изменения пористости и проницаемости пласта.

Метод численного решения задачи довольно сложен ввиду того, что для расчета полей давления, насыщенности, концентрации частиц, необходимо рассчитывать структурные изменения пористости и проницаемости на каждом временном шаге в каждом узле сетки расчетной области. Это связано с решением задач Коши для функции распределения пор по размерам и требует значительных затрат времени и ресурсов компьютера. Вопросы ускорения вычислений в таких задачах подробно рассмотрены в (Nikiforov et al, 2017) для вычислительного кластера с распределенной памятью, а в (Nikiforov et al, 2019) – для вычислительной системы с гибридной архитектурой, что позволило значительно повысить производительность расчетов.

Численные результаты. Численные результаты получены для образца нефтенасыщенной пористой среды с линейными размерами $(L \times B \times H) = (0.3 \text{ м} \times 0.1 \text{ м} \times 0.1 \text{ м})$ (рис. 1). При этом принимались следующие значения параметров: $\rho_p = 2000 \text{ кг/м}^3$ – плотность частиц, $l = 0.000004 \text{ м}$ – диаметр частиц, $\delta = 0.000005$, $\zeta = 1$, $\rho_o = 817 \text{ кг/м}^3$ – плотность нефти, $\mu_o = 5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ – вязкость нефти, $\rho_w = 1182 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды, $\mu_w = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ – вязкость воды, $C_{fo} = 0.03$, $C_{fw} = 0.3$ – коэффициенты сопротивления частицы сферической формы в нефти и воде, соответственно; $m_0 = 0.2$, $k_0 = 0.6 \text{ мкм}^2$ – начальные значения динамической

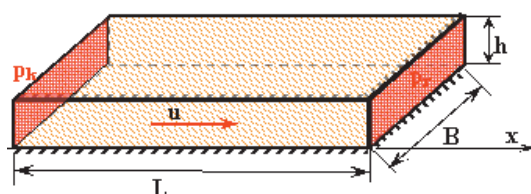


Рис. 1. Образец пористой среды

пористости и проницаемости пористой среды. Начальное распределение радиусов пор по размерам приведено на рис. 2.

Через входное сечение $x = 0$ поступает вода, а через выходное сечение $x = L$ отбирается жидкость, которая движется в образце под действием постоянного перепада давления $\Delta p = P_1 - P_2$, где P_1 – давление на входе в образец, P_2 – давление на выходе. Капиллярными силами пренебрегается. Начальная концентрация частиц в фазах равна нулю, т.е. все частицы находятся на стенках пор. Концентрация частиц в нагнетаемой во входном сечении воде равна нулю, т.е. $C_w(0, t) = 0$. Так как через входное сечение поступает только вода, а остаточная нефть при этом неподвижна, то для концентрации частиц в нефти принято граничное условие $C_o(0, t) = 0$. Кровля и подошва образца $z = 0$ и $z = H$ считаются непроницаемыми. Относительные фазовые проницаемости аппроксимировались квадратичными функциями насыщенности $k_{ro} = A_o(1 - S_{o*} - S_w)^2$ и $k_{rw} = A_w(S_w - S_{w*})^2$, где $A_o = 1$, $A_w = 1$, $S_{o*} = 0$, $S_{w*} = 0$, – насыщенность пласта остаточной нефтью и связанной водой, соответственно. Сетка расчетной области имеет $61 \times 11 \times 1 = 671$ ячеек. Сетка одномерных конечных элементов для расчета функции распределения пор по размерам в каждой ячейке расчетной области состояла из 26 конечных элементов.

Распределение концентрации частиц в воде по длине образца приведено на рис. 3 для перепада давления $\Delta p = 0.01$ МПа, а на рис. 4 – для перепада давления $\Delta p = 0.002$ МПа на различные моменты времени: $t_1 = 0.01$, $t_2 = 0.03$, $t_3 = 0.05$, $t_4 = 0.056$, $t_5 = 0.06$, $t_6 = 0.1$, $t_7 = 0.3$, $t_8 = 0.6$,

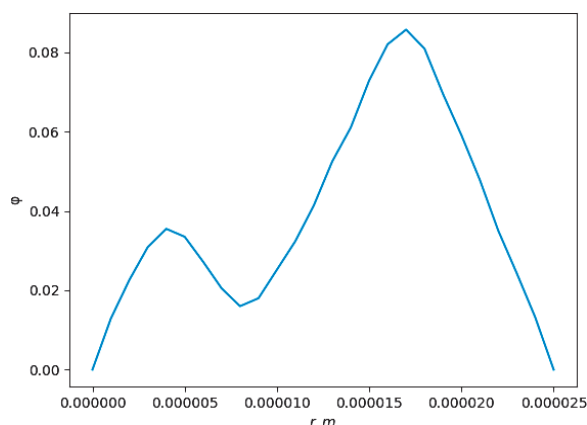


Рис. 2. Распределение радиусов пор по размерам

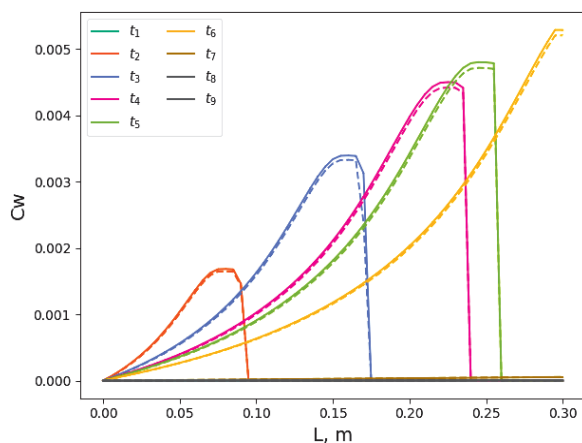


Рис. 3. Концентрация частиц в воде, $\Delta p = 0.01$ МПа, $\omega = 2150$ Гц

$t_9 = 1$ сут (пунктирной линией – без волнового воздействия, сплошной – с волновым воздействием). Видно, что чем меньше перепад давления и, следовательно, скорость фильтрации, тем больше влияние волнового воздействия на срыв частиц.

На рис. 5 на те же моменты времени $t_1, \dots, t_9$ представлено распределение концентрации частиц в нефти по длине образца для перепада давления $\Delta p = 0.002$ МПа. Видно, что при волновом воздействии концентрация частиц, сорванных со стенок капилляров, выше в воде, чем в нефти, что связано со значениями коэффициентов трения частиц в жидкостях.

На рис. 6 и 7 представлено в безразмерном виде изменение толщины осадочного слоя $\Delta h^* = \Delta h / (\Delta h_{\max} - \Delta h_{\min})$, где Δh разность толщин осадочного слоя в зависимости от радиусов пор в различные моменты времени в образце без волнового воздействия (т.е. вынос за счет действия только гидродинамической силы давления) и с волновым воздействием ($\omega = 150$ Гц и $\omega = 2150$ Гц); $\Delta h_{\max}$, $\Delta h_{\min}$ максимальное и минимальное значения изменения толщины во всем диапазоне радиусов поровых каналов и за все моменты времени, соответственно. Из представленных на рис. 6 и 7 результатов видно, что волновое воздействие увеличивает вынос частиц, толщина осадочного слоя частиц в поровых каналах уменьшается и, следовательно, повышаются фильтрационные параметры пористой среды: пористость и проницаемость. При более высокой частоте колебаний пик максимального изменения толщины осадочного слоя смещается в сторону пор малого радиуса (рис. 7).

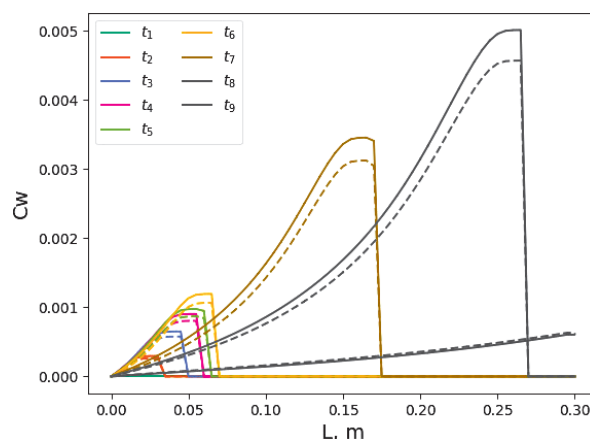


Рис. 4. Концентрация частиц в воде, $\Delta p = 0.002$ МПа, $\omega = 2150$ Гц

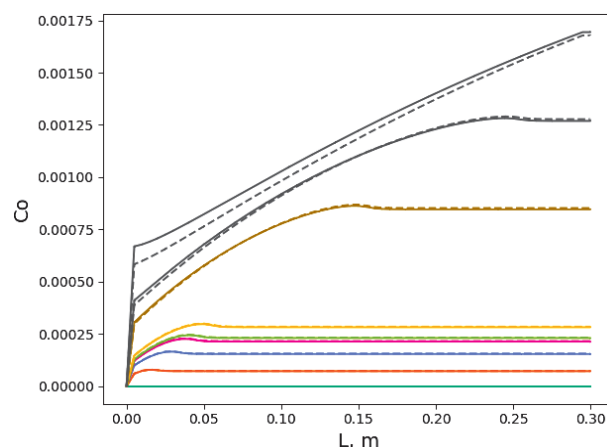
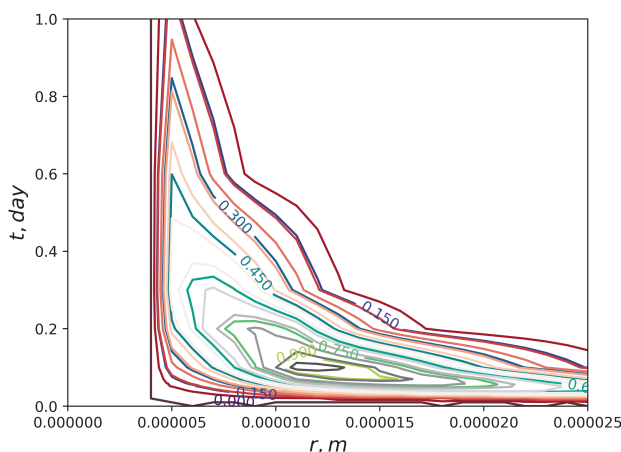
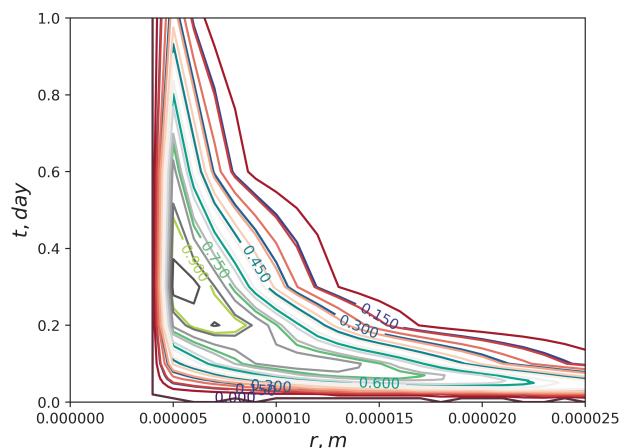


Рис. 5. Концентрация частиц в нефти, $\Delta p = 0.002$ МПа, $\omega = 2150$ Гц

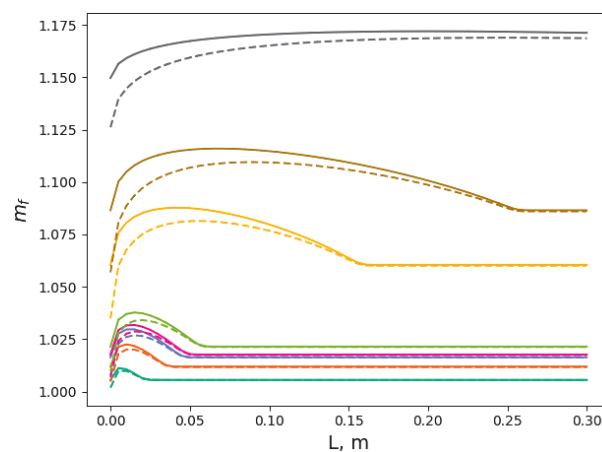
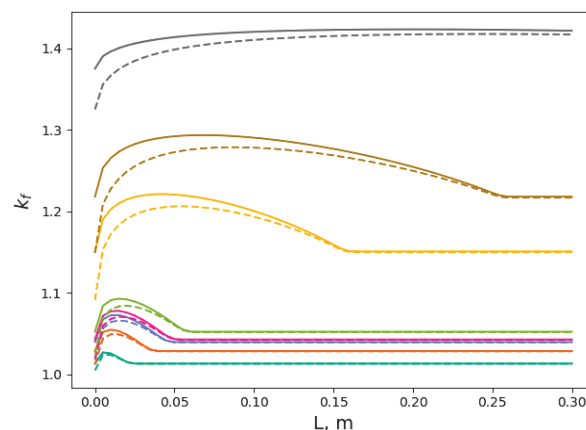
Рис. 6. Изменение толщины осадочного слоя частиц ($\omega = 150$ Гц)Рис. 7. Изменение толщины осадочного слоя частиц ($\omega = 2150$ Гц)

Изменение динамической пористости и проницаемости на моменты времени $t_1, \dots, t_9$ представлено на рис. 8, 9 (пунктирной линией – без волнового воздействия, сплошной – с волновым воздействием, соответственно). Таким образом, представленная математическая модель позволяет учитывать влияние волнового поля на вынос частиц из пористой среды.

Заключение. Разработана математическая модель волнового воздействия на пористую среду при двухфазной фильтрации с целью ее очистки от осевших на стенках пор дисперсных частиц. Получено выражение для критической скорости потока, учитывающее влияние волнового поля. Показано, что вынос частиц при волновом воздействии увеличивается за счет действия силы инерции, которая уменьшает влияние силы, удерживающей частицы на поверхности пор. Критическое значение частоты волнового воздействия зависит от радиуса капилляра, и чем меньше радиус капилляра, тем более высокие частоты нужны для усиления эффекта воздействия. При более высокой частоте колебаний пик максимального изменения толщины осадочного слоя смещается в сторону пор малого радиуса. В модели не учитываются процессы осаждения частиц на стенках и блокирование пор, что планируется в дальнейших исследованиях. Результаты могут быть использованы для моделирования процессов очистки призабойной зоны скважин при виброволновом воздействии.

Финансирование

Работа выполнялась в рамках государственного задания ФИЦ КазНЦ РАН.

Рис. 8. Изменение динамической пористости образца, $\Delta p = 0.002$ МПа, $\omega = 2150$ ГцРис. 9. Изменение динамической проницаемости образца, $\Delta p = 0.002$ МПа, $\omega = 2150$ Гц

Литература

- Газизов А.Ш., Никифоров А.И., Газизов А.А. (2002). Математическая модель вытеснения нефти водой с применением полимердисперсных систем. *Инженерно-физический журнал*, 75(1), с. 91–94. <https://doi.org/10.1023/A:1014878908997>
- Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е. (2008). Нелинейная волновая механика и технология. М: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 712 с.
- Капранов Ю.И. (1989). Структурная модель процесса механической коагуляции пористой среды. *Динамика сплошной среды*. АН СССР, Сиб. Отд., Инс. гидродинамики, вып. 90, с. 27–39.
- Капранов Ю.И. (1999). О фильтрации взвеси твердых частиц. *Прикладная математика и механика*, 63(4), с. 620–628.
- Капранов Ю.И. (2000). Изменения поровой структуры в потоке монодисперсной взвеси. *ПМТФ*, 41(2), с. 113–121. <https://doi.org/10.1007/BF02465273>
- Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж. (2001). Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты. М.: Мир, 260 с.
- Никифоров А.И., Низаев Р.Х., Хисамов Р.С. (2011). Моделирование потокоотклоняющих технологий в нефтедобыче. Казань: Фэн, 224 с.
- Никифоров А.И., Никаньшин Д.П. (1998). Перенос частиц двухфазным фильтрационным потоком. *Матем. моделирование*, 10(6), с. 42–52.
- Никифоров А.И., Садовников Р.В., Никифоров Г.А. (2013). Перенос частиц двухфазным фильтрационным потоком. *Вычислительная механика сплошных сред*, 6(1), с. 47–53. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2013.6.1.6>
- Селяков В.И., Кадет В.В. (1995). Перколяционные модели процессов переноса в микронеоднородных средах. Москва: Недра, 222 с. <https://doi.org/10.1007/978-94-015-8626-9>
- Шехтман Ю.М. (1961). Фильтрация малокоцентрированных суспензий. М.: Недра, 161 с.
- Aziz, Kh., Settary, A. (1979). *Petroleum Reservoir Simulation*, London: Applied Science Publ.

Gruesbeck C., Collins R.E. (1982). Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media. *SPE Journal*, pp. 847–856.

Nikiforov, A.I., Sadovnikov, R.V. (2017). Solution of problems of oil reservoirs flooded with water using polymer-dispersed systems on a multiprocessor computer system. *Math Models Comput Simul*, 9, pp. 221–231. <https://doi.org/10.1134/S2070048217020090>

Nikiforov, A.I., Sadovnikov, R.V. (2019). Application of Parallel Programming Methods for Simulating Flow Diversion Technologies on Hybrid Architecture Computers. *Program Comput Soft*, 45, pp. 18–26. <https://doi.org/10.1134/S0361768819010067>

Sharma M.M., Yortsos Y.C. (1987). Transport of Particulate Suspensions in Porous Media: Model Formulation. *AIChE Journal*, 33(10), pp. 1636–1643.

Сведения об авторах

Анатолий Иванович Никифоров – доктор физ.-мат. наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории Математическое моделирование процессов фильтрации, Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 2/31

Роман Валерьевич Садовников – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник лаборатории Математическое моделирование процессов фильтрации, Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 2/31

Статья поступила в редакцию 08.10.2020;

Принята к публикации 18.10.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Particle transport by two-phase filtration flow from a porous medium under wave action

A.I. Nikiforov, R.V. Sadovnikov*

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Roman V. Sadovnikov, e-mail: sadovnikov@imm.knc.ru

Abstract. The paper discusses the influence of wave action on the process of detachment and transport of particles from a porous body by a two-phase filtration flow. When modeling this process, the problem of the influence of the wave field on the force under the action of which the particles are detached from the pore walls is solved. For the first time, a pore-size distribution function is used for its solution. An expression for the critical flow velocity under wave action has been obtained. Critical frequency value of wave action depends on the capillary radius and the smaller the capillary radius is, the higher frequency is needed to enhance the effect of the action. At higher frequency of oscillation the peak of maximum change in the thickness of the sedimentary layer is shifted towards the pores of small radius. To maintain the influence of the wave field on the filtration parameters of the porous medium, the wave action should be carried out at a dynamically changing frequency range to increase the coverage of the effect of as many pores as possible. It is shown that particle transport during wave action increases due to the action of inertial forces, which reduce the influence of forces holding the particles on the pore surface.

Keywords: wave action, porous medium, two-phase filtration, control volume method

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the state assignment of the FRC KSC RAS.

Recommended citation: Nikiforov A.I., Sadovnikov R.V. (2021). Particle transport by two-phase filtration flow from a porous medium under wave action. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 58–64. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.7>

References

- Aziz, Kh., Settary, A. (1979). Petroleum Reservoir Simulation, London: Applied Science Publ.
- Gazizov A.Sh., Nikiforov A.I., Gazizov A.A. (2002). Mathematical Model of Oil Displacement by Water with the Use of Polymer-Disperse Systems. *Inzhenerno-Fizicheskii Zhurnal = Journal Of Engineering Physics And Thermophysics*, 75(1), pp. 91–94. <https://doi.org/10.1023/A:1014878908997>
- Ganiev R.F., Ukrainsky L.E. (2008). Nonlinear wave mechanics and technology. Moscow: NITs "Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika", 712 p. (In Russ.)
- Gruesbeck C., Collins R.E. (1982). Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media. *SPE Journal*, pp. 847–856.
- Kapranov Yu. I. (1989). Structural Model of Mechanical Colmatization of Porous Medium. Dynamics of Continuous Media. USSR Academy of Sciences, Siberian Branch, Institute of Hydrodynamics, vol. 90, pp. 27–39. (In Russ.)

Kapranov Y.I. (1999). About filtration of suspended solid particles. *Prikladnaya matematika i mekhanika*, 63(4), pp. 620–628. (In Russ.)

Kapranov Yu.I. (2000). Changes of pore structure in monodisperse suspension flow. *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika = Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 41(2), pp. 113–121. (In Russ.) <https://doi.org/10.1007/BF02465273>

Kuznetsov, O.L., Simkin, E.M., Chilingar, J. (in Russian). (2001). Physical basis of vibration and acoustic effects on oil and gas reservoirs. Moscow: Mir, 260 p. (In Russ.)

Nikiforov A.I., Nizaev R.H., Khisamov R.S. (2011). Modelling of flow-deflecting technologies in oil production. Kazan: Fen, 224 p. (In Russ.)

Nikiforov A.I., Nikanshin D.P. (1998). Particle transfer by two-phase filtration flow. *Matem. modelirovanie*, 10(6), pp. 42–52. (In Russ.)

Nikiforov A.I., Sadovnikov R.V., Nikiforov G.A. (2013). About transport of dispersed particles by a two-phase filtration flow. *Computational Continuum Mechanics*, 6(1), pp. 47–53. (In Russ.) <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2013.6.1.6>

Nikiforov, A.I., Sadovnikov, R.V. (2017). Solution of problems of oil reservoirs flooded with water using polymer-dispersed systems on a multiprocessor computer system. *Math Models Comput Simul*, 9, pp. 221–231. <https://doi.org/10.1134/S2070048217020090>

Nikiforov, A.I., Sadovnikov, R.V. (2019). Application of Parallel Programming Methods for Simulating Flow Diversion Technologies on Hybrid Architecture Computers. *Program Comput Soft*, 45, pp. 18–26. <https://doi.org/10.1134/S0361768819010067>

Selyakov V. I., Kadet V. V. (1995). Percolation models of transport processes in microheterogeneous media. Moscow: Nedra, 222 p. (In Russ.) <https://doi.org/10.1007/978-94-015-8626-9>

Sharma M.M., Yortsos Y.C. (1987). Transport of Particulate Suspensions in Porous Media: Model Formulation. *AIChE Journal*, 33(10), pp. 1636–1643.

Shechtman, Y.M. (1961). Filtration of low-concentration suspensions. Moscow: Nedra, 161 p. (In Russ.)

About the Authors

Anatoly I. Nikiforov – DSc (Physics and Mathematics), Chief Researcher, Laboratory of Mathematical Modeling of Hydrogeological Processes, Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences
2/31, Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

Roman V. Sadovnikov – PhD (Engineering), Senior Researcher, Laboratory of Mathematical Modeling of Hydrogeological Processes, Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences
2/31, Lobachevsky st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 8 October 2020;

Accepted 18 October 2021; Published 30 November 2021

Исследование компонентного состава органического вещества отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области по результатам литолого-петрофизических и геохимических исследований

Р.С. Хисамов¹, Н.А. Скибицкая², Н.И. Самохвалов^{2*}, К.В. Коваленко³, О.К. Навроцкий⁴

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

³Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

⁴АО «НВНИИГТ», Саратов, Россия

В работе получены и проанализированы исходные данные для определения компонентного состава органического вещества путем комплексного анализа результатов литолого-петрофизических, геохимических и геофизических исследований нижнемеловых (K_1) и среднеюрских (J_2a-b) отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области. Разработан способ раздельного определения концентраций керогена и битумоидов по данным пиролитических и битуминологических исследований, на основании которого получены характеристики распределения разных компонентов органического вещества в рассматриваемых литотипах пород и выявлена связь между их концентрациями. Большинство образцов имеют низкие и бедные концентрации органического вещества и бедный генерационный потенциал. Кероген преимущественно представлен III типом, а степень преобразования характеризуются стадиями от PK_3 до MK_3 . Для изученных образцов битумоидов характерны низкие концентрации асфальтенов и ароматических углеводородов. Основная часть битумоидов представлена легкими и тяжелыми смолами. На основании проведенных петрофизических и геохимических исследований получена тесная связь концентрации органического углерода и массовой концентрации нуклидов калия. Эта связь указывает на то, что кероген в рассматриваемых отложениях ассоциирован с глинистыми минералами, что также подтверждается минеральным составом пород.

Ключевые слова: кероген, битумоиды, нефтегазоматеринские отложения, пиролиз, экстракция

Для цитирования: Хисамов Р.С., Скибицкая Н.А., Самохвалов Н.И., Коваленко К.В., Навроцкий О.К. (2021). Исследование компонентного состава органического вещества отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области по результатам литолого-петрофизических и геохимических исследований. *Георесурсы*, 23(4), с. 66–72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.8>

Анализ литературных данных показывает, что преимущественное число работ, связанных с изучением геохимических характеристик пород Северного Кавказа и Восточного Предкавказья, посвящены миоценовым и олигоценным отложениям, в частности породам майкопской серии (Керимов и др., 2015; Керимов и др., 2017; Луканова, 2011; Холодов, Недумов 1981; Яндарбиев и др., 2017; Vincent, Kaue, 2018). Однако промышленная нефтегазоносность этой области связана также и с нефтегазоносными комплексами юрского и мелового периодов (Соколов и др., 1990; Орел и др., 2001; Керимов и др., 2014). Целью данной работы являлось изучение закономерностей преобразования органического вещества терригенных пород нижнемеловых (K_1) и среднеюрских (ааленского и байоского ярусов) (J_2a-b) отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО).

Объектом исследования являлась одна из изученных площадей (площадь П2) Восточно-Предкавказской НГО, нефтегазоносность нижнемеловых и среднеюрских

отложений которой подтверждается результатами бурения и испытания скважин, а также нефтегазоносностью этих же отложений на прилегающих площадях. Обзорная схема района исследований приведена на рис. 1 (по данным (Хисамов и др., 2020)). Характеристика изученных отложений представлена в таблице 1.

Исследование закономерностей взаимосвязанных процессов катагенетического преобразования органического вещества (ОВ) в составе терригенной и терригенно-карбонатной нефтегазоматеринской матрицы требует более пристального внимания в связи с необходимостью освоения уже в настоящее время трудноизвлекаемых запасов углеводородов, приуроченных к нефтегазоматеринским отложениям Западно-Сибирской, Прикаспийской, Северо-Кавказской и Волго-Уральской провинций.

В работе изучены нижнемеловые и среднеюрские породы Восточно-Предкавказской НГО, которые в зоне отбора керна представлены разнотерригенными полимиктовыми песчаниками с глинисто-карбонатным цементом и глинисто-кремнисто-карбонатными породами. Минеральный состав обломочной части преимущественно представлен кварцем, обломками магматических кислых пород и полевыми шпатами. По минеральному составу в исследуемых

* Ответственный автор: Никита Игоревич Самохвалов
e-mail: hikz1@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов



Рис. 1. Обзорная карта расположения изученной площади P2 Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (по данным (Хисамов и др. 2020))

Расположение	Литология	Возраст отложений	Тектоническая приуроченность
Восточно-Предкавказская НГО	Терригенные породы	K ₁ , J _{2a-b}	Чограйский прогиб зоны Маньчских прогибов

Табл. 1. Характеристика изученных отложений

породах преобладают два вида цемента. Для первого характерен смешанный глинистый минеральный состав: иллит, каолинит, хлорит. Тип цементации преимущественно базальный, местами пленочно-поровый. Второй вид цемента карбонатный, по минеральному составу доломит-сидеритовый. Емкостное пространство пород коллекторов достигает 25 %.

На установке типа Rock-Eval 6 Turbo (Behar et al., 2001) проведены стандартные пиролитические исследования при последовательном температурном режиме: 0–180–650–800 °C (навеска образца породы для анализа – 70 мг, фракция – 0.25 мм). По результатам пиролитических исследований (табл. 2) для неэкстрагированных образцов на основании диаграммы $HI = f(T_{max})$ (HI – водородный индекс по данным пиролитических исследований; T_{max} – температура максимального выхода углеводородов на пике S_2 ; S_2 – пик пиролиза, фиксируемый пламенно-ионизационным детектором в интервале температур 300–650 °C) можно сделать вывод, что кероген относится к смешанному типу (рис. 2а). На основании диаграммы $S_2 = f(ТОС)$ (ТОС (Total organic carbon) – суммарная массовая концентрация органического углерода) (рис. 2б) содержание органического углерода варьирует от низкого до бедного, генерационный потенциал керогена бедный (Peters, Cassa, 1994). Степень преобразованности характеризуется стадиями от ПК₃ до МК₃ (Воробьева, 2014). Для

нижнемеловых отложений характерны стадии ПК₃–МК₁, для среднеюрских – МК₁–МК₂. В связи с тем, что концентрации ОВ низки, и пиролитические исследования проводились на неэкстрагированных образцах, использование параметра T_{max} для оценки степени преобразованности керогена может быть недостаточно корректным и может приводить к неправильным результатам (Chen et al., 2016; Dembicki, 2009).

Для эффективного извлечения высокомолекулярных битуминозных компонентов (битумоидов) были подготовлены порошки (диаметр зерен 0.25 мм) отобранных образцов, которые подвергались последовательной в четыре этапа экстракции, следующими растворителями: хлороформ (ХБА1) – спирто-бензол (СББ1) – хлороформ (ХБА2) – спирто-бензол (СББ2). Количественные определения содержания битумоидов в выделенных хлороформенных экстрактах проводились весовым методом. Отфильтрованный на обеззоленном фильтре хлороформенный экстракт помещался в открытую емкость для удаления растворителя испарением. Концентрация битумоидов определялась по разности предварительно взвешенной емкости и емкости с высушенным до постоянной массы битумоидом. Полученные таким образом количественные значения содержания битумоидов для 4 г породы пересчитывались в весовые проценты.

№ обр.	Возраст	S1 (мг/г)	S2 (мг/г)	PIc	Tmax (°C)	TOC (%)	HI
1ВБ/3	K1	0,02	0,1	0,13	-	0,07	143
1ВБ/4	K1	0,19	0,39	0,33	-	0,16	244
1ВБ/5	K1	0,06	0,3	0,17	427	0,12	250
1ВБ/6	K1	0,04	0,48	0,07	415	0,09	533
1ВБ/7a	K1	0,08	0,15	0,35	428	0,22	68
1ВБ/7б	K1	0,09	0,19	0,31	-	0,23	83
1ВБ/8	K1	0,08	0,27	0,22	-	0,21	129
1ВБ/9	K1	0,09	0,33	0,22	427	0,21	157
1ВБ/10	K1	0,05	0,38	0,13	428	0,25	152
1ВБ/15	K1	0,12	0,26	0,32	429	0,33	79
1ВБ/16	K1	0,13	0,52	0,2	425	0,38	137
1ВБ/17	K1	0,08	0,25	0,24	428	0,38	66
1ВБ/18	K1	0,13	0,62	0,18	-	0,17	365
1ВБ/20	K1	0,06	0,58	0,1	-	0,29	200
1ВБ/22	J2a-b	0,11	0,24	0,32	-	0,12	200
1ВБ/24	J2a-b	0,14	0,21	0,4	-	0,05	420
1ВБ/25	J2a-b	0,1	0,29	0,26	-	0,07	414
1ВБ/26	J2a-b	0,09	0,27	0,25	-	0,09	300
1ВБ/28	J2a-b	0,09	0,27	0,25	441	0,2	135
1ВБ/29	J2a-b	0,1	0,32	0,24	-	0,17	188
1ВБ/32	J2a-b	0,07	0,31	0,18	437	0,4	78
1ВБ/33	J2a-b	0,18	0,5	0,26	436	0,4	125
1ВБ/35	J2a-b	0,05	0,51	0,09	438	0,4	128
1ВБ/38	J2a-b	0,07	0,57	0,12	438	0,52	110
1ВБ/39	J2a-b	0,13	0,63	0,17	439	0,62	102
1ВБ/40	J2a-b	0,35	0,75	0,32	439	0,7	107
1ВБ/42	J2a-b	0,21	0,6	0,25	440	0,67	90
1ВБ/43	J2a-b	0,16	0,9	0,15	441	0,82	110
1ВБ/45	J2a-b	0,2	1,3	0,14	442	0,76	171
1ВБ/47	J2a-b	0,09	0,67	0,12	442	1	67
1ВБ/54	J2a-b	0,16	0,98	0,14	443	1,08	91
1ВБ/57	J2a-b	0,2	1,18	0,15	441	0,69	171

Табл. 2. Результаты пиролитических исследований. HI – водородный индекс, PI – индекс продуктивности.

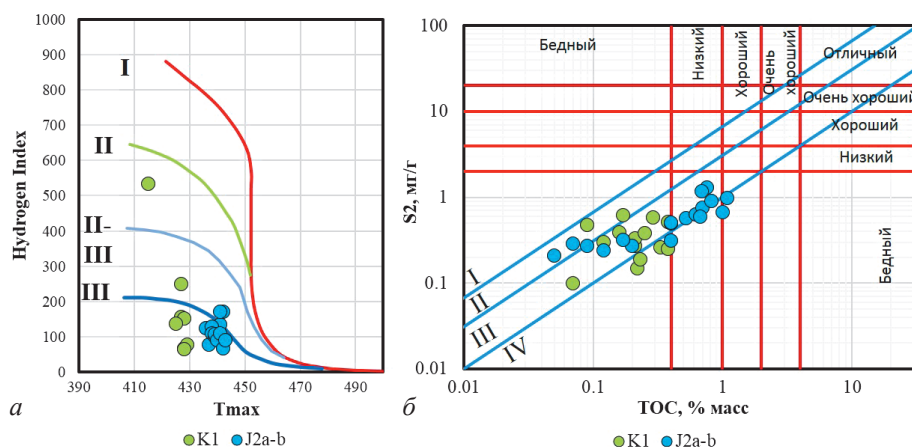


Рис. 2. Диаграмма $HI = f(T_{max})$ (а) и диаграмма $S_2 = f(TOC)$ (б) для нижнемеловых и среднеюрских отложений Восточно-Предкавказской НГО

Компонентный состав выделенных битумоидов определялся методом капиллярных вытяжек.

Результаты комплексной обработки данных пиролиза и экстракций

Раздельное определение компонентов органического вещества имеет важное значение, как при анализе закономерностей преобразования ОВ, степени зрелости ОВ, так и при определении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) отложений.

На рис. 3 представлено корреляционное соотношение концентраций органического углерода и экстрагированных битумоидов. Диаграмма также указывает на низкие концентрации органического углерода и на достаточно высокие концентрации битумоидов для некоторых образцов, что свидетельствует о достаточно высокой степени преобразованности органического вещества и о возможном наличии легкой нефти.

Компонентный состав битумоидов является важным критерием при оценке зрелости ОВ, его способности генерировать углеводороды нефтяного ряда. На ранних стадиях генерации компонентный состав битумоидов представлен преимущественно асфальтенами и тяжелыми (спирто-бензольными) смолами, доля которых в процессе созревания существенно уменьшается и переходит в осмоленные компоненты (легкие смолы), масла и жидкие нефтяные УВ (Богородская и др., 2005; Вассоевич, 1982; Jarvie et al., 2015).

Для изученных образцов битумоидов из пород нижнемеловых и среднеюрских отложений одной из площадей Восточно-Предкавказской НГО характерно низкое содержание асфальтенов (кроме некоторых образцов J_2a-b возраста). Концентрации ароматических углеводородов относительно низкие. Отмечается относительно высокое содержание легких и тяжелых смол. Это позволяет сделать вывод о том, что степень зрелости ОВ соответствует, преимущественно, грациям катагенеза $МК_2$ – начало $МК_3$ (Jarvie et al., 2015). Средний компонентный состав битумоидов представлен в таблице 3.

Способ раздельного определения концентраций керогена и битумоидов

Пренебрегая долей серы и азота в элементном составе органического вещества, сумму массовых пиролитических

параметров можно рассматривать как массовую концентрацию органического вещества, растворимого (битумоиды) и нерастворимого (кероген) в органических растворителях (ТОМ (Total organic matter) – суммарная массовая концентрация органического вещества). Параметр ТОМ, определенный на неэкстрагированных образцах, представляет собой суммарную концентрацию керогена и битумоидов (в мас. %) (Самохвалов и др., 2020). В случае использования экстрагированных образцов, параметр $ТОМ_{ex}$ характеризует концентрацию керогена (в мас. %).

При наличии проведенных пиролитических исследований на неэкстрагированных порошках и данных по экстракции порошков для одного и того же образца керна существует возможность оценить массовую концентрацию керогена в образце (Самохвалов и др., 2019а, б). Для этого из суммарной концентрации ОВ в неэкстрагированном порошке (ТОМ) необходимо вычесть массовую концентрацию битумоидов, полученную путем экстракции:

$$\begin{cases} TOM = RC + PC + PH + PO = C_{BMK} + C_{KEP} \\ TOM_{ex} = C_{KEP} \approx TOM - C_{BMK} \end{cases} \quad (1)$$

где RC (Residual organic carbon) – массовая концентрация углерода, образовавшегося в фазе окисления; PC (Pyrolysable organic carbon) – массовая концентрация углерода, образовавшегося в фазе пиролиза; PH (Pyrolysable organic hydrogen) – массовая концентрация водорода, образовавшегося в фазе пиролиза; PO (Pyrolysable organic oxygen) – массовая концентрация кислорода, образовавшегося в фазе пиролиза; $C_{кер}$ – массовая концентрация керогена; C_{BMK} – массовое содержание битумоидов (высокомолекулярных компонентов – ВМК) по результатам экстракции (все величины в мас. %).

На рис. 4 представлено изменение суммарной концентраций ОВ и концентраций битумоидов с изменением открытой пористости для литотипов пород, представленных в интервале отбора керна.

Песчаники с карбонатно-глинистым цементом характеризуются низким содержанием керогена, наибольшими концентрациями битумоидов и коэффициентом открытой пористости от 14 % до 25 %. Заглинизированные песчаники характеризуются средними концентрациями керогена и битумоидов и коэффициентом открытой пористости в интервале от 7 % до 14 %. Для глинисто-кремнисто-карбонатных пород характерно относительно высокое содержание керогена и низкое содержание битумоидов; коэффициент открытой пористости варьирует в интервале от 3 % до 7 %.

На рис. 5 показана связь между содержанием керогена и отношением содержания битумоидов к содержанию керогена для среднеюрских и нижнемеловых отложений Восточно-Предкавказской НГО. Эта зависимость описывается единой линейной функцией. Текущий ресурсный потенциал керогена представленных отложений мал: значения параметра пиролиза S_2 для данной коллекции образцов варьируют от 0.05 до 1.3 мг/г.

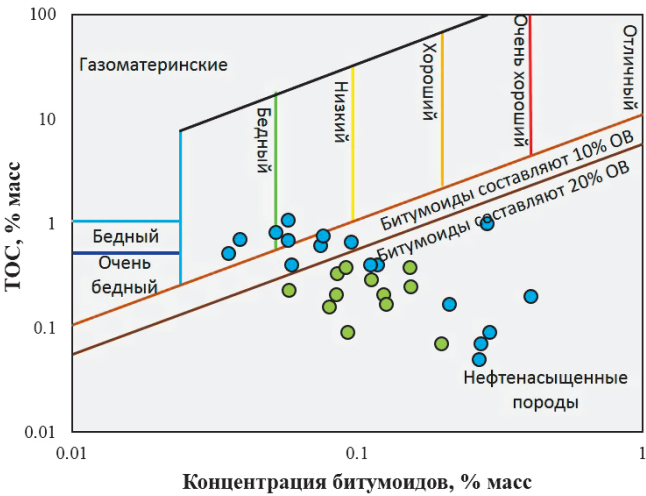


Рис. 3. Диаграмма зависимости концентрации битумоидов от концентрации органического углерода (ТОС) для среднеюрских (синие точки) и нижнемеловых (зеленые точки) отложений Восточно-Предкавказской НГО

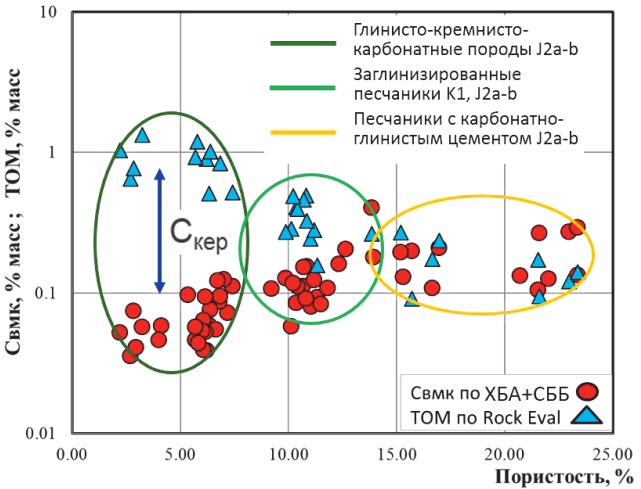


Рис. 4. Закономерность изменений суммарных весовых концентраций $C_{\text{ВМК}} = \sum \text{ХБА} + \sum \text{СББ}$ с изменением открытой пористости в породах различных литотипов мезозойских отложений одной из площадей Восточно-Предкавказской НГО

	Возраст	Масла, %		Смолы, %		Асфальтены, %
		Ароматические УВ	Метано-нафтеновые УВ	Σ (масла)	Легкие Тяжелые	
Восточно-Предкавказская НГО	K ₁	11,6	25,6	37,2	47,3 12,6	2,8
	J _{2a-b}	1,4	12,3	13,7	44,7 33,9	7,7

Табл. 3. Средний компонентный состав битумоидов нижнемеловых и среднеюрских отложений Восточно-Предкавказской НГО

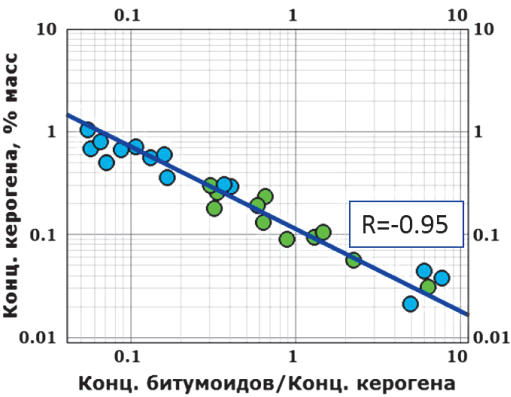


Рис. 5. Связь между содержанием керогена и отношением содержания битумоидов к содержанию керогена для среднеюрских (синий) и нижнемеловых (зеленый) отложений Восточно-Предкавказской НГО

Компонентный состав битумоидов в рассматриваемых литотипах имеет примерно одинаковый состав и, преимущественно, состоит из смол; в достаточно высоких концентрациях присутствуют масла метано-нафтенного состава. На рис. 6 представлена диаграмма осредненного относительного компонентного состава ОВ пород мезозойских отложений Восточно-Предкавказской НГО.

Результаты интерпретации данных геохимических и скважинных геофизических исследований

Традиционно концентрацию керогена коррелируют с ураном, однако при низких концентрациях урана отмечаются связи с торием и калием, что, возможно, объясняется ассоциацией керогена с глинистыми или иными минералами (Кожевников, 1997, 2000; Fertl, 1979; Schmoker, 1981). Для нижнемеловых и среднеюрских отложений

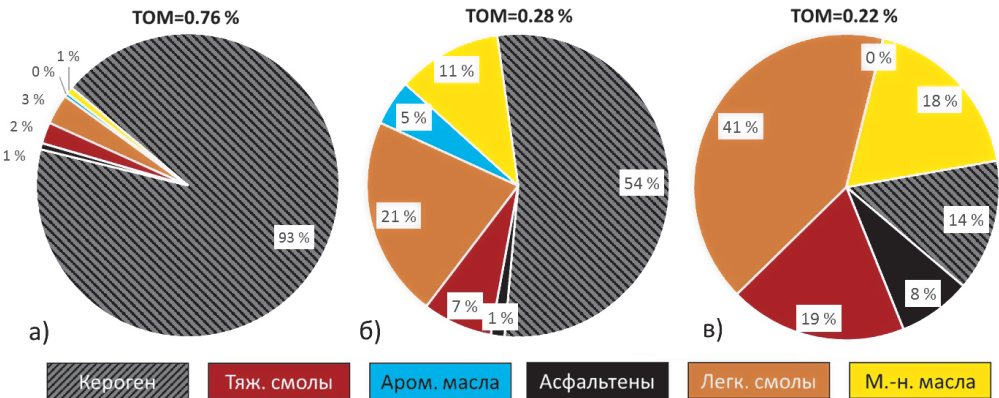


Рис. 6. Средний компонентный состав ОВ а) глинисто-кремнисто-карбонатных пород, б) заглинизированных песчаников и в) песчаников с карбонатно-глинистым цементом Восточно-Предкавказской НГО

Восточно-Предкавказской НГО связь ТОС с ураном имеет большой разброс, тогда как для тория, калия и интегрального уранового эквивалента можно отметить более тесные связи. На рис. 7 представлена полученная тесная связь ТОС с массовым содержанием калия ($R = 0.847$).

На рис. 8 приведен планшет с результатами пиролизических, битуминологических исследований и результаты интерпретации данных скважинных геофизических исследований для рассматриваемых отложений. В окне 10 представлена объемная минералогическая модель, рассчитанная на основании методов ГИС. На основании данных, представленных в 8 и 9 окне, можно сделать вывод, что заглинизированные песчаники и песчаники с карбонатно-глинистым цементом имеют достаточно высокие значения пиролизического индекса продуктивности (PI), что означает, что наиболее преобразованное ОВ находится в породах с лучшими по отношению к глинисто-кремнисто-карбонатным породам ФЕС. Такой высокий индекс продуктивности указывает и на то, что ОВ в этих породах находится преимущественно в зрелом состоянии ($PI > 0.1$) (Schmoker, 1981).

Выводы

Результаты пиролизических и битуминологических исследований рассматриваемых отложений указывают на то, что в мезозойских отложениях Восточно-Предкавказской НГО кероген представлен смешанным типом. Текущее содержание органического углерода варьирует от низкого до бедного, текущий генерационный потенциал керогена бедный, а степень преобразованности ОВ характеризуется грациями катагенеза от ПК₃ до МК₃.

Компонентный состав битумоидов также указывает на степень зрелости органического вещества. Для изученных образцов битумоидов из пород Восточно-Предкавказской НГО характерно относительно низкое

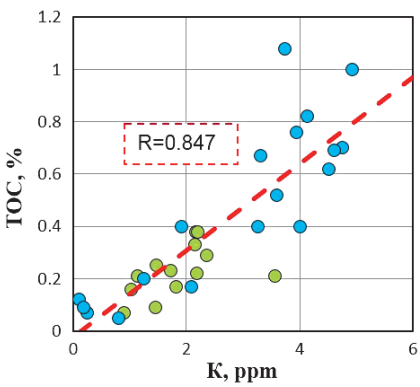


Рис. 7. $TOC = f(K)$ для нижнемеловых (зеленый) и среднеюрских (синий) отложений Восточно-Предкавказской НГО

содержание асфальтенов (кроме некоторых образцов J_{2a-b} возраста). Относительные концентрации ароматических углеводородов достаточно низкие. Отмечается высокое относительное содержание легких и тяжелых смол. Это позволяет сделать вывод, что степень зрелости ОВ соответствует в основном грациями катагенеза МК₂–МК₃.

Из положения, что органическое вещество преимущественно состоит из углерода, водорода и кислорода, его массовую концентрацию можно рассчитать в виде массовой концентрации органического вещества (ТОМ). Параметр ТОМ для неэкстрагированных образцов включает в себя суммарную концентрацию битумоидов и керогена, тогда как ТОМ для экстрагированных образцов приблизительно равен концентрации керогена.

Породы мезозойских отложений Восточно-Предкавказской НГО в интервале отбора керна представлены тремя литотипами: глинисто-кремнисто-карбонатные породы, заглинизированные песчаники, песчаники с карбонатно-глинистым цементом. Для трех рассматриваемых

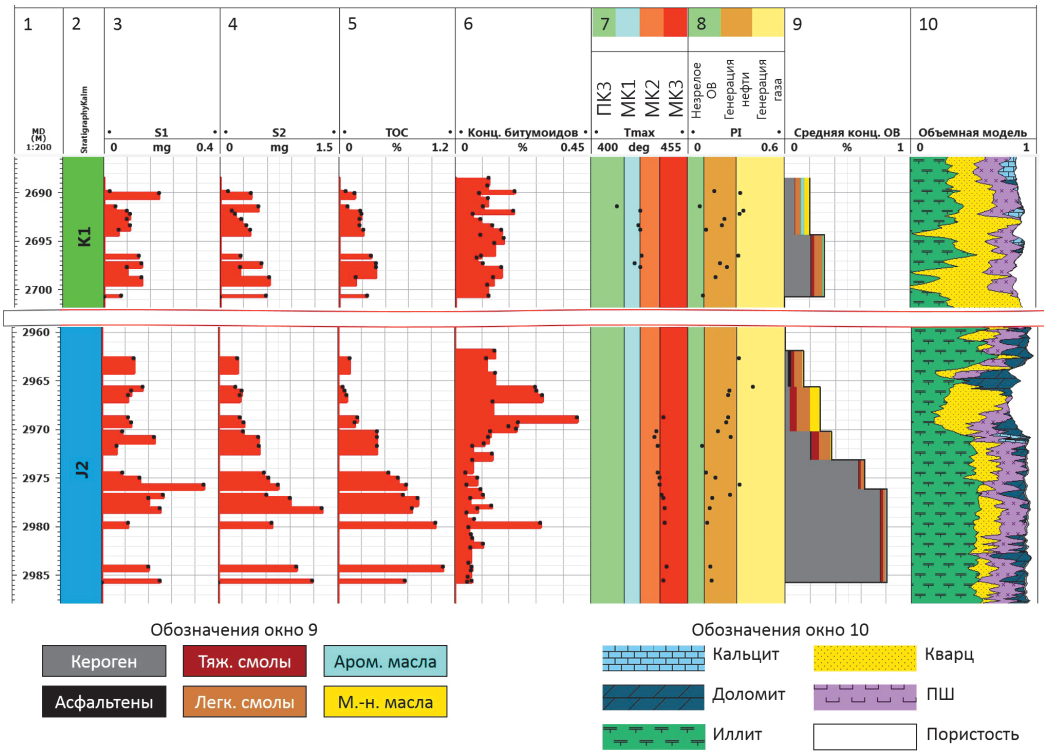


Рис. 8. Планшет с результатами пиролизических, битуминологических исследований и результаты интерпретации данных скважинных геофизических исследований для среднеюрских и нижнемеловых отложений Восточно-Предкавказской НГО

литотипов характерен разный относительный состав компонентов органического вещества и ФЕС.

По результатам гамма-спектрометрических и петрофизических исследований можно предположить, что органическое вещество ассоциировано с глинистыми минералами.

Литература

Богородская Л.И., Контарович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал Гео.

Вассоевич Н.Б. (1982). О нефтематеринском потенциале. Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. М.: Наука, с. 5–19.

Воробьева Е.В. (2014). Палеотектонические реконструкции и нефтегазоматеринские породы Рязано-Саратовского прогиба. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Саратов.

Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В. (2015). Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 50–53.

Керимов В.Ю., Лапидус А.Л., Яндарбиев Н.Ш., Мовсумзаде Э.М., Мустаев Р.Н. (2017). Физико-химические свойства сланцевых толщ майкопской серии Предкавказья. *Химия твердого топлива*, 2, с. 58–66.

Керимов И.А., Даукаев А.А., Бачаева Т.Х. (2014). Ресурсная база УВ сырья и перспективы нефтегазоносности Восточного Предкавказья. *Геология и геофизика юга России*, 4(2), с. 30–41.

Кожевников Д.А. (1997). Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин. *Каротажник*, 38–39.

Кожевников Д.А. (2000). Интерпретация и петрофизическая информативность данных гамма-метода. *Геофизика*, 4, с. 9–19.

Луканова О.О. (2011). Геолого-геохимические условия нефтегазоносности палеоцен-эоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Кубанский гос. ун.

Орел В.Е., Распопов Ю.В., Скрипкин А.П. (2001). Геология и нефтегазоносность Предкавказья. М.: ГЭОС.

Самохвалов Н.И., Скибицкая Н.А., Коваленко К.В. (2019а). Дифференцированная оценка характеристик продуктивности пород по данным ГИС на основе петрофизического и геохимического обеспечения. *Геофизика*, 6, с. 85–92.

Самохвалов Н.И., Скибицкая Н.А., Коваленко К.В. (2019б). Вопросы определения содержания керогена в породах нефтегазоматеринских отложений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, с. 69–74. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11\(335\)-69-74](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11(335)-69-74)

Самохвалов Н.И., Скибицкая Н.А., Коваленко К.В. (2020). Литолого-петрофизическое и геохимическое обеспечение интерпретации данных ГИС для определения массовых и объемных концентраций органического вещества. *Труды Российского государственного университета нефти и газа им. Губкина*, 2, с. 27–38. [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2\(299\)-27-38](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2(299)-27-38)

Соколов Б.А., Корчагина Ю.И., Мирзоев Д.А., Сергеева В.Н., Сборнов К.О., Фадеева Н.П. (1990). Нефтегазообразование и нефтегазоаккумуляция в Восточном Предкавказье. М.: Наука, 206 с.

Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. (2020). Влияние структуры порового пространства и смачиваемости на остаточное газонасыщение. *Георесурсы*, 22(2), с. 2–7. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.2-7>

Холодов В.Н., Недумов Р.И. (1981). Литология и геохимия среднего

миоцена Восточного Предкавказья. *Труды геологического института*, вып. 358. М.: Наука, 219 с.

Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. *Георесурсы*, Спецвыпуск, ч. 2, с. 208–226. <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

Behar F., Beaumont V., Penteado H.L.D.B. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), pp. 111–134. <https://doi.org/10.2516/ogst.2001013>

Chen Z., Jiang C., Lavoie D. et al. (2016). Model-assisted Rock-Eval data interpretation for source Examples from producing and potential shale gas resource plays. *International Journal of Coal Geology*, 165, pp. 290–302. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.08.026>

Dembicki Jr H. (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG bulletin*, 93(3), pp. 341–356. <https://doi.org/10.1306/10230808076>

Fertl W.H. (1979). Gamma ray spectral data assists in complex formation evaluation. *The Log Analyst*, 20(05).

Jarvie D.M., Jarvie B.M., Weldon W.D. et al. (2015). Geochemical assessment of in situ petroleum in unconventional resource systems. *Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio, Texas, pp. 875–894. <https://doi.org/10.15530/urtec-2015-2173379>

Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied source rock geochemistry: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.

Schmoker J.W. (1981). Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs. *AAPG Bulletin*, 65(7), pp. 1285–1298. <https://doi.org/10.1306/03B5949A-16D1-11D7-8645000102C1865D>

Vincent S.J., Kaye M.N.D. (2018). Source rock evaluation of Middle Eocene-Early Miocene mudstones from the NE margin of the Black Sea. Geological Society, London, Special Publications, 464(1), pp. 329–363. <https://doi.org/10.1144/SP464.7>

Сведения об авторах

Раис Салихович Хисамов – доктор геол.-мин. наук, профессор, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Наталья Александровна Скибицкая – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Никита Игоревич Самохвалов – аспирант, старший инженер, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Казимир Викторович Коваленко – доктор геол.-мин. наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1

Олег Константинович Навроцкий – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, АО «НВНИИГТ»

Россия, 410012, Саратов, ул. Московская, д. 70

Статья поступила в редакцию 01.07.2020;

Принята к публикации 11.04.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Study of the component composition of organic matter of the East Pre-Caucasian basin rocks based on the results of lithological, petrophysical and geochemical studies

R.S. Khisamov¹, N.A. Skibitskaya², N.I. Samokhvalov^{2*}, K.V. Kovalenko³, O.K. Navrotsky⁴

¹Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

²Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

³Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

⁴NVNIIG PJSC, Saratov, Russian Federation

*Corresponding author: Nikita I. Samokhvalov, e-mail: hikz1@mail.ru

Abstract. This study introduces results of lithological, petrophysical and geochemical investigation of Lower Cretaceous (K_1) and Middle Jurassic (J_2 -a-b) rocks of East Pre-Caucasian basin.

According to pyrolytic and bituminological studies method of separate determination of kerogen and bitumen concentration been developed. In accordance with this method differentiation of organic matter components in different lithotypes of rocks been described. Also relationship between bitumen and kerogen concentrations been revealed.

The majority of samples have poor to fair organic richness and poor source potential. Kerogen type is commonly presented by type III and stages of maturity characterized by stages PC_3 to MC_3 . Bitumen compounds have low concentrations of asphaltenes and aromatic hydrocarbons and mainly contains light and heavy resins.

Based on petrophysical and geochemical studies a close relationship between the concentration of organic carbon and the weight concentration of potassium nuclides was obtained. This relationship indicates that kerogen in the sediments under consideration is associated with clay minerals, which is also confirmed by the mineral composition of the rocks.

Keywords: kerogen, bitumen, source rocks, pyrolysis, extraction

Recommended citation: Khisamov R.S., Skibitskaya N.A., Samokhvalov N.I., Kovalenko K.V., Navrotsky O.K. (2021). Study of the component composition of organic matter of the East Pre-Caucasian basin rocks based on the results of lithological, petrophysical and geochemical studies. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 66–72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.8>

References

- Behar F., Beaumont V., Penteado H.L.D.B. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), pp. 111–134. <https://doi.org/10.2516/ogst:2001013>
- Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen. Research methods, geochemical interpretation. Novosibirsk: SB RAS Publ., Geo. (In Russ.)
- Chen Z., Jiang C., Lavoie D. et al. (2016). Model-assisted Rock-Eval data interpretation for source Examples from producing and potential shale gas resource plays. *International Journal of Coal Geology*, 165, pp. 290–302. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.08.026>
- Dembicki Jr H. (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG bulletin*, 93(3), pp. 341–356. <https://doi.org/10.1306/10230808076>
- Fertl W.H. (1979). Gamma ray spectral data assists in complex formation evaluation. *The Log Analyst*, 20(05).
- Jarvie D.M., Jarvie B.M., Weldon W.D. et al. (2015). Geochemical assessment of in situ petroleum in unconventional resource systems. *Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio, Texas, pp. 875–894. <https://doi.org/10.15530/urtec-2015-2173379>
- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievskiy S.S., Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V. (2015). Prospects of the search for hydrocarbon accumulations in low-permeability shale strata of the Khadum Formation of the Ciscaucasia Perspektivy poiskov skopleniy uglevodorodov v slantsevykh nizkopronitsaemykh tolshchakh khadumskoy svity Predkavkaz'ya. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 10, pp. 50–53. (In Russ.)
- Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M., Mustaev R.N. (2017). Physicochemical Properties of Shale Strata in the Maikop Series of Ciscaucasia. *Solid Fuel Chemistry*, 2, pp. 58–66. <https://doi.org/10.3103/S0361521917020057>
- Kerimov I.A., Daukaev A.A., Bachaeva T.Kh. (2014). The resource base of hydrocarbon raw materials and oil and gas potential of the Eastern Ciscaucasia. *Geologiya i geofizika yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*, 4(2), pp. 30–41. (In Russ.)
- Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Kuz'min V.A., Bol'shakov M.N., Marutyan O.O. (2020). Influence of the pore space structure and wettability on residual gas saturation. *Georesursy*, 22(2), c. 2–7. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.2-7>
- Kholodov V.N., Nedumov R.I. (1981). Lithology and geochemistry of the Middle Miocene of the Eastern Ciscaucasia. *Proceedings of the Geological Institute*, vol. 358. Moscow: Nauka, 219 p. (In Russ.)
- Kozhevnikov D.A. (1997). Gamma spectrometry in the complex of geophysical studies of oil and gas wells. *Karotazhnik*, 38–39. (In Russ.)
- Kozhevnikov D.A. (2000). Interpretation and petrophysical information content of the gamma-method data. *Geofizika*, 4, pp. 9–19. (In Russ.)
- Lukanova O.O. (2011). Geological and geochemical conditions of oil and gas content of the Paleocene-Eocene deposits of the Central and Eastern Ciscaucasia. Cand. geol. and min. sci. diss. Kuban state univer. (In Russ.)
- Orel V.E., Raspopov Yu.V., Skripkin A.P. (2001). Geology and oil and gas potential of the Ciscaucasia. Moscow: GEOS. (In Russ.)
- Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied source rock geochemistry: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.
- Samokhvalov N.I., Skibitskaya N.A., Kovalenko K.V. (2019a). Differentiated evaluation of rock production characteristics from well logging data on the basis of petrophysical and geochemical investigation. *Geofizika*, 6, pp. 85–92. (In Russ.)
- Samokhvalov N.I., Skibitskaya N.A., Kovalenko K.V. (2019b). The problems of determining the content of kerogen in the oil and gas source rocks. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 6, pp. 69–74. (In Russ.) [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11\(335\)-69-74](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11(335)-69-74)
- Samokhvalov N.I., Skibitskaya N.A., Kovalenko K.V. (2020). Lithological-petrophysical and geochemical support for the interpretation of well logging data to determine the mass and volume concentrations of organic matter. *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2, pp. 27–38. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2\(299\)-27-38](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2(299)-27-38)
- Schmoker J.W. (1981). Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs. *AAPG Bulletin*, 65(7), pp. 1285–1298. <https://doi.org/10.1306/03B5949A-16D1-11D7-8645000102C1865D>
- Sokolov B.A., Korchagina Yu.I., Mirzoev D.A., Sergeeva V.N., Sobornov K.O., Fadeeva N.P. (1990). Oil and gas formation and accumulation in the Eastern Ciscaucasia. Moscow: Nauka, 206 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1982). About oil source potential. Methods for assessing the oil and gas potential of sedimentites. Moscow: Nauka, pp. 5–19. (In Russ.)
- Vincent S.J., Kaye M.N.D. (2018). Source rock evaluation of Middle Eocene-Early Miocene mudstones from the NE margin of the Black Sea. Geological Society, London, Special Publications, 464(1), pp. 329–363. <https://doi.org/10.1144/SP464.7>
- Vorob'eva E.V. (2014). Palaeotectonic reconstructions and oil and gas source rocks of the Ryazan-Saratov trough. Cand. geol. and min. sci. diss. Saratov. (In Russ.)
- Yandarbiev N.Sh., Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Naumchev Yu.V. (2017). Geology and geochemistry of the Khadum suite of the Ciscaucasia as a potential source of shale hydrocarbons. *Georesursy*, Special issue, p. 2, pp. 208–226. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

About the Authors

Rais S. Khisamov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor
Tatneft PJSC

75 Lenin st., 75, Almet'yevsk, 423400, Russian Federation

Natalia A. Skibitskaya – PhD (Geology and Mineralogy), Leading
Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy
of Sciences

3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Nikita I. Samokhvalov – Postgraduate Student, Senior Engineer,
Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences
3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Kazimir V. Kovalenko – DSc (Geology and Mineralogy),
Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National
Research University)

65, buil.1, Leninsky av., Moscow, 119991, Russian Federation

Oleg K. Navrotsky – DSc (Geology and Mineralogy), Leading
Researcher

NVNIIGG PJSC

70 Moskovskaya st., Saratov, 410012, Russian Federation

Manuscript received 1 July 2020;

Accepted 11 April 2021;

Published 30 November 2021

Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в геттанг-ааленских терригенных коллекторах Усть-Тымской мегавпадины (Томская область)

О.А. Локтионова^{1,2*}, Л.М. Калинина¹, И.В. Михайлов^{1, 2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

²Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, Новосибирск, Россия

На юго-востоке Западной Сибири наиболее изученными являются верхнеюрские отложения, к ним приурочено большинство месторождений нефти и газа. Однако вероятность открытия новых месторождений углеводородов в верхнеюрских горизонтах крайне мала, поэтому важное значение имеет открытие новых залежей углеводородов в менее изученных глубокозалегающих комплексах.

Статья посвящена разработке одного из критериев определения типа насыщения терригенных коллекторов геттанг-ааленских отложений юго-востока Западно-Сибирского осадочного бассейна на примере Усть-Тымской мегавпадины – крупной депрессии, расположенной в центральной части Томской области. Разрез нижней и средней юры представлен урманской, тогурской, салатской (изохронный аналог – пешковская) и тюменской свитами, характеризуется чередованием преимущественно песчаных (потенциальные коллекторы) и глинисто-углистых (флюидоупоры) толщ. В изучаемом интервале испытания проводились в единичных скважинах, поэтому выделение залежей и перспективных объектов является затруднительным. Определение типа насыщения коллекторов позволит существенно уточнить оценку перспектив нефтегазоносности.

В результате интерпретации данных бокового каротажного зондирования восстановлены геоэлектрические параметры зоны проникновения и неизменённой части пласта для отложений нижней юры и аалена. На базе интерпретации материалов геофизических исследований в скважинах с использованием численной инверсии получен критерий типа насыщения пластов-коллекторов ($Ю_{11-17}$) в геттанг-ааленском комплексе. Граничными значениями удельного электрического сопротивления ($УЭС$) для нефтенасыщенных коллекторов являются значения от 8 до 20 Ом·м, для водонасыщенных – до 5 Ом·м.

Ключевые слова: Усть-Тымская мегавпадина; геттанг-ааленские отложения; флюидонасыщение; удельное электрическое сопротивление; количественная интерпретация

Для цитирования: Локтионова О.А., Калинина Л.М., Михайлов И.В. (2021). Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в геттанг-ааленских терригенных коллекторах Усть-Тымской мегавпадины (Томская область). *Георесурсы*, 23(4), с. 73–79. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.9>

Введение

Для социально-экономического развития нефтегазодобывающих регионов юго-востока Западной Сибири необходимым является сохранение объемов добычи нефти и увеличение ресурсной базы. Большинство крупных и средних по запасам месторождений углеводородов открыты в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях. Результаты геологоразведочных работ и современное состояние геолого-геофизической изученности юго-востока Западной Сибири указывают на то, что высокая степень исследованности традиционных верхнеюрских отложений (горизонт $Ю_1$) не позволяет рассчитывать на открытие новых крупных и средних залежей углеводородов (УВ).

Актуальным направлением является открытие новых залежей УВ в слабоизученных, в частности глубокозалегающих, отложениях. На юго-востоке Западной Сибири, и в Томской области в частности, большие перспективы открытия новых месторождений углеводородов связывают с ниже-среднеюрскими отложениями.

Интерес геологов-нефтяников в последнее время направлен на поиски залежей УВ в пределах крупных депрессий. Депрессионные зоны, в отличие от граничащих с ними положительных структур, характеризуются неравномерной сетью сейсмических временных профилей методом общей глубинной точки (МОГТ) невысокой плотности и небольшим количеством пробуренных скважин. К таким областям относится Усть-Тымская мегавпадина, геттанг-ааленские отложения которой являются объектом настоящего исследования (рис. 1).

В пределах мегавпадины пробурено 16 скважин, вскрывающих ниже-среднеюрский комплекс пород, в котором нет месторождений УВ. При испытании на Толпаровской и Южно-Пыжинской площадях получены непромышленные притоки нефти: в скв. Толпаровская №1 – в нижней подсвите урманской свиты и в нижней подсвите тюменской свиты, а в скв. Южно-Пыжинская №1 – в нижней подсвите тюменской свиты.

Проведенные в скважинах промыслово-геофизические исследования были направлены преимущественно на изучение верхнеюрских, меловых и палеозойских отложений. Для интервала нижней и средней юры по материалам ГИС флюидонасыщение не определялось. Одним из методов определения типа насыщения является анализ

* Ответственный автор: Ольга Анатольевна Локтионова
e-mail: Loktionova_olga@ngs.ru

© 2021 Коллектив авторов

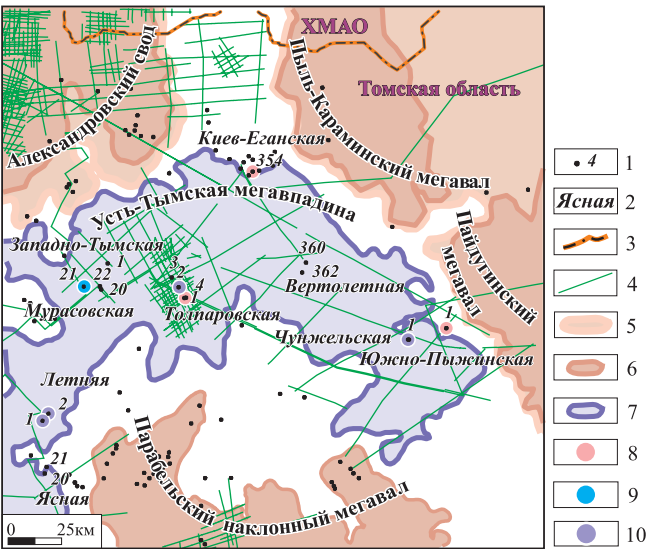


Рис. 1. Усть-Тымский юрский осадочный суббассейн. 1 – скважины; 2 – названия площадей; 3 – административные границы; 4 – сейсмические профили МОГТ; 5–7 – контуры структур по тектонической схеме кровли юрского структурного яруса (Конторович и др., 2001); 5 – положительные структуры 0 порядка, 6 – положительные структуры I порядка, 7 – отрицательная структура I порядка; 8–10 – результаты испытаний: 8 – нефть, 9 – вода, 10 – нет флюида.

данных бокового каротажного зондирования, в качестве критерия нефтенасыщенных интервалов для терригенных коллекторов нижне-среднеюрских отложений юго-востока Западной Сибири могут быть использованы значения истинного удельного электрического сопротивления (УЭС). Интерпретация данных электрокаротажных зондирований успешно применялась для терригенных верхнеюрских и меловых коллекторов (Эпов и др., 2013).

Для корректной оценки перспектив нефтегазоносности и детализации геологического строения геттанг-ааленского комплекса нет единого подхода. Необходимо применять комплексный подход и современные методы исследования с использованием материалов керна скважин, геофизических исследований в скважинах, сейсморазведки, петрофизических и геохимических данных, сейсмофациального

и структурно-тектонического анализов, а также бассейнового моделирования.

Целью исследования является разработка критерия определения типа насыщения терригенных коллекторов геттанг-ааленских отложений юго-востока Западной Сибири (на примере Усть-Тымского осадочного суббассейна) на основании количественной интерпретации данных бокового каротажного зондирования (БКЗ). Такой подход к оценке насыщения неиспытанных интервалов геттанг-ааленского разреза позволит увеличить достоверность выделения в них объектов, наиболее перспективных на залежи УВ.

Территория Усть-Тымской мегавпадины, согласно схеме структурно-фациального районирования нижней и средней (без келловей) юры Западной Сибири, относится к Обь-Тазовской и Обь-Иртышской структурно-фациальным областям (СФО). Для Обь-Тазовской СФО характерна переходная от морской до континентальной седиментационная обстановка, в Обь-Иртышской – континентальное осадконакопление (Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания..., 2004; Шурыгин и др., 2000).

В наиболее погруженной части Усть-Тымской мегавпадины выделяется полный разрез геттанг-ааленских отложений, представленный урманской, тогурской, салатской свитами и ее изохронным аналогом – пешковской, и нижней подсвитой тюменской свиты. Мощность комплекса достигает 440 м. Отложения формировались в условиях низменной аккумулятивной равнины и крупных озер, временами соединявшихся с морем. В геттанг-ааленских отложениях авторами выделяются три нефтегазоносных подкомплекса: геттанг-нижнетоарский, тоар-нижнеааленский и верхнеааленский (рис. 2).

Геттанг-нижнетоарский подкомплекс представлен урманской и тогурской свитами, датируемыми геттанг-плинсбахом и ранним тоаром, соответственно.

Урманская свита залегает в основании подкомплекса, в ее составе выделено 3 подсвиты, представленные в основном песчаниками, гравелитами, алевролитами и аргиллитами, с редкими прослоями углей и обугленных остатков (Шурыгин и др., 1995; Шурыгин и др., 2000;

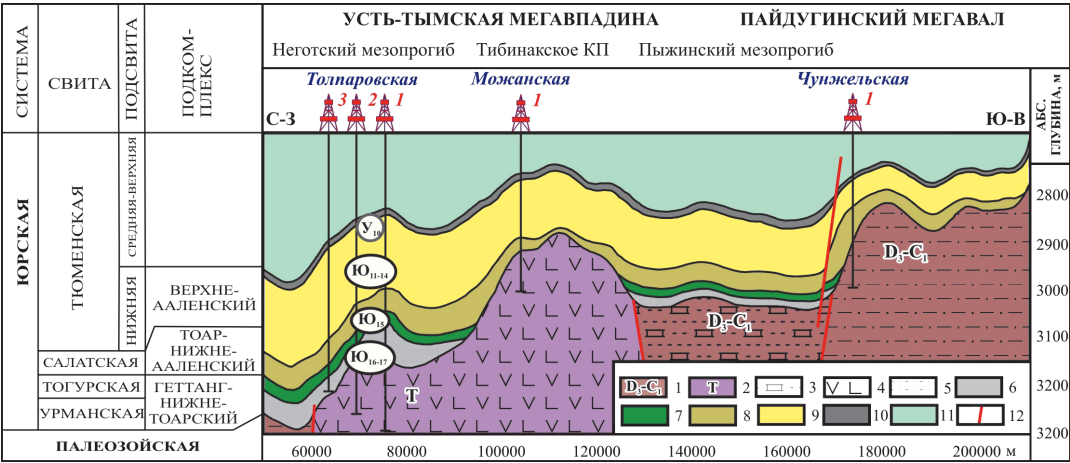


Рис. 2. Геологический разрез геттанг-ааленских отложений. 1 – девонская система (верхний отдел) – каменноугольная система (нижний отдел); 2 – триасовая система; 3 – глинистые сланцы с известняками; 4 – андезиты, андезито-базальты и их туфы, эффузивы основного состава; 5 – переслаивание пород разного состава (вулканогенно-осадочная толща); 6 – урманская свита; 7 – тогурская свита; 8 – салатская свита; 9 – нижняя подсвита тюменской свиты; 10 – угольный пласт U_{10} ; 11 – средняя и верхняя подсвиты тюменской свиты; 12 – разрывные нарушения.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания..., 2004). Мощность свиты изменяется от 8 до 92 м, песчаные пласты Ю₁₆ и Ю₁₇ являются потенциальными коллекторами.

Тогурская свита ограничивает подкомплекс в кровле, представлена черными тонкослоистыми аргиллитами, обогащенными органическим веществом, встречаются прослои алевролитов и мелких песчаников, мощность изменяется от 10 до 40 м. Впервые свита была выделена Ф.Г. Гурари в 1960 году в разрезе скв. Колпашевская-2 как тогурская пачка (Решение и труды Межведомственного совещания..., 1961). А.Э. Конторовичем, О.Ф. Стасовой и А.С. Фомичевым было установлено, что тогурские аргиллиты обладают достаточно высоким генерационным потенциалом и служат потенциальным источником УВ для залежей в базальных горизонтах осадочного чехла (Конторович и др., 1964).

Тоар-нижеааленский подкомплекс представлен салатской/пешковской свитами, датируемыми второй половиной раннего тоара-ранним ааленом. Свита сложена песчаниками и алевролитами, встречаются глинистые и углистые пропластки, мощность изменяется от 0 до 44 м. Коллектором является песчаный пласт Ю₁₅. В кровле подкомплекса выделяется углисто-глинистая пачка У₁₄/радомская пачка, которая служит флюидоупором.

Верхнеааленский подкомплекс представлен нижне-тюменской подсвитой тюменской свиты, датируемой верхним ааленом. Подсвита сложена песчаниками и алевролитами, содержит пропластки углей, мощность достигает 202 м. В качестве коллектора выступает группа гидродинамически связанных песчаных пластов Ю₁₁₋₁₄, которые чередуются в разрезе с углисто-глинистыми пачками У₁₁₋₁₃. В кровле подкомплекс ограничен мощной углисто-глинистой пачкой У₁₀, выполняющей роль флюидоупора.

Чередование в разрезе песчаных толщ (потенциальных коллекторов) и перекрывающих глинистых и углисто-глинистых толщ (флюидоупоров) позволяет рассматривать геттанг-ааленский комплекс как перспективный для поисков залежей нефти и газа. Песчаные пласты недостаточно испытаны, а в пласте Ю₁₅ испытаний не проводилось. Определение типа насыщения неиспытанных интервалов с использованием интерпретации данных электрического каротажа является актуальной задачей для слабоизученных глубокозалегающих нижне-среднеюрских отложений.

Методы исследования и методики изучения

В настоящем исследовании определение характера насыщения коллекторов выполнено по данным электрического каротажа на основе анализа радиального профиля УЭС в каждом выбранном пласте. Так, процессы вытеснения пластовой жидкости фильтратом бурового раствора и изменения минерализации в прискважинной зоне оказывают непосредственное влияние на характер радиального распределения УЭС. Последнее определялось численной инверсией в рамках одномерной цилиндрически-слоистой интерпретационной модели (Эпов, Никитенко, 1993; Эпов и др., 2010, 2013; Глинских и др., 2017). Подход одномерной инверсии позволяет быстро и эффективно выполнять численную интерпретацию

данных электрокаротажных зондирований и может использоваться для терригенных отложений со сравнительно невысоким электрическим контрастом и толщинами пластов, превышающими длины зондов (Глинских и др., 2013; Михайлов и др., 2017).

Анализ скважинных материалов осуществлялся с использованием системы комплексной интерпретации каротажных данных EMF Pro (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН) (Эпов и др., 2010). Из LAS-файлов в систему импортировались каротажные данные четырех градиент-зондов БКЗ: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N. Практические диаграммы БКЗ хорошего качества, что также отмечено в заключениях по скважинам. После загрузки данных БКЗ границы пластов расставлялись с использованием автоматического алгоритма и вручную, с уточнением по набору каротажных диаграмм (потенциал самополяризации, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, акустический каротаж и индукционный каротаж). На следующем этапе выполнялась попластовая численная инверсия данных БКЗ (рис. 3). Это правомерно применительно к изучаемым объектам, поскольку рассматриваемые разрезы относительно слабоконтрастны по электросопротивлению, а пласты в целом имеют достаточную толщину. Однако в случаях, когда толщина пласта была меньше зондовой системы или соизмерима с ней, сигналам более длинных зондов либо придавался меньший вес при проведении инверсии, либо они не принимались во внимание.

В результате решается задача по восстановлению УЭС и радиуса зоны проникновения, определяется УЭС неизменной части пласта на заданном интервале глубин. Нефтенасыщенные коллекторы идентифицируются по значительно более высоким значениям истинного сопротивления, чем в водонасыщенных. Отметим, что находящиеся в распоряжении авторов диаграммы индукционного каротажа не вовлекались в совместную инверсию данных скважинной электрометрии, поскольку имеются не для всех скважин и не всегда были записаны с небольшим временным промежутком относительно измерений БКЗ.

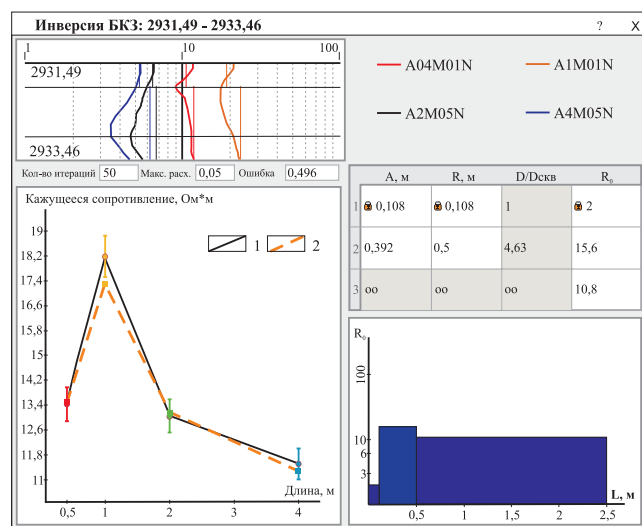


Рис. 3. Численная инверсия данных БКЗ на интервале 2931.49–2933.46 м в скв. Толпаровская №1. 1 – практическая кривая зондирования; 2 – рассчитанная кривая зондирования.

Результаты исследования

Для разработки критерия оценки типа насыщения пластов-коллекторов (Ю₁₁₋₁₇) в геттанг-ааленском комплексе была проведена интерпретация данных БКЗ методом одномерной численной инверсии в программном пакете EMF Pro для песчаных пластов скважин, в которых были проведены испытания в колонне, и расположенных в области наиболее вероятной миграции УВ из тогурской свиты (Локтионова и др., 2019) – скв. Толпаровская №1 и Мурасовская №21.

В скв. Толпаровская №1 при испытании получены притоки нефти в песчаных пластах Ю₁₆₋₁₇ и Ю₁₁₋₁₄, для испытанных интервалов построена геоэлектрическая модель терригенных нефтегазовых коллекторов. Проницаемые интервалы, по данным высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ), включают зону проникновения, а также окаймляющую

зону в нефтеводонасыщенных пластах с подвижной нефтью и водой (Антонов, Жмаев, 1979; Антонов и др., 2012). Выполнен анализ сигналов четырех зондов БКЗ (A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, A4.0M0.5N). В связи с неоднородностью интервала по вертикали, его большая часть была разбита на пропластки мощностью около 0.5 м, инверсия которых выполнялась попластово.

На рис. 4 приведены результаты численной инверсии в скв. Толпаровская №1, пробуренной на глинистом буровом растворе с УЭС 2.0 Ом·м, в интервале геттанг-ааленских отложений. В ходе инверсии практических данных БКЗ получена реалистичная геоэлектрическая модель терригенного разреза.

В песчаном пласте Ю₁₇ на глубине 3224–3240 м (относительные отметки) выделяется нефтенасыщенный коллектор, который перекрывается глинистыми отложениями среднеурманской подсвиты, среднее значение

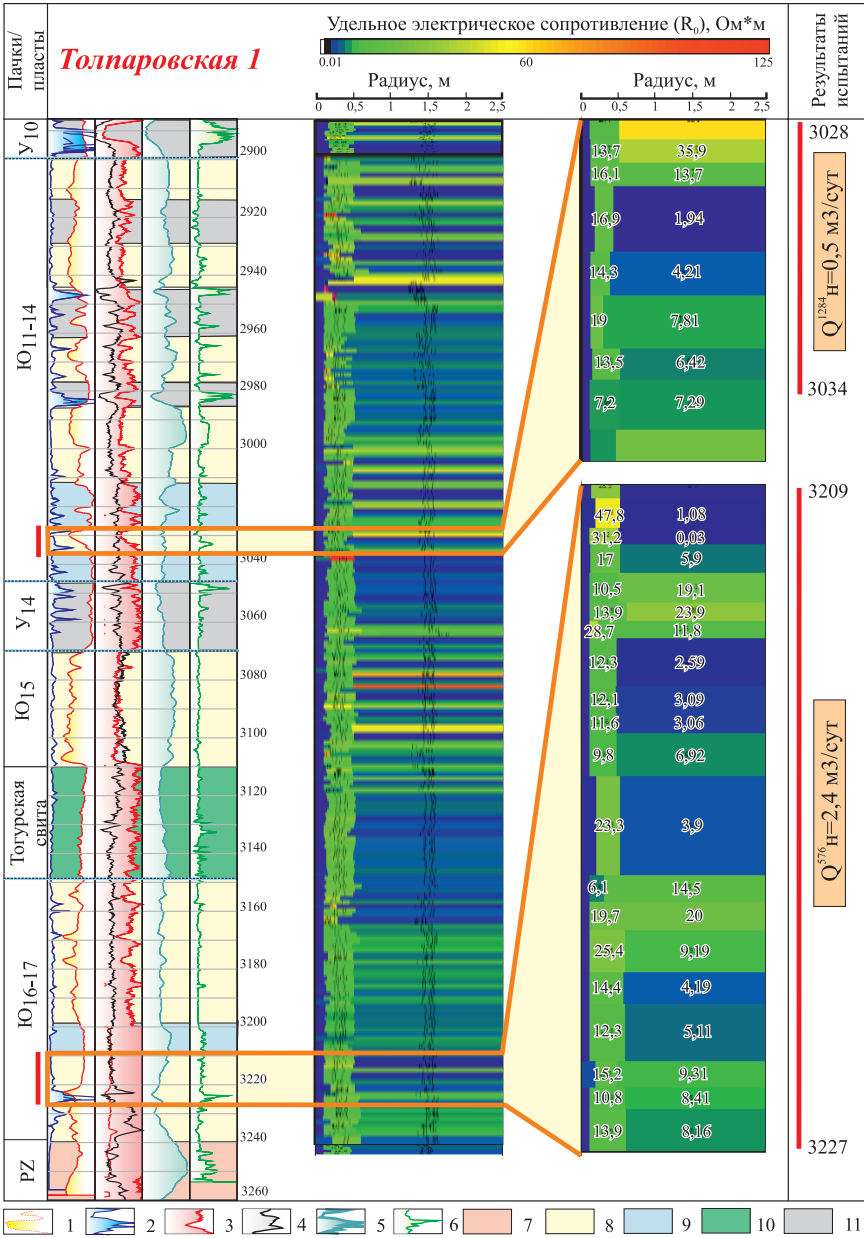


Рис. 4. Результат численной инверсии данных БКЗ в терригенном разрезе геттанг-ааленского комплекса. 1–6 – каротажные диаграммы: 1 – потенциала самополяризации (ПС: 0–100 у.е.), 2 – кажущегося УЭС (КС: 0–100*3 Ом·м), 3 – гамма-каротаж (ГК: 0–16 мкР/ч), 4 – нейтронный гамма-каротаж (НГК: 0–4 у.е.), 5 – индукционный каротаж (ИК: 0–300*2 мСм/м), 6 – акустический каротаж (АК: 150–500*2 мкс); 7 – палеозойские отложения, 8 – преимущественно песчаные пласты, 9 – глинисто-углистая толща, 10 – тогурская свита, 11 – углисто-глинистая пачка.

коэффициента пористости (K_p) пласта Ю₁₇ составляет 7 %. В верхней части коллектора (3200–3230 м) выделяются нефтенасыщенные пласты, ниже, на глубинах 3237–3240 м, определяются водонасыщенные участки коллектора. На глубине 3225 м выделяется высокоомный пласт, соответствующий угольным отложениям.

В песчаном пласте Ю₁₄ (3028–3034 м) выделяется нефтенасыщенный коллектор (3028–3032 м), который перекрывается заглинизованными отложениями, ниже находится участок коллектора, интерпретируемый как водоносный. Среднее значение K_p пласта Ю₁₄ составляет 12 %.

По результатам интерпретации представленных данных БКЗ в интервалах, из которых получены притоки нефти, за нефтенасыщенные принимаются песчаные пласты со значением УЭС от 8 до 20 Ом·м.

Для сравнения характеристик нефтенасыщенных коллекторов геттанг-ааленского комплекса и верхнеюрских коллекторов, по результату численной инверсии данных БКЗ построена геоэлектрическая модель для терригенного коллектора в горизонте Ю₁ в скв. Киев-Еганская №354 (рис. 5). Для верхнеюрского нефтенасыщенного коллектора граничными являются значения УЭС от 11 до 25 Ом·м. Среднее значение K_p горизонта Ю₁ составляет 13 %.

В качестве примера водонасыщенного коллектора рассматриваются интервалы песчаных пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ в скв. Мурасовская №21, из которых при испытании получены притоки воды (рис. 6). По результатам численной инверсии водонасыщенные терригенные коллекторы

геттанг-ааленского комплекса характеризуются значениями УЭС менее 5 Ом·м.

В результате проведенной количественной интерпретации данных БКЗ в испытанных интервалах песчаных пластов ниже-среднеюрских отложений установлено, что граничное значение УЭС нефтенасыщенных коллекторов составляет от 8 до 20 Ом·м, водонасыщенных до 5 Ом·м. Полученный критерий может быть использован для определения типа насыщения в неиспытанных интервалах, а также в скважинах, в которых при испытании не было получено флюида.

Закключение

Интерпретация материалов геофизических исследований в скважинах с применением численной инверсии данных БКЗ позволила разработать критерий определения типа насыщения в терригенных коллекторах ниже-среднеюрских отложений. Коллекторы с УЭС до 5 Ом·м относятся к водонасыщенным, а от 8 до 20 Ом·м – к нефтенасыщенным.

Критерий апробирован на территории Усть-Тымской мегавайдины при установлении характера насыщения геттанг-ааленских коллекторов. Данный подход позволил увеличить достоверность выделения в них интервалов и объектов, наиболее перспективных для поиска нефтяных месторождений, которые могут быть рекомендованы как первоочередные для поисково-разведочных работ.

Использование полученного критерия позволит определить тип насыщения в неиспытанных интервалах

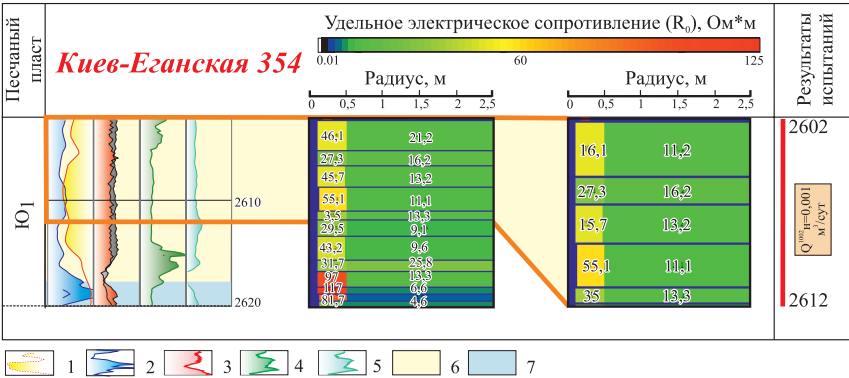


Рис. 5. Результаты интерпретации данных БКЗ в интервале верхнеюрского нефтенасыщенного терригенного коллектора. 1–5 – каротажные диаграммы: 1 – потенциала самополяризации (ПС: 0–100 у.е.), 2 – кажущегося УЭС (КС: 0–100*3 Ом·м), 3 – гамма-каротаж (ГК: 0–16 мкР/ч), 4 – акустический каротаж (АК: 150–500*2 мкс), 5 – индукционный каротаж (ИК: 0–300*2 мСм/м); 6 – преимущественно песчаные пласты, 7 – углисто-глинистая пачка.

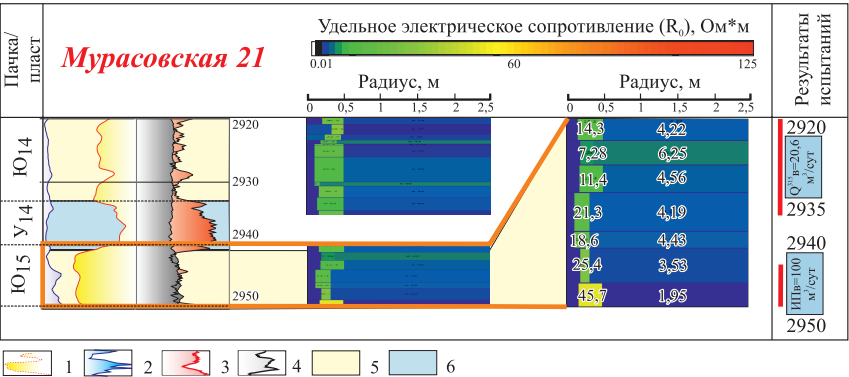


Рис. 6. Результаты интерпретации данных БКЗ в водонасыщенном терригенном коллекторе. 1–4 – каротажные диаграммы: 1 – потенциала самополяризации (ПС: 0–100 у.е.), 2 – кажущегося УЭС (КС: 0–100*3 Ом·м), 3 – гамма-каротаж (ГК: 0–16 мкР/ч), 4 – нейтронный гамма-каротаж (НГК: 0–4 у.е.); 5 – преимущественно песчаные пласты, 6 – глинисто-углистая толща.

и уточнить оценку перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений на юго-востоке Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант №19-45-700009.

Литература

- Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. (1979). ВИКИЗ. Новосибирск: Наука, 104 с.
- Антонов Ю.Н., Сметанина Л.В., Михайлов И.В. (2012). Окаймляющая зона как признак подвижной нефти в терригенных коллекторах. *Каротажник*, 6, с. 16–40.
- Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И. (2013). Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах. *Геология и геофизика*, 54(11), с. 1803–1813. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.10.006>
- Глинских В.Н., Каюров Н.К., Михайлов И.В., Нечаев О.В. (2017). Интерпретация данных электрических зондирований в карбонатных коллекторах доюрского фундамента юго-востока Западно-Сибирской плиты на основе двумерной численной инверсии (Арчинское месторождение). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 5, с. 24–30.
- Конторович А.Э., Стасова О.Ф., Фомичев А.С. (1964). Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Геология нефтегазоносных районов Сибири: Сб. тр.* Ред. Микуцкий С.П., Острый Г.Б. Новосибирск, 32, с. 27–39.
- Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. (2001). Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. *Геология и геофизика*, 42(11–12), с. 1832–1845.
- Локтионова О.А., Бурштейн Л.М., Калинина Л.М., Конторович В.А., Сафронов П.И. (2019). Историко-геологическое моделирование процессов генерации углеводородов в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегапонины. *Геология и геофизика*, 60(7), с. 1014–1027. DOI: 10.15372/GiG2019080
- Михайлов И.В., Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Сурудина И.В. (2017). Совместная численная инверсия данных индукционных и гальванических каротажных зондирований в моделях геологических сред с осевой симметрией. *Геология и геофизика*, 58(6), с. 935–947. DOI: 10.15372/GiG20170609
- Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Под ред. Гурари Ф.Г. (2004). Новосибирск: СНИИГГиМС, 114 с.
- Решение и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических

схем Западно-Сибирской низменности. (1961). Л., 465 с.

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. (2000). Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 476 с.

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Ильина В.И., Москвин В.И. (1995). Проблемы стратиграфии нижней и средней юры юго-востока Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 11, с. 34–51.

Эпов М.И., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Павлова М.А. (2013). Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в неокосских пластах-коллекторах Широкого Приобья. *Геология нефти и газа*, 3, с. 21–28.

Эпов М.И., Каюров Н.К., Ельцов И.Н., Сухорукова К.В., Петров А.Н., Власов А.А., Соболев А.Ю. (2010). Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro. *Бурение и нефть*, 2, с. 16–19.

Эпов М.И., Никитенко М.Н. (1993). Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований. *Геология и геофизика*, 34(2), с. 124–130.

Сведения об авторах

Ольга Анатольевна Локтионова – научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; ассистент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Людмила Михайловна Калинина – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Игорь Владиславович Михайлов – кандидат тех. наук, старший научный сотрудник лаборатории многомасштабной геофизики, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; старший преподаватель, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 27.10.2020;

Принята к публикации 21.04.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Interpretation of electrical logging data from the Hettangian-Aalenian terrigenous reservoirs in the Southeast of Western Siberia

O.A. Loktionova^{1,2*}, L.M. Kalinina¹, I.V. Mikhaylov^{1,2}

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

²Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Olga A. Loktionova, e-mail: Loktionova_olga@ngs.ru

Abstract. In the southeast of Western Siberia, the most studied are the Upper Jurassic deposits, most of the oil and gas fields being confined to them. However, the probability of discovering new hydrocarbon deposits in the Upper Jurassic horizons is extremely small. Therefore, of great importance is finding new hydrocarbon deposits in less studied deep-lying complexes.

The article considers the development of a criterion for determining the saturation type of the terrigenous reservoirs in the Hettangian-Aalenian deposits in the southeast of the West Siberian sedimentary basin. We use the example of the Ust-Tym megadepression, a large depression located in the central part of the Tomsk region. The Lower and Middle Jurassic sections are represented by the Urman and Togur formations,

Salat formation (Peshkov formation is its isochronous analogue) and Tyumen formation, and characterized by the alternation of predominantly sandy (potential reservoirs) and argillaceous-carbonaceous (seals) sequences. In the studied interval, tests were carried out in just a few wells, for which reason the identification of deposits and promising objects is complicated. Determining the type of reservoir saturation will significantly improve the assessment of oil and gas potential.

As a result of interpreting lateral logging sounding data, the geoelectric parameters of the invasion zone and undisturbed formation were reconstructed for the Lower Jurassic and Aalenian deposits. Based on the well logging data interpretation by means of numerical inversion, we obtained the criterion for the saturation type of the reservoirs (Ju_{11-17}) in the Hettangian-Aalenian complex. The boundary resistivity values for the oil-saturated reservoirs vary from 8 to 20 ohm·m, while for the water-saturated ones they do not exceed 5 ohm·m.

Keywords: Ust-Tym megadepression, Hettang-Aalenian deposits, fluid saturation, electrical resistivity, quantitative interpretation

Acknowledgements

The work was supported by RFBR grant 19-45-700009.

Recommended citation: Loktionova O.A., Kalinina L.M., Mikhaylov I.V. (2021). Interpretation of electrical logging data from the Hettangian-Aalenian terrigenous reservoirs in the Southeast of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 73–79. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.9>

References

- Antonov Yu.N., Zhmaev S.S. (1979). VIKIZ. Novosibirsk: Nauka, pp. 104. (In Russ.)
- Antonov Yu.N., Smetanina L.V., Mikhaylov I.V. (2012). Low-resistivity annulus zone as an indication of mobile oil in clastic reservoirs. *Karotazhnik*, 6, pp. 16–40. (In Russ.)
- Decision and proceedings of the Interdepartmental meeting on the refinement and clarification of the unified and correlation stratigraphic schemes of the West Siberian Lowland (1961). Leningrad, 465 p. (In Russ.)
- Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the consideration and adoption of refined stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia (2004). Ed. Gurari F.G. Novosibirsk: SSRIGGaMR, 114 p. (In Russ.)
- Epov M.I., Glinskikh V.N., Sukhorukova K.V., Pavlova M.A. (2013). Interpretation of electric logging data in the Neocomian reservoirs of the Shirotny Priob'e. *Geologiya nefri i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 21–28. (In Russ.)
- Epov M.I., Kayurov K.N., Eltsov I.N., Sukhorukova K.V., Petrov A.N., Sobolev A.Yu., Vlasov A.A. (2010). New hardware complex for SKL geophysical logging and EMF Pro interpretation software. *Burenie i nefi*, 2, pp. 16–19. (In Russ.)
- Epov M.I., Nikitenko M.N. (1993). System of one-dimensional interpretation of high-frequency induction logging data. *Geologiya i geofizika*, 34(2), pp. 124–130. (In Russ.)
- Glinskikh V.N., Kayurov N.K., Mikhaylov I.V., Nechaev O.V. (2017). Interpretation of electrical sounding data in carbonate reservoirs of the

pre-Jurassic basement in the southeast of the West Siberian plate on the basis of two-dimensional numerical inversion (Archinskoe field). *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 5, pp. 24–30. (In Russ.)

Glinskikh V.N., Nikitenko M.N., Epov M.I. (2013). Numerical modeling and inversion of electromagnetic logs in the wells drilled with biopolymer and oil-based mud. *Russian Geology and Geophysics*, 54(11), pp. 1409–1416. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.10.006>

Kontorovich A.E., Stasova O.F., Fomichev A.S. (1964). Oil basal horizons of the sedimentary cover of the West Siberian Plate. *Geology of Oil and Gas Regions of Siberia: Coll. papers*, 32, pp. 27–39. (In Russ.)

Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. (2001). Tectonic structure and history of development of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika*, 42(11–12), pp. 1832–1845. (In Russ.)

Loktionova O.A., Burshtein L.M., Kalinina L.M., Kontorovich V.A., Safronov P.I. (2019). Historical and Geological Modeling of the Processes of Hydrocarbon Generation in the Hettangian-Aalenian Deposits of the Ust'-Tym Megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 60, (7), pp. 801–812. <https://doi.org/10.15372/RGG2019080>

Mikhaylov I.V., Glinskikh V.N., Nikitenko M.N., Surodina I.V. (2017). Joint inversion of induction and galvanic logging data in axisymmetric geological models. *Russian Geology and Geophysics*, 58(6), pp. 752–762. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.032>

Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Ilyina V.I., Moskvina V.I. (1995). Problems of stratigraphy of the Lower and Middle Jurassic of the southeast of Western Siberia. *Geologiya i geofizika*, 11, pp. 34–51. (In Russ.)

Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P., Il'ina V.I., Meledina S.V., Gaideburova E.A., Dzyuba O.S., Kazakov A.M., Mogucheva N.K. (2000). Stratigraphy of Siberian Oil and Gas Basins. Jurassic System. Novosibirsk: Geo, 476 p. (In Russ.)

About the Authors

Olga A. Loktionova – Researcher, Laboratory of Seismogeological Modeling of Natural Oil and Gas Systems, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Assistant, Novosibirsk National Research State University
3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Lyudmila M. Kalinina – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Seismogeological Modeling of Natural Oil and Gas Systems, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Igor V. Mikhaylov – PhD (Engineering); Senior Researcher, Laboratory of Multiscale Geophysics, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Senior Lecturer, Novosibirsk National Research State University
3 Ac. Koptyug av., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 27 October 2020;

Accepted 21 April 2021;

Published 30 November 2021

К вопросу о дифференциации расплава в промежуточной камере (на примере дифференцированных интрузивов западного склона Южного Урала)

С.Г. Ковалев*, С.С. Ковалев
Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия

В статье приводятся материалы по анализу химического состава силикатов и алюмосиликатов, составляющих дифференцированное тело мисаелгинского комплекса, которые позволили расчетными методами восстановить термобарические параметры кристаллизации расплава в промежуточной камере.

Установлено наличие высокотемпературных (1472 °С) интрателлурических кристаллов оливина, характеризующих процесс магмогенерации в мантии и оливина, кристаллизующегося в условиях промежуточной камеры (1050–1183 °С). Рассчитанная температура кристаллизации пироксенов свидетельствует о том, что они кристаллизовались совместно с оливином основной массы пород, а установленные вариации Р–Т параметров ($T = 950\text{--}1045^\circ\text{C}$, $P = 4.0\text{--}7.4$ кбар) для плагиоклаза и амфибола завершают количественную характеристику высокотемпературных процессов кристаллизации расплава.

Показано, что рассчитанные Р–Т параметры кристаллизации расплава, сформировавшего интрузивный массив, позволяют отнести его ультраосновной горизонт к пикритовым комплексам второго типа, выделенным нами ранее.

Моделирование процесса кристаллизации осуществленное с использованием двух моделей – по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка и программному продукту КОМАГМАТ, позволили установить, что наиболее вероятным механизмом формирования дифференцированного тела мисаелгинского комплекса являлась направленная кристаллизация с гравитационным осаждением оливина на начальных стадиях процесса становления массива.

Ключевые слова: Южный Урал, дифференцированное тело, оливин, клинопироксен, ортопироксен, моделирование, температура кристаллизации, дифференциация расплава, ликвидусные фазы

Для цитирования: Ковалев С.Г., Ковалев С.С. (2021). К вопросу о дифференциации расплава в промежуточной камере (на примере дифференцированных интрузивов западного склона Южного Урала). *Георесурсы*, 23(4), с. 80–95. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.10>

Введение

Процессы дифференциации вещества при формировании магматических пород основного-ультраосновного состава изучаются уже около 100 лет, со времени новаторской работы Боуэна (Bowen, 1928) и классических исследований Л.П. Уэйджера и Г. Брауна (Уэйджер, Браун, 1970). Количественное физико-химическое изучение магматических процессов началось с экспериментальных исследований бинарных и тройных силикатных систем с ограниченным набором компонентов. Интерпретация равновесий с участием природных расплавов проводилась главным образом посредством проекций составов магм на диаграммы состояния упрощенных систем. Усовершенствованная в последние годы лабораторно-экспериментальная и аналитическая база позволила существенно изменить эти взгляды, что выразилось в «лавинообразном» количестве публикаций, посвященных экспериментам по плавлению и кристаллизации горных пород при различных Р–Т условиях и с различным количеством компонентов.

Во второй половине XX века и начале XXI века разработаны многочисленные модели, рассчитывающие

температуры кристаллизации силикатных минералов, порядок их выделения и поведение остаточного расплава (Roedder, Emslie, 1970; Nathan, Vankirk, 1978; Nielsen, 1985, 1988; Арискин и др., 1986, 1993; Френкель и др., 1988; Beattie, 1993; Арискин, Бармина, 2000 и многие другие). Дальнейшее развитие моделей было направлено на изучение поведения микроэлементов и изотопных отношений в магматических системах при частичном плавлении, фракционной кристаллизации, смешивании магматических расплавов, контаминации корового материала в сочетании с фракционной кристаллизацией (DePaolo 1981; Powell 1984; Aitchison, Forrest 1994; Bohrsen, Spera 2001, 2002; Spera, Bohrsen 2001, 2002, 2004; Бычков, Коптев-Дворников, 2005).

Несмотря на большое количество публикаций, посвященных проблеме дифференциации вещества при формировании магматических пород (Namur et al., 2010; Humphreys, 2011; Toramaru, Matsumoto, 2012; Leuthold et al., 2014; Gillis et al., 2014; Layered Intrusions, 2015; Ерофеева и др., 2019 и многие другие), значительную проблему, с нашей точки зрения, представляет ограниченное количество реальных геологических объектов, которые используются (либо могут быть использованы) для верификации разработанных программных продуктов. Целью данной работы является попытка на обширном авторском материале рассмотреть механизм дифференциации

* Ответственный автор: Сергей Григорьевич Ковалев
e-mail: kovalev@ufaras.ru

© 2021 Коллектив авторов

расплава в промежуточной камере на примере дифференцированных тел мисаелгинского комплекса, расположенных на западном склоне Южного Урала.

Методы исследований

Разрез интрузивных тел был изучен по керну скважины. Минералы изучались на растровом электронном микроскопе РЭММА-202М с рентгеновским энерго-дисперсионным спектрометром LZ-5 (SiLi детектор, разрешение 140 eV) и детекторами вторичных (SE) и отраженных (COOMPO) электронов в Институте минералогии УрО РАН (г. Миасс, аналитик В.А. Котляров). При проведении количественного анализа в точке применялось ускоряющее напряжение 20–30 kV при токах зонда от 4 до 6 nA. При анализе состава минералов использовались стандарты чистых металлов (Micro-Analysis Consultants LT, LTD, X-RAY Microprobe standards, Registered Standard Number 1362) или стандарты синтетических (или природных) минералов (Astimex Scientific Limited, MINM 25-53, Mineral Mount Serial N0:01-044).

Результаты исследований

Мисаелгинский комплекс представлен двумя дифференцированными феррогаббро-долерит-пикритовыми телами, выявленными в юго-западной части Тараташского метаморфического комплекса, расположенного в Западно-Уральской мегазоне (Алексеев, 1984; Ковалев, 1996). На сегодняшний день возраст этих тел базируется на определениях K-Ar методом – 780 млн лет (Ленных, Петров, 1978) и Rb-Sr – 726 ± 13 млн лет (Ковалев, 1996).

Интрузивные массивы образуют пологопадающие на запад тела мощностью 45 и более 216 м (рис. 1). В их сложении участвуют: оливиновые долериты, порфиroidные пикродолериты (обе разновидности в подчиненных количествах в эндоконтактных зонах), среднезернистые пикриты и пикродолериты, габбро-долериты и феррогаббро-долериты.

При проведении детального петрографического изучения в крупном интрузиве выделены следующие горизонты (снизу вверх): нижняя эндоконтактная зона мощностью ~1.0–1.5 м, пикритовый горизонт – ~110–112 м, габбровый горизонт – 100–110 м.

Нижняя эндоконтактная зона сложена оливиновыми долеритами и порфиroidными пикродолеритами. По внешнему облику это темные (до черных), темно-зеленые породы со среднезернистой порфиroidной структурой и массивной текстурой. Минеральный состав включает: оливин, ортопироксен, клинопироксен, плагиоклаз, бурую роговую обманку, биотит, магнетит, титаномагнетит, ильменит, сульфиды, апатит, титанит.

Пикритовый горизонт представлен темно-серыми массивными, среднезернистыми пикритами, микроструктурные особенности и минеральный состав которых изменяются (постепенно) в зависимости от местоположения в разрезе. Для нижней части характерны пойкилитовые структуры, в которых часто присутствуют скопления оливина, образующие гломеропорфировые выделения (рис. 2).

Далее вверх по разрезу структуры переходят в гипидиоморфнозернистые с элементами порфиroidных. В качестве порфиroidных вкрапленников выступают

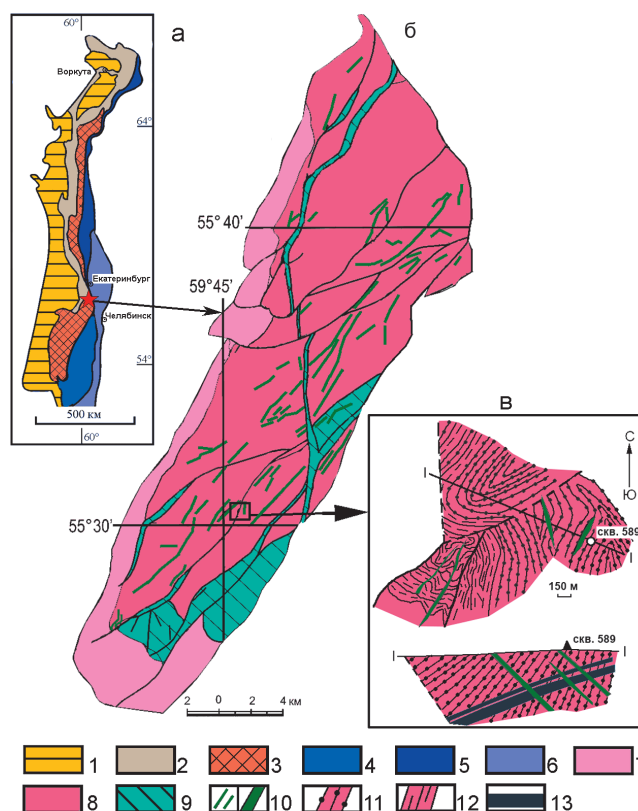


Рис. 1. Структурная схема Урала (а), геологическая схема тараташского комплекса (б) и участка «Магнитный» с телами пород мисаелгинского комплекса (в). Мегазоны Урала: 1 – Предуральская; 2 – Западно-Уральская, 3 – Центрально-Уральская, 4 – Тагильская, 5 – Магнитогорская, 6 – Восточно-Уральская; 7 – отложения айской свиты (RF₁); 8 – архей-протерозойские отложения нерасчлененные; 9 – тектонические зоны с бластомилонитами; 10 – разновозрастные дайки базитов; 11 – мигматиты; 12 – гранат-биотитовые гнейсы; 13 – расслоенные тела мисаелгинского комплекса

кристаллы ортопироксена. Изменение минерального состава снизу вверх по разрезу заключаются в закономерном уменьшении количества оливина и ортопироксена. В сложении пород участвуют оливин (10–20 %), ортопироксен (10–20 %), клинопироксен (30–40 %), плагиоклаз (10–20 %), биотит (2–3 %), магнетит (2–3 %), ильменит (пикроильменит) (1–2 %), хромшпинелид (хроммагнетит) (1–2 %), халькопирит (0–2 %), пирротин (0–2 %), пентландит (0–2 %). Ассоциация вторичных минералов состоит из актинолита, серпентина, талька, хлорита, серицита, карбоната, а также тонкодисперсного магнетита.

Габбровый горизонт сложен двупироксеновыми габбро, феррогаббро-долеритами, их более лейкократовыми разновидностями (рис. 2) до жильных плагиогранитов. Структуры пород меняются от порфиroidных до офиитовых, гипидиоморфнозернистых – габбровых (в прожилковых плагиогранитах – гипидиоморфнозернистые, гранитовые). Минеральный состав включает клинопироксен (40–45 %), ортопироксен (0–5 %), плагиоклаз (40–45 %), амфибол (10–15 %), биотит (3–5 %), магнетит (3–5 %), титаномагнетит (5–10 %), сульфиды (1–3 %) (при преобладании пирита). Ассоциация вторичных минералов представлена амфиболом (зеленая роговая обманка, актинолит), альбитом, серицитом, эпидотом, хлоритом, тальком, титанитом, магнетитом и лейкоксеном.

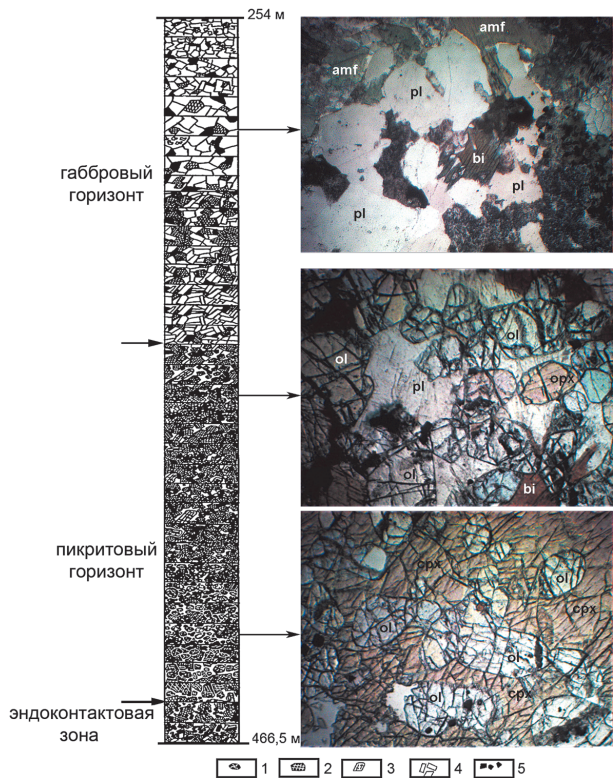


Рис. 2. Петрографический разрез и микрофотографии пород мисаелгинского комплекса: ol – оливин; орх – ортопироксен; срх – клинопироксен; pl – плагиоклаз; amf – амфибол; bi – биотит. 1 – оливин; 2 – клинопироксен; 3 – ортопироксен; 4 – плагиоклаз; 5 – рудные минералы

В верхних частях тела присутствует прожилок плагиогранитного состава мощностью 5–8 см, сложенный плагиоклазом № 4–46 (от альбита до андезина) в количестве до 40–60 %, серицитом, магнетитом, апатитом и кварцем, который является наиболее кислым дериватом магмы, сформировавшей интрузив.

Оливин представлен кристаллами двух генераций. К первой (ранней) относятся выделения размером 0.8–1.3 мм, имеющие зональное строение, центральные части которых соответствуют 88 Fo (форстеритовый минал), а краевые – 73 Fo. В основной массе пород минерал представлен идиоморфными кристаллами размером 0.3–1.0 мм. Содержание его колеблется от единичных кристаллов в нижней зоне до 10–20 % в центральных частях пикритового горизонта. Часто оливин второй генерации образует гломеропорфировые скопления и сростки, наблюдается обрастание его кристаллов орто- и клинопироксеном, а также пойкилитовые включения в последнем. В составе минерала присутствует постоянная примесь MnO (от 0.1 до 0.57 мас. %) и NiO (от 0.09 до 0.62 мас. %) (табл. 1).

Кроме того, наблюдается скрытая расслоенность, заключающаяся в уменьшении форстеритового минала при движении снизу вверх по разрезу тела. Расчеты температуры кристаллизации, выполненные по оливин-клинопироксеновому геотермометру (Loucks, 1996), показали, что $T_{\text{кристал.}}$ оливина из основной массы пород варьируют в пределах от 1050 °C до 1183 °C, в то время как в центральных частях относительно крупных порфировидных выделений она составляет 1472 °C (табл. 1).

На рисунке 3 показаны зависимости содержаний FeO, SiO₂, NiO и MnO от количества форстеритового минала в оливинах из пикритовых и пикродолеритовых комплексов также залегающих в виде силлов, пластовых интрузивов и даек западного склона Южного Урала, материалы по которым заимствованы из опубликованных работ (Ковалев, 2011; Сазонова и др., 2011; Носова и др., 2012; Ковалев и др., 2018). Анализ полученного материала позволяет сделать следующие выводы:

– на диаграммах Fo–FeO и Fo–SiO₂ максимальный разброс содержаний этих компонентов характеризует химический состав оливинов в пикритах западного склона

№ п/п	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	MnO	MgO	NiO	Сумма	Fo	T, °C
1	37.52	н.п.о.	27.8	0.47	33.71	н.п.о.	99.5	68.3	1050.1
2	37.41	0.11	28.48	0.49	33.02	0.09	99.6	67.4	1069.9
3	37.42	0.07	27.28	0.42	33.93	0.43	99.55	68.9	1072.4
4	37.35	н.п.о.	27.69	0.57	34.03	н.п.о.	99.64	68.6	1115.9
5	37.92	н.п.о.	27.04	н.п.о.	34.63	н.п.о.	99.59	69.5	1134.7
6	36.89	н.п.о.	27.89	0.54	34.1	0.24	99.66	68.5	1138.5
7	38.59	0.05	22.77	0.2	37.79	0.47	99.87	74.7	1167.8
8	38.52	0.13	23.33	0.1	37.6	0.3	99.98	74.1	1183.9
9	38.78	н.п.о.	22.53	0.19	37.88	0.25	99.63	74.9	–
10	38.25	н.п.о.	22.51	0.37	38.14	0.23	99.59	75.1	–
11	38.33	0.08	21.85	0.45	38.47	0.46	99.64	75.8	–
12	38.49	0.01	21.57	0.27	38.65	0.62	99.61	76.1	–
13	38.05	0.05	23.0	0.32	37.51	0.51	99.44	74.3	–
14	38.36	0.09	23.26	0.43	36.87	0.37	99.38	73.8	–
15	37.95	0.06	23.78	0.48	36.96	0.46	99.69	73.4	–
16	37.79	0.1	23.73	0.43	37.09	0.31	99.45	73.5	–
17	38.48	н.п.о.	21.72	0.36	38.26	0.35	99.17	75.8	–
18	38.43	н.п.о.	23.32	0.17	37.42	0.22	99.56	74.1	–
19	38.01	н.п.о.	23.65	0.36	37.1	0.43	99.55	73.6	–
20	37.77	н.п.о.	24.5	0.19	36.65	0.25	99.36	72.7	–
21	38.6	н.п.о.	22.08	0.18	38.25	0.22	99.33	75.5	–
22	37.92	н.п.о.	25.59	0.46	35.54	0.3	99.81	71.2	–
23	37.42	0.1	27.15	0.46	34.18	0.3	99.61	69.1	–
24	37.26	н.п.о.	25.84	0.43	35.66	0.36	99.55	71.1	–
25	40.35	н.п.о.	11.7	0	46.89	0.46	99.4	87.7	1472.3

Табл. 1. Химические составы оливина из пород мисаелгинского комплекса (мас. %). № 1–24 оливин основной массы, № 25 – вкрапленник. В № 9 установлено 0.09 мас. % Cr₂O₃. Здесь и далее н.п.о. – ниже предела обнаружения.

Южного Урала, при этом оливины мисаелгинского комплекса занимают вполне определенный интервал этой последовательности (67.4–76.1 Fo), характеризуя расплав, из которого они образовались, и его сходство/отличие от аналогов. Кроме того, важно отметить, что точка, соответствующая центру кристаллов (87.7 Fo) оторвана от последовательности, что может служить доказательством интрателлурической природы этих образований;

– как было установлено L.H. Fuchs с соавторами, модальное содержание NiO в оливинах мантийных пород равно 0.4 мас. % (Fuchs et al., 1973). Из диаграммы Fo–NiO (рис. 3) видно, что большая часть фигуративных точек составов оливинов лысогогорского и ишлинского комплексов, а также точка, характеризующая центр кристаллов оливина из мисаелгинского комплекса, группируются вокруг значения 0.4 мас. % NiO, в то время как для оливина основной массы пород мисаелгинского комплекса разброс значений составляет от ниже предела обнаружения метода до 0.62 мас. %. В работе (Campbell, Roeder, 1968) установлено влияние фугитивности кислорода на вхождение никеля в состав оливина. Параллельно с окислением железа в оливине и выносом из него Fe^{3+} минерал обогащается никелем. Кроме того, снижение содержания NiO и фаялитовой молекулы в оливине может быть связано с увеличением фугитивности серы, приводящим к выносу Ni и образованию пентландита. Таким образом, все вариации содержаний NiO в «мисаелгинских» оливинах могли быть обусловлены процессом внутрикамерной дифференциации при меняющихся физико-химических параметрах расплава;

– количество MnO в оливинах из пикритов всех комплексов подвержено значительным колебаниям; наименее марганцевистыми являются оливины из пород ишлинского комплекса, а максимальные содержания и разброс значений (ниже пределов обнаружения – 0.27 мас. %) характерны для оливинов из пород мисаелгинского комплекса (рис. 3). По данным М. Миямото с соавторами (Miyamoto et al., 1993) содержание марганца и железа в оливине связано

с окислительно-восстановительными условиями минералообразования, а положительная корреляция между Mn и Fe характеризует температурные условия образования оливина. В нашем случае наблюдается прямая корреляционная зависимость между этими компонентами, которая, точно также как и содержание никеля, свидетельствует о зависимости вариаций примесных элементов в оливине от процесса внутрикамерной дифференциации расплава.

В нашем случае наблюдается прямая корреляционная зависимость между этими компонентами, которая, точно также как и содержание никеля, свидетельствует о зависимости вариаций примесных элементов в оливине от процесса внутрикамерной дифференциации расплава (De Hoog et al., 2010).

Кристаллы *клинопироксена* в целом обуславливают порфировидный облик пород пикритового горизонта. Его количество, также, как и размеры отдельных кристаллов, увеличиваются снизу вверх по разрезу (содержание – от 25 до 30–40 %, размеры – от 0.6 до 1.2 мм). Форма выделений варьирует от ксеноморфной до идиоморфной. Очень часто его кристаллы образуют гломерокристаллические и гломеропорфировые сростки. В габбровом горизонте клинопироксен представлен призматическими идиоморфными и субидиоморфными до ксеноморфных кристаллами, формируя совместно с плагноклазом габбровую и долеритовую структуры пород. Химический состав клинопироксена приведен в таблице 2.

На классификационной диаграмме (рис. 4) все составы клинопироксенов группируются в поле авгита на границе с его магниевой разновидностью.

В породах встречаются зональные кристаллы, в которых центральные части обеднены по сравнению с краевыми – SiO_2 , TiO_2 , MgO , CaO , Na_2O и обогащены FeO и Al_2O_3 . Несмотря на относительно локальное поле, которое образуют точки составов клинопироксенов на диаграмме Mg–Ca–Fe (рис. 4), между химическими составами минералов из пикритового и габбрового горизонтов существуют заметные различия (скрытая расслоенность).

В частности, в первых содержится больше $\text{TiO}_{2\text{ср.}}$ (0.62 и 0.16 мас. %, соответственно), $\text{Al}_{2\text{O}_{3\text{ср.}}}$ (2.47 и 1.41 мас. %), $\text{MgO}_{\text{ср.}}$ (15.25 и 13.27 мас. %), $\text{Na}_2\text{O}_{\text{ср.}}$ (0.47 и 0.38 мас. %) и меньше $\text{FeO}_{\text{ср.}}$ (7.24 и 9.63 мас. %), $\text{CaO}_{\text{ср.}}$ (20.29 и 21.51 мас. %) и $\text{MnO}_{\text{ср.}}$ (0.03 и 0.11 мас. %). Кроме того, в составе клинопироксенов из пикритового горизонта установлена постоянная примесь Cr_2O_3 (от 0.11 до 0.69 мас. %), отсутствующая в аналогах из габбрового горизонта (табл. 2).

Результаты сравнительного анализа клинопироксенов из характеризующих пород с аналогами из пикритовых и пикродолеритовых комплексов западного склона Южного Урала (рис. 5) можно свести к следующему:

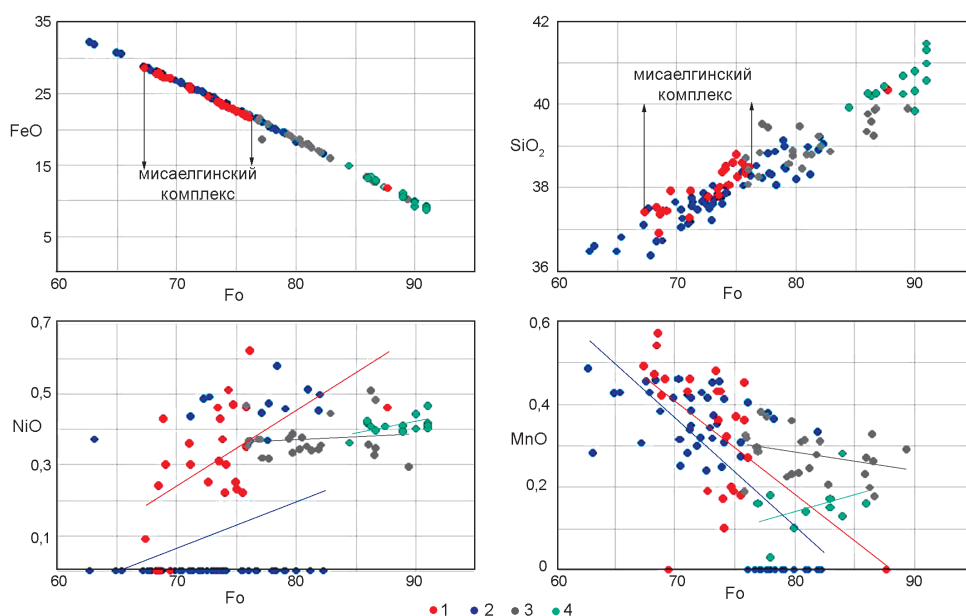


Рис. 3. Бинарные диаграммы для оливинов из пикритовых и пикродолеритовых комплексов западного склона Южного Урала. 1 – мисаелгинский комплекс; 2 – пикриты скв. №7; 3 – лысогогорский комплекс; 4 – ишлинский комплекс. 3 по (Носова и др., 2012). Цветные линии – тренды.

№ п/п	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Cr ₂ O ₃	FeO	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	Сумма
1	52.56	0.51	2.41	н.п.о.	8.46	0.1	14.15	20.81	0.51	99.51
2	52.67	0.5	2.67	н.п.о.	9.58	0.11	14.43	19.68	0.18	99.82
3	52.62	0.36	2.17	н.п.о.	8.63	0.08	14.29	20.83	0.48	99.46
4	53.96	н.п.о.	0.62	н.п.о.	8.89	0.15	13.61	21.71	0.41	99.35
5	53.35	0.24	1.73	н.п.о.	8.74	0.15	14.2	20.55	0.54	99.5
6	50.9	н.п.о.	4.07	н.п.о.	13.29	н.п.о.	14.49	16.82	0.26	99.83
7	53.47	0.41	1.97	н.п.о.	8.71	н.п.о.	14.88	19.6	0.55	99.59
8	54.0	0.1	0.81	н.п.о.	8.35	н.п.о.	14.12	21.33	0.55	99.26
9	54.14	0.13	1.24	н.п.о.	8.83	0.07	14.13	20.88	0.28	99.7
10	51.62	0.06	0.84	н.п.о.	12.55	0.18	11.5	22.64	0.24	99.63
11	54.12	н.п.о.	0.45	н.п.о.	9.12	0.13	12.44	23.12	0.53	99.91
12	53.84	н.п.о.	0.26	н.п.о.	7.84	0.1	13.27	23.91	0.31	99.53
13	53.78	н.п.о.	0.24	н.п.о.	8.01	0.26	12.84	24.12	0.42	99.67
14	53.67	н.п.о.	0.98	н.п.о.	9.34	н.п.о.	13.17	21.88	0.45	99.49
15	52.55	н.п.о.	0.3	н.п.о.	11.21	0.27	11.27	23.37	0.06	99.03
16	51.02	н.п.о.	2.97	н.п.о.	11.22	н.п.о.	10.36	23.81	н.п.о.	99.38
17	53.53	н.п.о.	0.71	н.п.о.	12.15	0.27	12.58	19.99	0.33	99.56
18	53.62	н.п.о.	0.37	н.п.о.	7.81	0.14	13.89	23.24	0.27	99.34
19	52.32	0.72	2.81	н.п.о.	8.19	0.07	12.88	21.98	0.85	99.82
20	53.83	н.п.о.	0.74	н.п.о.	7.7	н.п.о.	14.12	22.23	0.54	99.16
21	53.91	н.п.о.	0.41	н.п.о.	7.2	н.п.о.	14.25	23.19	0.54	99.5
22	53.9	н.п.о.	0.72	н.п.о.	8.28	0.15	13.95	22.33	0.29	99.62
23	54.19	н.п.о.	0.43	н.п.о.	7.8	н.п.о.	13.78	22.88	0.05	99.13
24	52.93	н.п.о.	0.33	н.п.о.	7.09	0.11	13.16	23.07	0.57	97.26
25	52.52	0.42	2.51	н.п.о.	1.97	0.1	14.92	19.64	0.27	92.35
26	52.68	0.28	1.94	н.п.о.	8.79	0.13	15.21	20.27	0.29	99.59
27	51.07	0.65	3.12	н.п.о.	8.5	0.06	14.25	20.98	0.6	99.23
28	52.91	0.45	2.25	н.п.о.	7.84	н.п.о.	15.85	19.94	0.23	99.47
29	52.36	0.53	2.84	н.п.о.	8.29	0.11	15.19	20.05	0.14	99.51
30	51.83	0.72	3.67	н.п.о.	7.97	н.п.о.	14.98	20.08	0.34	99.59
31	52.52	0.34	2.54	н.п.о.	8.59	н.п.о.	14.55	20.13	0.52	99.19
32	53.48	0.48	2.08	0.59	6.35	0.03	17.01	18.92	0.61	99.55
33	54.18	0.1	1.63	0.24	6.29	н.п.о.	15.45	20.92	0.72	99.53
34	53.91	0.26	1.53	0.3	5.93	0.06	15.25	21.37	0.73	99.34
35	52.72	0.78	2.78	0.54	7.99	н.п.о.	16.88	17.57	0.46	99.72
36	52.31	0.94	2.62	0.11	7.48	0.15	14.81	20.22	0.56	99.2
37	51.47	1.11	2.87	0.28	7	н.п.о.	13.86	22.24	0.36	99.19
38	53.76	0.23	1.18	н.п.о.	5.68	н.п.о.	16.17	22.04	0.26	99.32
39	52.08	0.95	2.88	0.29	7.97	0.09	15.81	18.44	0.51	99.02
40	53.9	0.3	2.03	0.23	6.47	0.04	15.34	20.95	0.51	99.77
41	52.92	0.62	2.4	0.19	6.81	н.п.о.	15.5	20.57	0.52	99.53
42	52.65	0.7	3.02	н.п.о.	7.18	н.п.о.	16.19	19.76	0.33	99.83
43	50.57	1.73	4.49	0.52	6.64	0.1	15.06	20.24	0.41	99.76
44	51.19	1.57	4.02	0.69	6.66	н.п.о.	14.83	20.27	0.62	99.85
45	52.13	0.94	2.97	н.п.о.	6.3	н.п.о.	16.64	20.09	0.34	99.41
46	51.87	1.03	3.54	н.п.о.	8.09	н.п.о.	15.49	18.79	0.48	99.29
47	52.57	0.87	3.48	н.п.о.	7.12	н.п.о.	15.86	19	0.71	99.61
48	52.11	0.8	3.13	н.п.о.	7.63	н.п.о.	16.2	18.82	0.39	99.08
49	51.51	1.21	4.07	н.п.о.	7.85	н.п.о.	15.43	18.53	0.57	99.17
50	53.54	0.61	2.61	н.п.о.	7.7	н.п.о.	16.1	18.79	0.55	99.9
51	51.99	1.33	4.21	н.п.о.	8.02	н.п.о.	15.91	16.96	1.05	99.47

Табл. 2. Химические составы клинопироксена из пород мисаелгинского комплекса (мас. %). № 1–19 – габбро, № 20–51 – пикриты.

– в направлении от габброидов к пикритам в клинопироксене возрастает количество титана, хрома, алюминия и натрия при уменьшении железа и кальция, что характеризует нормальный процесс внутрикамерной дифференциации;

– как и в случае с оливином, клинопироксен из пикритов мисаелгинского комплекса близок по всем параметрам к аналогам из пикритов скв. № 7 (Сазонова и др., 2011) и пикритам и пикродолеритам лысогорского комплекса, отличаясь в значительной степени от клинопироксена из пикритов ишлинского комплекса (Сазонова и др., 2011) по содержанию MgO, что свидетельствует, в первую очередь, о сходстве/различиях в химическом составе расплавов и условиях их генерации;

– наиболее близкими по практически всем рассматриваемым параметрам к клинопироксенам мисаелгинского комплекса оказываются аналоги из габброидов и пироксенитов Кусинско-Копанского комплекса (Сазонова и др., 2011), что имеет, на наш взгляд, принципиальное значение.

Ортопироксен присутствует в породах пикритового горизонта в количестве 3–8 %, в низах габбрового – 1–3 %. Минерал представлен удлиненными идиоморфными призмами, с размерами по удлинению от 2–3 мм до 6.0–6.5 мм, плеохроирующими в розовато-зеленоватых тонах. Часто наблюдается обрастание ортопироксеном оливина, а также крупные хадакристаллы с пойкилитово включенными ойкокристаллами оливина и клинопироксена (рис. 2). В его химическом составе установлены примеси TiO₂ (от

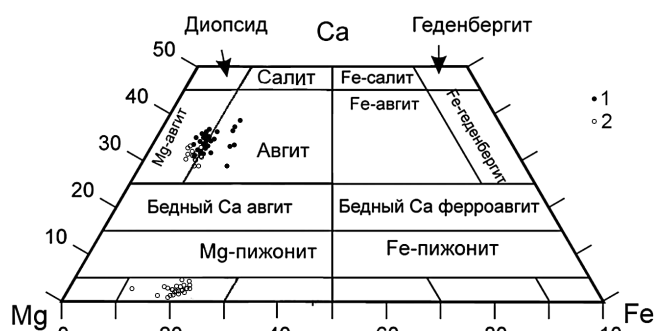


Рис. 4. Классификационная диаграмма для пироксенов из пород мисаелгинского комплекса: 1 – пироксены габбрового горизонта; 2 – пироксены пикритового горизонта

0.1 до 0.64 мас. %), Al_2O_3 (от 0.5 до 2.39 мас. %), Cr_2O_3 (от 0.08 до 0.69 мас. %), MnO (от 0.07 до 0.21 мас. %), Na_2O (от 0.1 до 0.44 мас. %), K_2O (от 0.03 до 0.1 мас. %) (табл. 3). Постоянная примесь CaO (от 0.31 до 2.35 мас. %) позволяет диагностировать ортопироксен как клиноэнстатит (рис. 4). Усредненная температура кристаллизации, рассчитанная по двупироксеновым геотермометрам (Wood, Banno, 1973; Wells, 1977; Perchuk et al., 1977; Kretz, 1982) равна 1071–1073 °C (табл. 4) и свидетельствует о том, что пироксены кристаллизовались совместно с оливином основной массы пород.

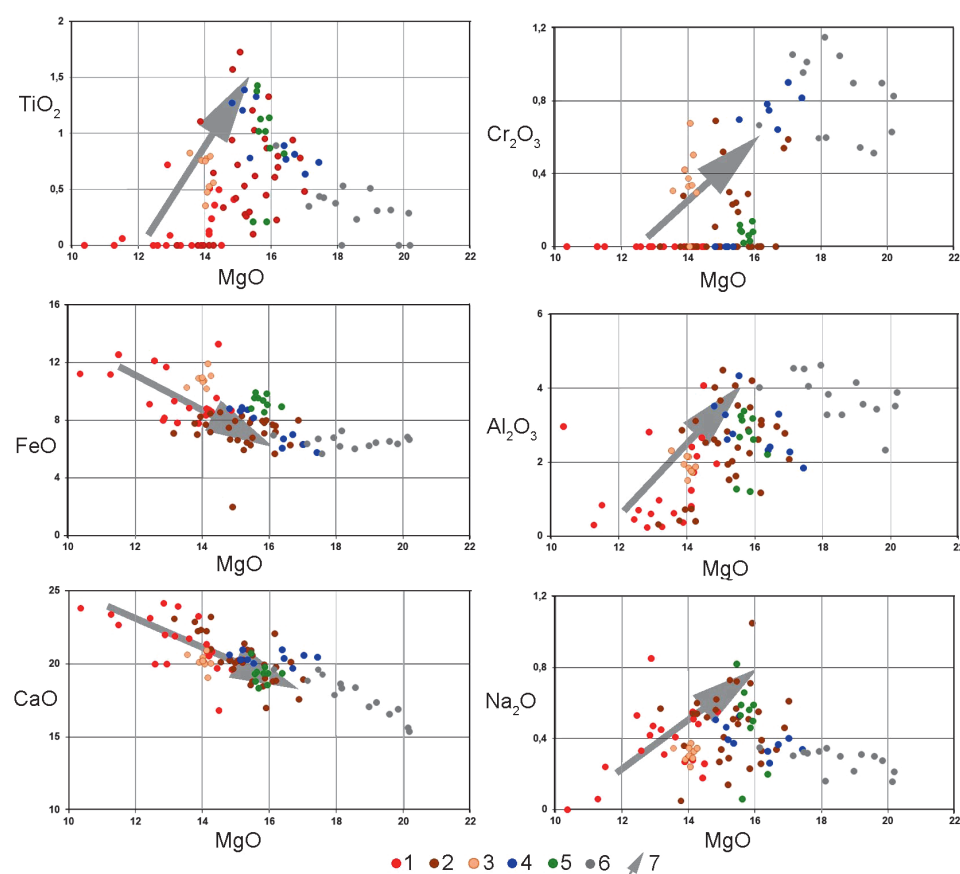


Рис. 5. Бинарные диаграммы для клинопироксенов из пикритовых и пикродолеритовых комплексов западного склона Южного Урала. 1 – клинопироксены габброидов мисаелгинского комплекса; 2 – клинопироксены пикритов мисаелгинского комплекса; 3 – клинопироксены габброидов и пироксенитов Кусинско-Копанского комплекса; 4 – клинопироксены пикритов скв. № 7; 5 – клинопироксены пикритов и пикродолеритов лысогогорского комплекса; 6 – клинопироксены пикритов ишилинского комплекса; 7 – направление изменения компонентов от габброидов к пикритам в клинопироксенах мисаелгинского комплекса. 3, 4, 6 по (Сазонова и др., 2011), 5 – авторские материалы.

Плагноклаз в пикритовом горизонте резко ксеноморфен по отношению к темноцветным минералам и выполняет интерстициальное пространство между ними. Лишь вблизи непосредственного контакта с вмещающими породами он имеет таблитчато-лейстовидную форму. Количество его в пикритах составляет 10–30 %. В габбровом горизонте плагноклаз представлен либо широко таблитчатыми кристаллами, либо ксеноморфными выделениями, характерными для габбровой структуры. Количество его повышается до 40–50 %. В химическом составе плагноклазов установлены FeO (от 0.11 до 1.84 мас. %) и MgO (от 0.01 до 0.37 мас. %). Кроме того, во всех плагноклазах установлена примесь калия, варьирующая в пределах от 0.07 до 0.68 мас. % (табл. 5), а состав изменяется от альбита до лабрадора.

Интересная особенность наблюдается на диаграмме $Ab-Or-An$ (рис. 6), где точки содержаний Ab и An в плагноклазах из пикритового горизонта образуют непрерывный ряд от альбита до лабрадора, в то время как для аналогов из габбрового горизонта фиксируется относительно четко проявленный разрыв в районе границы между олигоклазом и андезином. Вероятнее всего эта особенность является результатом различий в условиях процесса кристаллизации (раскристаллизация интеркумulusного расплава в первом случае и образование в виде ликвидусной фазы – во втором).

Кроме того, нельзя исключать альбитизацию плагноклаза в качестве метаморфического процесса.

Амфиболы относятся к одной из самых распространенных групп минералов, присутствующих в породах комплекса. Они представлены субидiomорфными и идиоморфными кристаллами размером от 0.5 до 2 мм в длину, зеленой, зеленовато-бурой и коричневой окраски, часто с четко выраженным плеохроизмом и зональным строением (зеленовато-бурые ядра и светло-зеленые края), ассоциированными с плагноклазом, биотитом и титанитом. Кроме того, амфибол развивается по пироксену до формирования полных псевдоморфоз.

Его состав варьирует в широких пределах (рис. 7, а). Анализ диаграммы $Ca+Al^{IV}-Si+(Na+K)$ (рис. 7, б) показал, что почти половина проанализированных минералов относится к «раннемагматическим», располагаясь выше линии $(Ca+Al^{IV}) = 2.5$, а другая половина – к «позднемагматическим» образованиям. При этом в габброидах это подразделение очень четко проявлено (с разрывом «сплошности» тренда), а в пикритовом горизонте амфиболы образуют непрерывную

№ п/п	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Cr ₂ O ₃	FeO	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	Сумма
1	55.58	н.п.о.	1.18	н.п.о.	13.5	0.21	27.93	1.03	0.24	н.п.о.	99.67
2	54.19	н.п.о.	0.99	н.п.о.	14.83	0.14	27.54	1.06	0.32	0.03	99.1
3	55.19	0.28	1.1	0.08	13.83	0.14	27.25	1.29	0.31	н.п.о.	99.47
4	54.76	0.18	1.29	н.п.о.	14.35	0.13	27.53	1.19	0.44	н.п.о.	99.87
5	54.27	0.39	1.77	н.п.о.	13.7	0.12	27.33	1.6	0.38	н.п.о.	99.56
6	55.3	0.38	1.02	0.13	14.31	0.11	26.55	1.28	н.п.о.	н.п.о.	99.08
7	55.05	0.28	1.08	0.19	14.18	0.11	26.72	1.23	0.36	н.п.о.	99.2
8	53.99	0.27	1.47	н.п.о.	15.16	0.11	26.49	1.34	0.33	н.п.о.	99.16
9	53.92	0.36	1.53	н.п.о.	14.67	0.16	27.31	1.36	0.38	н.п.о.	99.69
10	57.06	н.п.о.	0.63	н.п.о.	11.14	0.14	29.87	0.47	0.43	н.п.о.	99.74
11	55.24	0.24	1.01	н.п.о.	13.2	0.09	28.5	0.99	0.18	0.1	99.55
12	54.93	0.42	1.83	0.37	11.99	0.07	28.14	1.17	0.2	н.п.о.	99.12
13	53.15	0.53	1.72	0.69	12.01	0.16	29.96	1.28	0.31	н.п.о.	99.81
14	56.73	н.п.о.	0.88	н.п.о.	12.89	0.12	28.13	0.78	0.43	н.п.о.	99.96
15	55.11	0.15	1.18	н.п.о.	12.95	0.16	28.76	1.03	н.п.о.	н.п.о.	99.34
16	56.46	н.п.о.	0.92	н.п.о.	12.49	0.1	28.63	0.96	0.23	н.п.о.	99.79
17	54.55	0.72	2.15	н.п.о.	13.92	н.п.о.	25.84	1.92	0.44	н.п.о.	99.54
18	54.3	0.45	1.61	н.п.о.	14.14	0.19	27.18	1.51	0.22	н.п.о.	99.6
19	55.91	0.24	1.38	н.п.о.	11.56	0.16	28.76	1.42	0.39	н.п.о.	99.82
20	53.25	0.64	2.39	н.п.о.	14.3	0.18	26.54	2.35	0.13	0.06	99.84
21	55.35	н.п.о.	1.01	н.п.о.	12.92	0.15	29.13	0.98	0.06	н.п.о.	99.6
22	55.54	н.п.о.	0.83	н.п.о.	13.72	0.2	28.56	0.54	н.п.о.	н.п.о.	99.39
23	55.21	0.12	1.03	н.п.о.	14.45	0.19	27.35	1.1	0.1	н.п.о.	99.55
24	55.1	0.11	0.5	н.п.о.	13.75	0.15	28.93	0.62	0.17	н.п.о.	99.33
25	54.04	0.55	1.69	н.п.о.	13.71	0.17	27.55	1.46	0.13	н.п.о.	99.3
26	54.64	0.1	1.63	н.п.о.	14.21	0.19	27.54	0.7	0.21	н.п.о.	99.22
27	54.28	0.15	1.51	н.п.о.	14.17	0.25	28.64	0.31	0.18	0.06	99.55
28	54.31	0.24	0.87	н.п.о.	14.51	н.п.о.	27.83	1.45	0.18	н.п.о.	99.39

Табл. 3. Химические составы ортопироксена из пород мисаелгинского комплекса (мас. %)

№ п/п	№ обр.	Парагенезис	Wood, Banno, 1973	Wells, 1977	Perchuk, 1977	Kretz, 1982	Т°С _{среднее}
1	11650	Орх_1	1059	1078	1042	1105	1071
	11650	Срх_1					
2	11644	Орх_2	1077	1065	1059	1092	1073
	11644	Срх_2					
3	11641	Орх_3	1069	1098	975	1143	1071
	11641	Срх_3					
4	11641	Орх_4	960	936	980	973	962
	11641	Срх_4					

Табл. 4. Температуры кристаллизации пироксенов из пород ультраосновного горизонта мисаелгинского комплекса

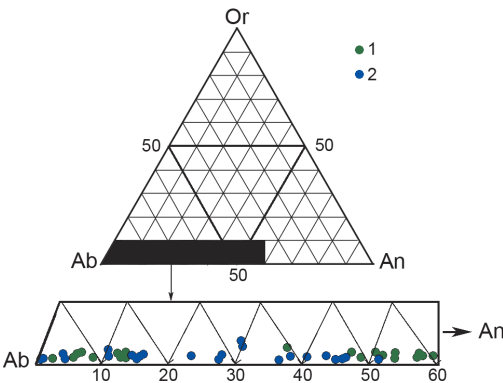


Рис. 6. Диаграмма Ab-Or-An для плагиоклазов из пород мисаелгинского комплекса: 1 – габбровый горизонт; 2 – пикритовый горизонт

последовательность. Вероятнее всего, в данном случае мы имеем генетически непрерывный ряд минералов – магматический амфибол – аутометаморфический амфибол. Для расчёта термобарических параметров образования амфибола использовался амфибол-плагиоклазовый геотермобарометр, предложенный Дж. Блонди и Т. Холландом (Blundy, Holland, 1990) при соблюдении следующих

условий: минералы должны контактировать друг с другом; сумма Ca+Na+K в амфиболе должна располагаться в пределах 2.3–2.9 ф.к. В результате расчетов получены вариации температуры и давления: T = 950–1045 °C, P = 4.0–7.4 кбар.

Биотит распространен по всему разрезу тела в виде широкотаблитчатых кристаллов с четким плеохроизмом в коричневато-буроватых тонах. Для минерала характерна скрытая расслоенность, выражающаяся в изменении состава в зависимости от местоположения в разрезе. В частности, магнезиальность* биотита в габбровом горизонте колеблется в пределах 0.23–0.47, а в пикритовом составляет 0.62–0.87, что свидетельствует о первично магматической природе минерала.

Эпидот присутствует в виде ксеноморфных выделений и зернистых масс. В химическом составе минерала установлены: магний (0.1–0.19 мас. %), марганец (0.04–0.22 мас. %), титан (0.3 мас. %) и ванадий (0.67 мас. %). В одном случае наблюдалось сростание эпидота – Ca_{1.97}(Al_{2.20}Fe_{0.74}Mg_{0.02}Si_{3.07}O_{12.00})OH с алланитом (Ca_{1.64}Ce_{0.12}La_{0.09}Nd_{0.02}Al_{1.32}Fe_{0.79}Mg_{0.02}Si_{3.23}Al_{0.77}O_{12.00})OH.

*Магнезиальность рассчитана как Mg/Mg+Fe, выраженная в ф.к.

№ п/п	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	Сумма	Состав
1	54.83	27.98	1.56	0.21	9.6	5.15	0.34	99.67	lbd
2	54.32	28.5	0.67	н.п.о.	10.6	5.09	0.36	99.54	lbd
3	64.47	21.68	0.49	н.п.о.	2.57	9.75	0.21	99.17	olc
4	66.53	20.36	н.п.о.	н.п.о.	1.12	11.05	0.14	99.2	ab
5	65.75	20.77	н.п.о.	н.п.о.	2.48	10.35	0.17	99.52	olc
6	58.47	25.94	0.52	н.п.о.	7.2	6.83	0.53	99.49	and
7	67.12	20.58	н.п.о.	н.п.о.	1.06	10.93	0.19	99.88	ab
8	66.69	20.24	н.п.о.	н.п.о.	1.09	11.31	0.09	99.42	ab
9	64.99	21.74	н.п.о.	н.п.о.	2.18	10.23	0.32	99.46	olc
10	54.06	28.29	н.п.о.	н.п.о.	11.91	4.98	0.25	99.49	lbd
11	53.86	29.41	н.п.о.	н.п.о.	11.57	4.79	0.4	100.03	lbd
12	67.14	20.29	н.п.о.	н.п.о.	0.73	11.25	0.11	99.52	ab
13	55.34	28.32	0.37	н.п.о.	9.49	5.58	0.17	99.27	and
14	64.48	22.16	н.п.о.	н.п.о.	2.76	9.79	0.24	99.43	olc
15	55.88	27.5	0.73	0.03	9.12	5.79	0.37	99.42	and
16	67.49	19.49	0.52	0.02	0.43	11.45	0.09	99.49	ab
17	53.22	29.14	0.86	0.05	11.34	4.61	0.34	99.56	lbd
18	52.96	29.5	0.85	н.п.о.	11.62	4.4	0.29	99.62	lbd
19	67.32	20.01	0.33	н.п.о.	0.75	11.02	0.12	99.55	ab
20	65.26	21.77	0.11	0	1.91	10.12	0.43	99.6	olc
21	56.24	27.97	0.19	0.01	9.22	5.89	0.2	99.72	and
22	62.6	23.73	н.п.о.	0.06	4.64	8.72	0.22	99.97	olc
23	56.72	27.66	н.п.о.	0.03	9.3	6.1	0.15	99.96	and
24	55.38	28.18	0.37	н.п.о.	10.25	5.41	0.14	99.73	lbd
25	64.4	21.95	0.45	0.04	3.02	9.49	0.34	99.69	olc
26	56.09	27.3	0.72	н.п.о.	9.24	5.85	0.2	99.4	and
27	63.85	22.01	0.46	н.п.о.	3.14	9.87	0.16	99.49	olc
28	56.23	27.57	0.27	н.п.о.	9.1	5.99	0.16	99.32	and
29	56.61	27.91	0.37	н.п.о.	8.87	6.09	0.11	99.96	and
30	66	21.16	н.п.о.	н.п.о.	2.09	10.26	0.23	99.74	olc
31	56.81	27.22	0.52	н.п.о.	8.23	6.7	0.12	99.6	and
32	61.23	24.78	н.п.о.	н.п.о.	5.55	8.29	0.13	99.98	olc

Табл. 5. Репрезентативная выборка химических составов плагиоклазов из пород мисаелгинского комплекса (мас. %). № 1–18 – габброиды, № 19–32 – пикриты. lbd – лабрадор, and – андезин, olc – олигоклаз, ab – альбит.

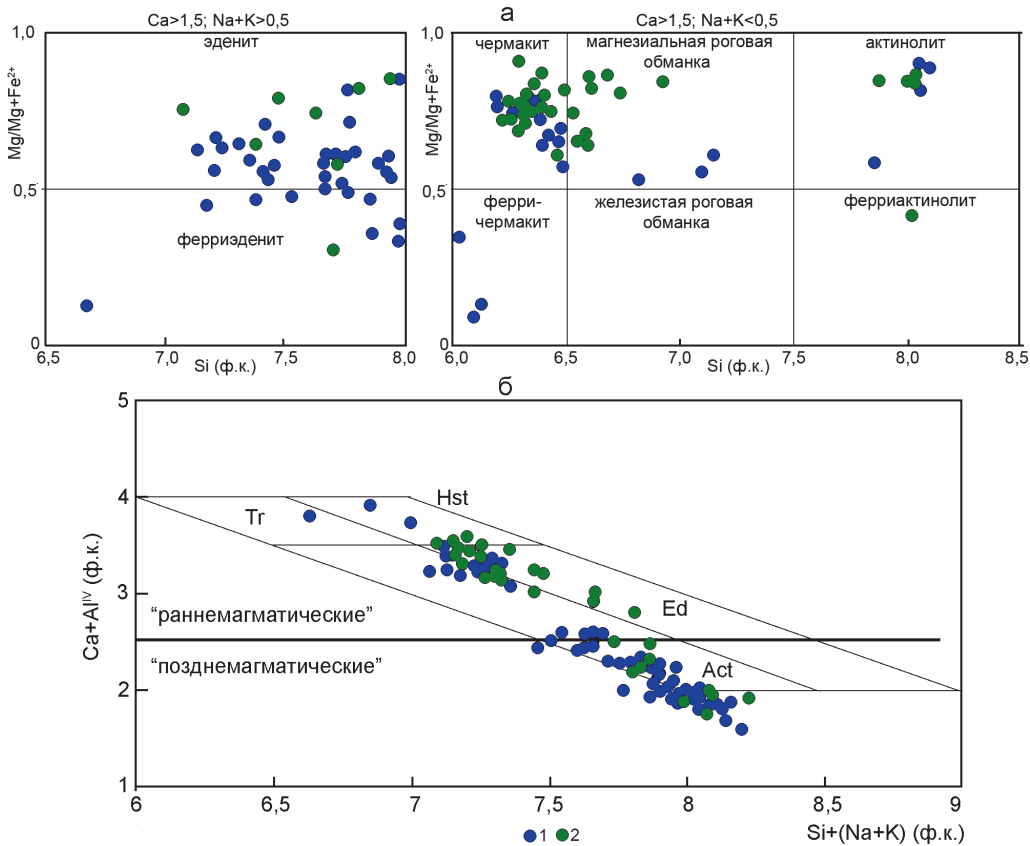


Рис. 7. Классификационные диаграммы (а) и диаграмма $Ca+Al^{IV}-Si+(Na+K)$ (б) для амфиболов из пород мисаелгинского комплекса. а – по (Leake et al., 1997), б – по (Ползуненков, 2018). Линия $(Ca+Al^{IV}) = 2.5$ по (Giret et al., 1980). Tr – тремолит, Hst – гастингсит, Ed – эдинит, Act – актинолит. 1 – пикриты; 2 – габброиды.

Хлорит в качестве вторичного минерала встречается во всех изученных породах. Он представлен единичными чешуйками зеленоватого цвета, либо агрегатами кристаллов с аномальными цветами интерференции, развивающимися по оливину, пироксену, амфиболу или интерстициальному пространству. По классификации В.А. Дриц и А.Г. Коссовской (Дриц, Коссовская, 1991), хлориты относятся к Fe-Mg- и Mg-Fe-хлоритам основных магматических пород. Температура их образования, рассчитанная по формуле $T = -61.9229 + 321.9772 \times \text{Al}^{\text{IV}}$, опубликованной в работе (Kranidiotis, MacLean, 1987), располагается в интервале 157–333 °С. Между железистостью хлоритов (Fe/Fe+Mg ф.к.), колеблющейся в пределах 0.17–0.67, и температурой их образования существует четко проявленная обратная зависимость, которая может свидетельствовать о начале хлоритизации как аутометаморфическом процессе.

Кроме того, ассоциация вторичных минералов представлена *только*, состав которого варьирует в пределах – $(\text{Mg}_{2.86}^{\text{Fe}_{0.19}}\text{Al}_{0.13}\text{Si}_{3.18}\text{O}_{10.00}(\text{OH})_2 - (\text{Mg}_{2.60}^{\text{Fe}_{0.28}}\text{Al}_{0.12}\text{Na}_{0.08}\text{K}_{0.02}\text{Ca}_{0.01}\text{Si}_{3.11}\text{O}_{10.00}(\text{OH})_2; \text{серпентином} - (\text{Mg}_{1.60}^{\text{Fe}_{0.25}}\text{Ni}_{0.02}\text{Si}_{1.87}\text{O}_{4.00}\text{OH}, \text{и кальцитом} - \text{Ca}_{1.00}\text{C}_{1.00}\text{O}_{3.00} - (\text{Ca}_{0.979}^{\text{Fe}_{0.007}}\text{Sr}_{0.005}\text{C}_{1.01}\text{O}_{3.00} - (\text{Ca}_{0.952}\text{Mg}_{0.021}\text{Mn}_{0.008}\text{Fe}_{0.015}\text{Sr}_{0.005}\text{C}_{1.00}\text{O}_{3.00}$.

Таким образом, анализ химического состава силикатов и алюмосиликатов, слагающих дифференцированное тело мисаелгинского комплекса, позволил расчётными методами восстановить термобарические параметры кристаллизации расплава в промежуточной камере. В частности, установлено наличие высокотемпературных (1472 °С) интрателлурических кристаллов оливина, характеризующих условия магмогенерации на ранних стадиях фракционирования расплава и оливина, кристаллизующегося в условиях промежуточной камеры (1050–1183 °С). Рассчитанная температура кристаллизации пироксенов свидетельствует о том, что они кристаллизовались совместно с оливином основной массы пород, а установленные вариации P–T параметров ($T = 950\text{--}1045$ °С, $P = 4.0\text{--}7.4$ кбар) для плагиоклаза и амфибола завершают количественную характеристику высокотемпературных процессов кристаллизации расплава. Здесь же необходимо подчеркнуть, что приведенные выше P–T параметры кристаллизации расплава, сформировавшего интрузивный массив, позволяют отнести его ультраосновной горизонт к пикритовым комплексам второго типа, выделенным нами ранее (Ковалев и др., 2017), и отождествлять условия его образования с такими аналогами, как Шатакская вулканоплутоническая ассоциация ($T = 1012\text{--}1100$ °С, $P = 3\text{--}10$ кбар) и расслоенный Кусинско-Копанский комплекс, представленный пикритами скв. № 7 ($T = 1021\text{--}1097$ °С, $P = 1\text{--}9$ кбар) (Ковалев и др., 2017).

Моделирование процесса кристаллизации

При описании моделируемых процессов используются следующие обозначения: Ol – оливин, Fo – форстеритовый минерал, Fa – фаялитовый минерал, Cpx – клинопироксен, Orx – ортопироксен, Pl – плагиоклаз, Or – ортоклаз, Mgt – магнетит, tiMgt – титаномагнетит, Q – кварц.

Моделирование процесса кристаллизации осуществлялось с использованием двух моделей: по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка (Nathan, Vankirk, 1978) и программному продукту КОМАГМАТ, версия 5.2.2, при

$P = 0.001$ кбар; $\lg f\text{O}_2 = -14.5^1$; dQFM – 8 (Арискин и др., 1986, 1993; Френкель и др., 1988). За расплав принимался рассчитанный средневзвешенный состав интрузивного тела (мас. %): $\text{SiO}_2 = 48.23$, $\text{TiO}_2 = 1.87$, $\text{Al}_2\text{O}_3 = 8.4$, $\text{FeO} = 17.11$, $\text{MnO} = 0.2$, $\text{MgO} = 14.74$, $\text{CaO} = 8.32$, $\text{Na}_2\text{O} = 1.37$, $\text{K}_2\text{O} = 0.62$ (Алексеев и др., 2000). После получения результатов моделирования и построения диаграмм кристаллизации (рис. 8) анализировались два возможных механизма внутрикамерной дифференциации расплава: равновесная кристаллизация по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка (Nathan, Vankirk, 1978) при гравитационном фракционировании твердой фазы и фракционная² кристаллизация, рассчитанная по программному продукту КОМАГМАТ (Арискин и др., 1986, 1993; Френкель и др., 1988; Ariskin, Barmina, 2004) при направленной кристаллизации (Шарков, 1980). При построении моделей постулировались следующие положения: отсутствие конвекции, скрытая теплота кристаллизации не учитывалась, фиксированная теплоотдача – 20 град/год, размер кристаллов – 1 мм. Корректность модели определялась степенью ее соответствия реальному разрезу тела.

Кристаллизация расплава по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка (Nathan, Vankirk, 1978) (рис. 8, а) начинается с Ol при температуре 1304 °С, после выделения около 24 % кристаллов на ликвидусе появляется tiMgt, а при температуре 1207 °С кристаллизуется Cpx+tiMgt ассоциация с небольшим количеством Ol. В результате этого, при снижении температуры до 1185 °С, около 48 % объема расплава представлено Ol+Cpx+tiMgt ассоциацией. В интервале температур 1185–1143 °С кристаллизуется Pl+Cpx+Orx+Mgt+Ol ассоциация в пропорциях, изображенных на диаграмме (рис. 8, а). Состав расплава в этом интервале, вероятно, близок к субэвтектическому (Ярошевский, 1964), что отображается на диаграмме в виде чередующихся полос, представляющих кристаллизацию из расплава одного из минералов. Далее кристаллизуется Pl+Orx+Cpx+tiMgt ассоциация, сменяющаяся Or+Pl+Q, которой и завершается процесс становления интрузивного тела.

При использовании механизма гравитационного фракционирования твердой фазы, были рассчитаны изменения плотности и вязкости расплава в процессе кристаллизации и скорости осаждения минералов для отдельных температурных этапов становления массива. Расчет плотности производился по аддитивной схеме (Аппен, 1974):

$$\frac{100}{d} = \frac{V_j}{d_j}, \quad (1)$$

где d – плотность, V_j – весовые проценты компонентов расплава, d_j – коэффициенты, характерные для каждого компонента.

Значения вязкости базальтового расплава в зависимости от температуры, определялись по данным М.П. Воляровича, опубликованным в работе Р. Мюллера и С. Саксена (Мюллер, Саксена, 1980). Скорость осаждения минералов рассчитывалась по формуле Стокса:

¹Для расчета $\lg f\text{O}_2$ использовалась программа ILMAT (Lepage, 2003). За конечный результат принимались данные, рассчитанные по модели (Lindsley, Spencer, 1982).

²Под фракционной кристаллизацией здесь понимается не удаление кристаллов из системы, а отсутствие взаимодействия между кристаллами и расплавом.

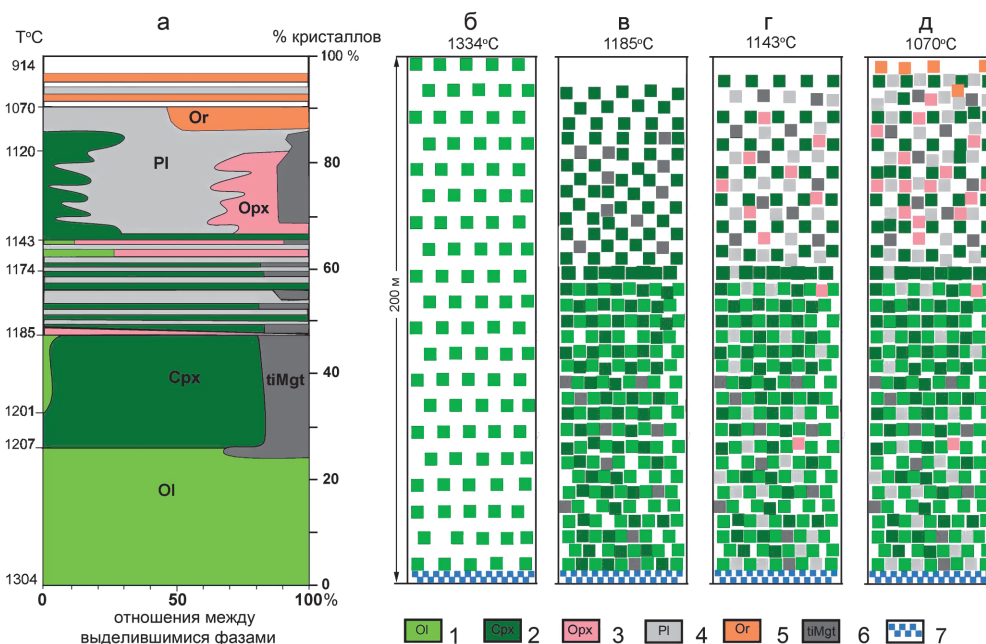


Рис. 8. Диаграмма кристаллизации средневзвешенного состава мисаелгинского комплекса по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка (Nathan, Vankirk, 1978) и модели гравитационного осаждения кристаллов. Площадь 1 знака составляет 1 % кристаллической фазы. Из-за особенностей графического отображения, точность изображения количества кристаллической фазы в объеме расплава составляет $\pm 5\text{--}10\%$. 1 – оливин; 2 – клинопироксен; 3 – ортопироксен; 4 – плагиоклаз; 5 – ортоклаз; 6 – титаномagnetит; 7 – эндоконтактная зона.

$$V = \frac{2gr^2(\Delta\rho)}{9\eta}, \quad (2)$$

где V – скорость, g – ускорение, r – радиус, $\Delta\rho$ – разница плотности частицы и жидкости, η – вязкость, в которой учитывалось изменение вязкости и плотности расплава в зависимости от изменения температуры.

Анализируя динамику становления дифференцированного тела мисаелгинского комплекса с позиции гравитационного фракционирования, на основании полученных результатов моделирования равновесной кристаллизации и рассчитанных скоростей осаждения минералов, построены диаграммы, на которых изображено фракционирование твердой фазы для различных температурных срезов (рис. 8, б, в, г, д).

При химической гомогенности расплава кристаллизация Ol начинается при температуре 1330 °C (83–90 % Fo) во всем объеме промежуточной камеры (рис. 8, б). При скорости гравитационного осаждения 6.35–5.8 м/год, его полная отсадка закончится в среднем за 30–35 лет (при размерах кристаллов 1 мм), учитывая изменение плотности расплава. Далее (при температуре 1207 °C) к Ol присоединяется Cpx и tiMgt, которые также осаждаются в виду того, что их плотность больше плотности расплава, но скорости их осаждения значительно ниже. В результате этого, около 50 % объема расплава раскристаллизовывается с образованием горизонта, низы которого сложены оливиновыми кумулатами, а верхняя часть Cpx–tiMgt-ми. Так как движение кристаллов в расплаве под действием гравитационных сил направлено сверху вниз, то после кристаллизации 50 % объема расплава можно говорить о том, что более половины вертикального разреза тела будет представлено породой, структура которой определяется псевдокаркасом из минералов кумулуса и некоторым количеством интерстициального расплава, а также присутствием кристаллов ранних минералов во взвешенном

состоянии в объеме остаточного расплава (рис. 8, в).

После выделения 50 % кристаллов плотность остаточного расплава составляет 2.53 г/см³, а на ликвидусе появляются Pl, Cpx, Orx с небольшим Ol и tiMgt. Следует отметить, что скорости осаждения минералов на этом этапе небольшие, и если для Ol и пироксенов можно допустить относительно эффективное фракционирование, то кристаллы Pl должны практически оставаться во взвешенном состоянии. То есть здесь формируется горизонт, породы которого сложены минералами кумулуса (Cpx+Ol) с некоторым увеличением их количества сверху вниз по разрезу, при практически постоянном содержании Pl по всему разрезу интервала. Далее, при 30 % остаточного расплава, начинает кристаллизоваться Pl+Orx+tiMgt ассоциация (рис. 8, г) но так как часть ранее выделившихся кристаллов (Pl, в частности) остается во взвешенном состоянии, а выделение этой ассоциации происходит при снижении температуры на 20°, то значительное количество кристаллической фазы в единице объема расплава усложнит (либо сделает невозможным) процесс гравитационного фракционирования, и в результате этот механизм перестает играть сколь-нибудь заметную роль в процессе перераспределения минералов.

Таким образом, в результате действия механизма гравитационного фракционирования мы получаем следующий схематический разрез тела: нижний горизонт Ol и Ol+Cpx кумулатов, переходящий в горизонт со слабо проявленным накоплением пироксенов в нижних частях и практически равномерным распределением Pl, который завершается плагиоклаз-двупироксеновыми породами без сколь-нибудь заметного фракционирования, с прожилками и обособлениями кислого (плагиогранитного) материала (рис. 8, д). Здесь же следует отметить, что описанная модель будет реализована только в том случае, если допустить значительное уплотнение кристаллического

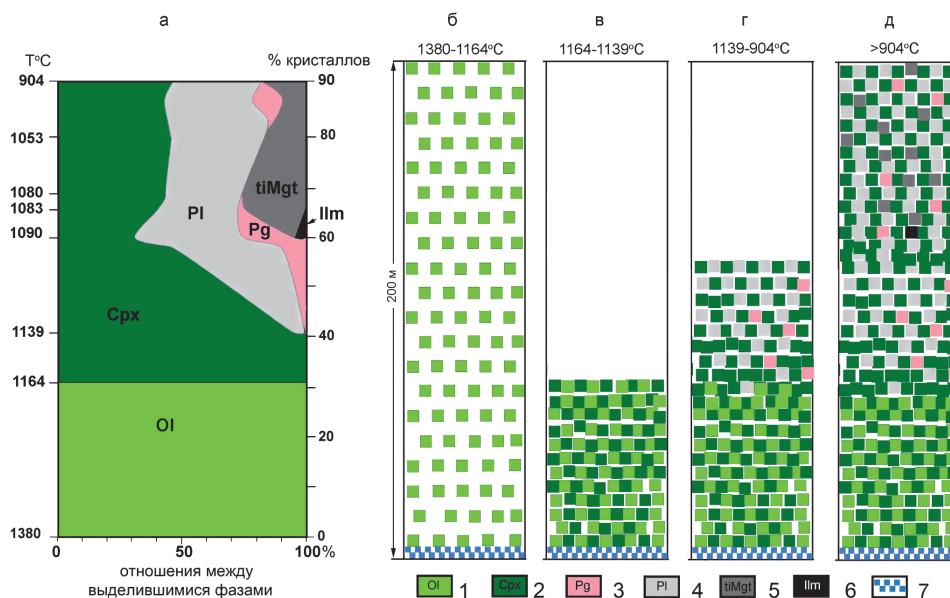


Рис. 9. Диаграмма кристаллизации средневзвешенного состава мисаелгинского комплекса по программному продукту КОМАГМАТ и модели направленной кристаллизации. Площадь 1 знака составляет 1 % кристаллической фазы. Из-за особенностей графического отображения, точность изображения количества кристаллической фазы в объеме расплава составляет ± 5 –10 %. 1 – оливин; 2 – клинопироксен; 3 – пироксен; 4 – плагиоклаз; 5 – титаномагнетит; 6 – ильменит; 7 – эндоконтактная зона.

«осадка» в нижних горизонтах (фильтр-прессинг), в противном случае, после кристаллизации 50 % объема расплава внутреннее строение массива будет характеризоваться псевдокаркасом из минералов кумулуса, занимающих практически весь объем магматической камеры, и гравитационное фракционирование здесь становится невозможным.

Фракционная кристаллизация расплава, рассчитанная по программному продукту КОМАГМАТ, изображена на рисунке 9. Как видно из диаграммы, первой выделившейся фазой при температуре 1380 °C будет ОI (77–85 % Fo), к которому при $T = 1164$ °C присоединяется Срх, в результате чего 40 % объема расплава оказываются представленными биминеральной ОI+Срх ассоциацией. Далее в интервале температур 1139–904 °C выделяется Срх+Pl+Pg+tiMgt+Ilm ассоциация. Оставшиеся 10 % расплава представляют собой интерстициальный материал, кристаллизация которого не описывается в рамках заданной модели.

Анализируя полученные результаты с применением механизма направленной кристаллизации, следует отметить, что построенная диаграмма (рис. 9, а) по сути является графическим отображением процесса продвижения фронта кристаллизации с выделяющимися минералами ликвидуса по мере снижения температуры. Механизм направленной кристаллизации детально рассмотрен Е.В. Шарковым (Шарков, 1980), сущность его заключается в том, что кристаллизация внутренних частей интрузивного массива происходит путем продвижения снизу вверх фронта затвердевания (зоны кристаллизации), состоящей из кристаллических фаз ликвидуса, а основная масса остаточного расплава отжимается в главный объем, обогащая его низкотемпературными составляющими.

Принципиальным моментом при реализации данной модели, по нашему мнению, является начальный этап формирования фронта кристаллизации. Если предположить, что он формируется как продолжение эндоконтактной зоны, направленный от контакта внутрь массива, то в таком случае мы должны допустить химическую

гетерогенность расплава, что практически нереализуемо в рамках существующих петрологических моделей. Поэтому в предлагаемой нами модели на начальных стадиях (температурный интервал 1380–1164 °C на рис. 9, а, б) ОI кристаллизуется во всем объеме расплава при реализации механизма гравитационного фракционирования ввиду того, что фронт затвердевания в этих условиях еще не сформировался. При этом необходимо подчеркнуть, что температурный интервал кристаллизации одного ОI по данной модели составляет 216 °C, в то время как по первой модели – 97 °C (рис. 9, а), ввиду чего гравитационная отсадка ОI будет более «эффективной» (рис. 9, в). Далее, применяя в качестве механизма, определяющего динамику становления интрузивного тела мисаелгинского комплекса, процесс направленной кристаллизации, мы имеем следующую схему становления массива:

- по мере продвижения сформировавшегося фронта кристаллизации (снизу вверх), происходит выделение ликвидусного минерала – Срх (рис. 9, в), в результате чего нижний горизонт интрузивного тела будет представлен ультраосновной породой сложенной ОI+Срх ассоциацией при незначительном количестве интерстициального расплава;

- далее на ликвидусе появляется Срх+Pl+Pg ассоциация (рис. 9, г), к которой при температуре 1090 °C присоединяется tiMgt с небольшим количеством Ilm, в пропорциях изображенных на рисунке 9, д. Таким образом, сформировавшийся верхний горизонт интрузивного тела будет представлен типичными габброидами.

Обсуждение результатов

Как уже отмечалось выше, корректность результатов расчётной модели определяется степенью ее соответствия реальному разрезу тела. На рисунке 10, а изображен реальный разрез тела, построенный путем зарисовки шлифов, и модельные разрезы, построенные: по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка (Nathan, Vankirk, 1978) (рис. 10, б) – модель 1; по программному продукту КОМАГМАТ

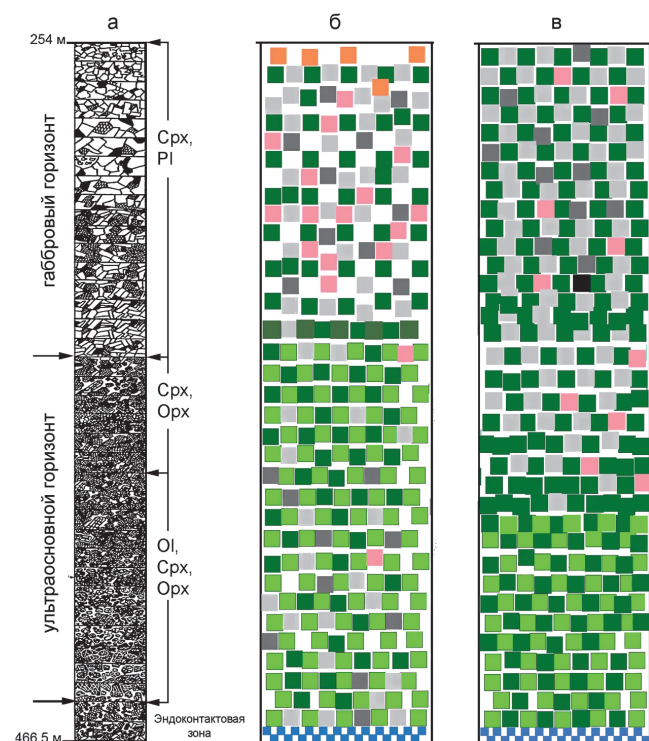


Рис. 10. Разрезы тела мисаигинского комплекса. а – реальный разрез тела, построенный путем зарисовки шлифов; б – модельный разрез, построенный при моделировании процесса кристаллизации по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка (Nathan, Vankirk, 1978); в – модельный разрез, построенный при моделировании процесса кристаллизации по программному продукту КОМАГМАТ (Ariskin, Barmina, 2004). Условные обозначения см. на рис. 8 и рис. 9.

(рис. 10, в) – модель 2. Первое, что следует отметить, это то, что и по модели 1, и по модели 2 удалось получить двучленное строение разрезов. Сравнительный анализ реального разреза тела с моделью 1 показывает, что модельный разрез в значительной степени отличается от реального. В модельном разрезе наблюдается присутствие кристаллов ОI по всему ультраосновному горизонту и наличие значительного количества Орх в габбровом интервале, в то время как в реальном разрезе тела верхняя часть ультраосновного горизонта сложена безоливиновыми Сrx+Орх породами, а в габбровом горизонте Орх отсутствует. Строение модельного разреза 2 больше соответствует реальному, так как в нем выделяется нижний горизонт обогащенный ОI, сменяющийся вверх по разрезу Сrx+Орх породами и в верхней части соответствующий габброидам с небольшим количеством пижонита.

Кроме сравнения внутреннего строения тел, представляется важным проанализировать химический состав основных минералов ранней генерации в процессе эволюции расплава. На рисунке 11 представлены диаграммы для ОI (рис. 11, а, б) и Сrx (рис. 11, в), на которые нанесено изменение химического состава минералов по расчетным моделям, параметры которых описаны выше, и реально существующие минералы. Как видно из анализа диаграмм химический состав и температура кристаллизации ОI, рассчитанные по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка, в значительной степени отличаются от реально существующих, что совместно с особенностями строения разреза, описанными выше, позволяет далее не рассматривать эту

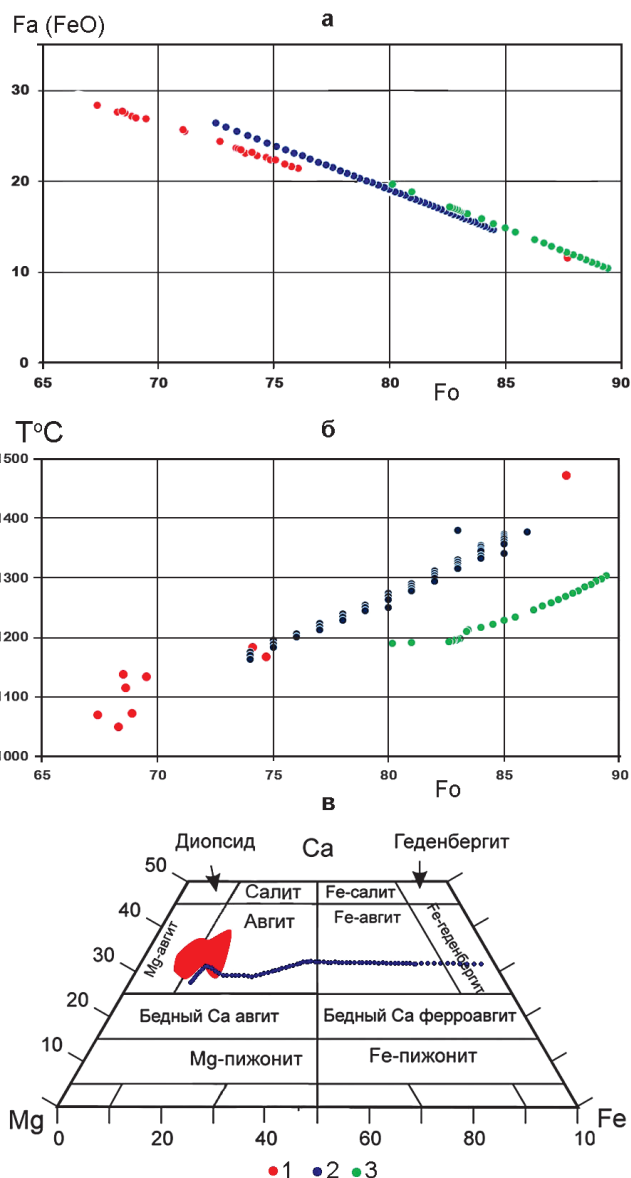


Рис. 11. Диаграммы изменения химического состава оливинов и клинопироксенов в процессе эволюции расплава. 1 – реально существующие минералы, 2 – рассчитанные по программному продукту КОМАГМАТ, 3 – рассчитанные по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка. На диаграмме «а» для модельных составов используются параметры $Fa-Fo$, для реально существующих – $FeO_{OI}-Fo$.

модель в качестве адекватно описывающей реальные условия становления дифференцированного тела мисаигинского комплекса. Изменение химического состава и температуры кристаллизации ОI, рассчитанные по программному продукту КОМАГМАТ, как видно из диаграмм (рис. 11, а, б), по сути дела являются продолжением реальных трендов в высокотемпературную область. В то же время в породах комплекса отсутствует ОI с содержанием форстеритового минала больше 77% (табл. 1). Объяснений может быть несколько: от самого простого – относительно малая статистика микрозондовых измерений, до сложного – изменение химического состава ОI в результате равновесной кристаллизации, при этом мы отдаем себе отчет о величинах скорости кристаллизации при выравнивающей диффузии в расплаве и кристаллизующейся фазе.

Химический состав расплава, рассчитанный нами как средневзвешенное количество окислов (см. выше), также, вероятнее всего, близок к реальному расплаву ввиду того, что в среднем составе верхнего тела при количестве анализов $n = 12$ содержание MgO составляет 12.93 мас. %, что незначительно отличается от количества MgO в средневзвешенном составе нижнего тела – 14.74 мас. %. При таком количестве окиси магния принципиальных отличий в содержании форстеритового минала и температуре кристаллизации ОI от изображенных на рисунке 11, а, б не будет. Таким образом, вопрос о наличии в расчетных моделях высокотемпературного ОI остается открытым. Иная ситуация с составом клинопироксена. Как видно из классификационной диаграммы (рис. 11, в), на начальных этапах кристаллизации образуется Srx близкий по составу к реально существующему в породах комплекса. Дальнейшая эволюция химического состава Srx в сторону Fe-геденбергита в реальности характеризуется сменой ассоциации, в которой вместо Srx будет кристаллизоваться амфибол, не входящий в модельные расчеты, но при этом его рассчитанная максимальная температура кристаллизации равна 1045 °C (см. выше), что очень близко к температурному интервалу кристаллизации Srx (1071–1073 °C), т.е. смена ассоциации является вполне реальным процессом.

Таким образом, проведенный сравнительный анализ результатов моделирования со строением реального разреза интрузивного тела мисаелгинского комплекса свидетельствует о том, что наиболее вероятным механизмом его формирования являлась направленная кристаллизация с гравитационным осаждением ОI на начальных стадиях процесса формирования массива.

Заключение

В результате анализа химического состава силикатов и алюмосиликатов, слагающих дифференцированное тело мисаелгинского комплекса, расчетными методами охарактеризованы термобарические параметры кристаллизации расплава в промежуточной камере.

Установлено наличие высокотемпературных (1472 °C) интрателлурических кристаллов оливина, характеризующих процесс в очаге магомгенерации и оливина, кристаллизующегося в условиях промежуточной камеры (1050–1183 °C). Рассчитанная температура кристаллизации пироксенов свидетельствует о том, что они кристаллизовались совместно с оливином основной массы пород, а установленные вариации P–T параметров ($T = 950–1045$ °C, $P = 4.0–7.4$ кбар) для плагиоклаза и амфибола завершают количественную характеристику высокотемпературных процессов кристаллизации расплава.

Показано, что рассчитанные P–T параметры кристаллизации расплава, сформировавшего интрузивный массив, позволяют отнести его ультраосновной горизонт к пикритовым комплексам второго типа, выделенными нами ранее.

Моделирование процесса кристаллизации, осуществленное с использованием двух моделей – по алгоритму Х.Д. Натана и К.К. Ван-Кирка и программному продукту КОМАГМАТ, и двух механизмов внутрикамерной дифференциации – равновесная кристаллизация при гравитационном фракционировании твердой фазы и фракционная

кристаллизация при направленной кристаллизации, позволили установить, что наиболее вероятным механизмом формирования дифференцированного тела мисаелгинского комплекса являлась направленная кристаллизация с гравитационным осаждением оливина на начальных стадиях процесса становления массива.

Финансирование/Благодарности

Исследования выполнены в рамках Государственного задания ИГ УФИЦ РАН (тема № 0252-2017-0012).

Авторы благодарны В.А. Котлярову за высокопрофессиональный анализ минералов, а также признательны анонимным рецензентам за полезные замечания, которые улучшили работу

Литература

- Алексеев А.А. (1984). Рифейско-вендский магматизм западного склона Южного Урала. М.: Наука, 136 с.
- Алексеев А.А., Алексеева Г.В., Ковалев С.Г. (2000). Расслоенные интрузии западного склона Урала. Уфа: Гилем, 188 с.
- Аппен А.А. (1974). Химия стекла. Л.: Химия, 125 с.
- Арискин А.А., Бармина Г.С. (2000). Моделирование фазовых равновесий при кристаллизации базальтовых магм. М.: Наука, 363 с.
- Арискин А.А., Бармина Г.С., Френкель М.Ю. (1986). Имитация кристаллизации толеитовой магмы при низком давлении при фиксированной летучести кислорода. *Geochem. Int.*, 24(5), с. 92–100.
- Арискин А.А., Френкель М.Ю., Бармина Г.С., Нильсен Р. (1993). COMAGMAT: программа FORTRAN для моделирования процессов дифференциации магмы. *Comput. Geosci.*, 19, с. 1155–1170. [https://doi.org/10.1016/0098-3004\(93\)90020-6](https://doi.org/10.1016/0098-3004(93)90020-6)
- Бычков Д.А., Коптев-Дворников Е.В. (2005). Программа Кри-Минал для моделирования равновесия расплав–твердые фазы при заданном валовом составе системы. *Матер. межд. конф.: Ультрамафит-мафитовые комплексы складчатых областей докембрия*. Улан-Удэ: Изд. БурНЦ СО РАН, с. 122–123.
- Дриц В.А., Коссовская А.Г. (1991). Глинистые минералы: слюды, хлориты. М.: Наука, 176 с.
- Ерофеева К.Г., Степанова А.В., Самсонов А.В., Ларионова Ю.О., Егорова С.В., Арзамасцев А.А., Ковальчук Е.В. (2019). Базитовые дайки и силлы палеопротерозойского возраста (2400 млн лет) на севере Фенноскандии: петрология и коровая эволюция. *Петрология*, 27(1), с. 19–46.
- Ковалев С.Г. (1996). Дифференцированные диабаз-пикритовые комплексы западного склона Южного Урала. Уфа: ИГ УНЦ РАН, 99 с.
- Ковалев С.Г. (2011). Новые данные по геохимии диабаз-пикритового магматизма западного склона Южного Урала и условия его формирования. *Литосфера*, 2, с. 68–83.
- Ковалев С.Г., Ковалев С.С., Высоцкий С.И. (2018). Благоприятная геохимическая специализация мезопротерозойских магматических комплексов Башкирского мегантиклинория и восточной окраины Восточно-Европейской платформы. *Литосфера*, 18(2), с. 295–313. <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2018-18-2-295-313>
- Ковалев С.Г., Пучков В.Н., Высоцкий С.И., Ковалев С.С. (2017). Условия образования магматических пород при плюмовом процессе (на примере западного склона Южного Урала). *ДАН*, 475(2), с. 171–175. <https://doi.org/10.7868/S0869565217200129>
- Ленных В.И., Петров В.И. (1978). Пикриты тараташского комплекса. *Труды Ильмен. гос. заповед.*, вып. 17, с. 45–52.
- Мюллер Р., Саксена С. (1980). Химическая петрология. М.: Мир, 516 с.
- Носова А.А., Сазонова Л.В., Каргин А.В., Ларионова Ю.О., Горожанин В.М., Ковалев С.Г. (2012). Мезопротерозойская внутриплитная магматическая провинция Западного Урала: основные петрогенетические типы пород и их происхождение. *Петрология*, 20(4), с. 392–428.
- Ползунов Г.О. (2018). Оценка P–T и fO_2 условий кристаллизации монцитонитов Велиткенского гранит-мигматитового массива (арктическая Чукотка) по данным минеральной термобаро- и оксидометрии. *Тихоокеанская геология*, 37(5), с. 97–111.
- Сазонова Л.В., Носова А.А., Ларионова Ю.О., Каргин А.В., Ковалев С.Г. (2011). Мезопротерозойские пикриты восточной окраины Восточно-Европейской платформы и Башкирского мегантиклинория: петрогенезис и особенности составов оливина и клинопироксена. *Литосфера*, 3, с. 64–83.

- Уэйджер Л.П., Браун Г. (1970). Расслоенные изверженные породы. М., 552 с.
- Френкель М.Я., Ярошевский А.А., Арискин А.А., и др. (1988). Динамика внутрикамерной дифференциации базитовых магм. М.: Наука, 216 с.
- Шарков Е.В. (1980). Петрология расслоенных интрузий. Л.: Наука, 120 с.
- Ярошевский А.А. (1964). Принцип зонной плавки и его применение при решении некоторых геохимических вопросов. *Тр. геохимической конф.: Химия земной коры*, т. 2. М.: Наука, с. 55–62.
- Aitchison, S.J., Forrest, A.H. (1994). Quantification of crustal contamination in open magmatic systems. *Journal of Petrology*, 35, pp. 461–488. <https://doi.org/10.1093/petrology/35.2.461>
- Ariskin A.A., Barmina G.S. (2004). COMAGMAT: Development of a magma crystallization model and its petrologic applications. *Geochemistry International*, 42(Suppl. 1), pp. 1–157.
- Beattie P. (1993). Olivine-melt and orthopyroxene-melt equilibria. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 115(1), pp. 103–111. <https://doi.org/10.1007/BF00712982>
- Blundy J.D., Holland T.J.B. (1990). Calcic amphibole equilibria and a new amphibole-plagioclase geothermometer. *Contrib Mineral Petrol*, 104(2), pp. 208–224. <https://doi.org/10.1007/BF00306444>
- Bohrson W.A., Spera F.J. (2001). Energy-Constrained Open-System Magmatic Processes II: Application of energy-constrained assimilation-fractional crystallization (EC-AFC) model to magmatic systems. *J. Petrol.*, 42(5), pp. 1019–1041. <https://doi.org/10.1093/petrology/42.5.1019>
- Bohrson W.A., Spera F.J. (2003). Energy-constrained opensystem magmatic processes 4; Geochemical, thermal and mass consequences of Energy-Constrained Recharge, Assimilation and Fractional Crystallization (EC-RAFC). *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 4(2). <https://doi.org/10.1029/2002GC000361>
- Bowen N.L. (1928). *The Evolution of the Igneous Rocks*. Princeton University Press, Princeton, 334 p.
- Campbell F.E., Roeder P. (1968). The stability of olivine and pyroxene in the Ni-Mg-Si-O system. *Am. Mineralog.*, 53, pp. 257–268.
- De Hoog Jan C.M., Gall Louise, David H.C. (2010). Trace-element geochemistry of mantle olivine and application to mantle petrogenesis and geothermobarometry. *Chemical Geology*, 270(1–4), pp. 196–215. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2009.11.017>
- DePaolo D.J. (1981). Trace element and isotopic effects of combined wallrock assimilation and fractional crystallization. *Earth and Planetary Science Letters*, 53(2), pp. 189–202. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(81\)90153-9](https://doi.org/10.1016/0012-821X(81)90153-9)
- Fuchs L.H., Olsen E., Jensen K.J. (1973). Mineralogy, Mineral-Chemistry, and Composition of the Murchison (C2) Meteorite. *Smithson. Contrib. Earth Sci.*, 10, pp. 1–39. <https://doi.org/10.5479/si.00810274.10.1>
- Gillis K.M., Snow J.E., Klaus A., Abe N., Adriaio A.B., Akizawa N., Ceuleneer G., Cheadle M.J., Faak K., Falloon T.J., Friedman S.A., Godard M., Guerin G., Harigane Y., Horst A.J., Hoshide T., Ildefonse B., Jean M.M., John B.E., Koepke J., Machi S., Maeda J., Marks N.E., McCaig A.M., Meyer R., Morris A., Nozaka T., Python M., Saha A., Wintsch R.P. (2014) Primitive layered gabbros from fastspreading lower oceanic crust. *Nature*, 505, pp. 204–207. <https://doi.org/10.1038/nature12778>
- Giret A., Bonin B., Leger J.M. (1980). Amphibole compositional trends in oversaturated alkaline plutonic ring-complexes. *The Canadian Mineralogist*, 18, pp. 481–495.
- Humphreys M.C.S. (2011) Silicate liquid immiscibility within the crystal mush: evidence from Ti in plagioclase from the Skaergaard intrusion. *J Petrol.*, 52, pp. 147–174. <https://doi.org/10.1093/petrology/egq076>
- Kranidiotis P., MacLean W.H. (1987). Systematic of Chlorite Alteration at the Phelps Dodge Massive Sulfide Deposit, Matagami, Quebec. *Economic Geology*, 82(7), pp. 1808–1911. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.82.7.1898>
- Kretz R. (1982). Transfer and exchange equilibria in a portion of the pyroxene quadrilateral as deduced from natural and experimental data. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46(3), pp. 411–422. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90232-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90232-0)
- Layered Intrusions. (2015). Eds: Charlier B., Namur O., Latypov R., Tegner C. Springer, 748 p.
- Leak B.E. (1978). Nomenclature of amphiboles. *Miner. Mag.*, 42(324), pp. 533–563. <https://doi.org/10.1180/minmag.1978.042.324.21>
- Lepage L.D. (2003). ILMAT: an excel worksheet for ilmenite-magnetite geothermometry and geobarometry. *Comput. Geosci.*, 29(5), pp. 673–678. [https://doi.org/10.1016/S0098-3004\(03\)00042-6](https://doi.org/10.1016/S0098-3004(03)00042-6)
- Leuthold J, Blundy J.D, Holness M.B, Sides R. (2014) Successive episodes of reactive liquid flow through a layered intrusion (Unit 9, Rum Eastern Layered Intrusion, Scotland). *Contrib. Mineral. Petrol.*, 168, pp. 1–27. <https://doi.org/10.1007/s00410-014-1021-7>
- Lindsley D.H., Spencer K.J. (1982). Fe-Ti oxide geothermometry: Reducing analyses of coexisting Ti-magnetite (Mt) and ilmenite (Ilm). *American Geophysical Union*, 63(18), p. 471.
- Loucks Robert R. (1996). A precise olivine-augite Mg-Fe-exchange geothermometer. *Contrib Mineral. Petrol.*, 125(2–3), pp. 140–150. <https://doi.org/10.1007/s004100050211>
- Miyamoto M., Furuta T., Fujii NMcKay, D.S., Lofgren G.E., Duke M.B. (1993). The Mn-Fe negative correlation in olivines in ALHA 77257 ureilite. *Journal of Geophysical Research*, 98(E3), pp. 5301–5307. <https://doi.org/10.1029/92JE02943>
- Namur O, Charlier B, Toplis M.J, Higgins M.D, Liégeois J-P, Vander Auwera J. (2010) Crystallization sequence and magma chamber processes in the ferrobaltic Sept Iles layered intrusion, Canada. *J. Petrol.*, 51, pp. 1203–1236. <https://doi.org/10.1093/petrology/egq016>
- Nathan H.D., Vankirk C.K. (1978). A model of magmatic crystallization. *Petrol.*, 19(1), pp. 66–94. <https://doi.org/10.1093/petrology/19.1.66>
- Nielsen R.L. (1985). EQUIL: a program for the modeling of low-pressure differentiation processes in natural mafic magma bodies. *Computers & Geosciences*, 11, pp. 531–546. [https://doi.org/10.1016/0098-3004\(85\)90084-6](https://doi.org/10.1016/0098-3004(85)90084-6)
- Nielsen R.L. (1988). TRACE FOR: A program for the calculation of combined major and trace-element liquid lines of descent for natural magmatic systems. *Computers & Geosciences*, 14, pp. 15–35. [https://doi.org/10.1016/0098-3004\(88\)90050-7](https://doi.org/10.1016/0098-3004(88)90050-7)
- Perchuk L.L., Saxena S.K. and Bhattacharji S. (1977). Thermodynamic control of metamorphic processes in Energetics of Geological Processes. New York: Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-86574-9>
- Powell R. (1984). Inversion of the assimilation and fractional crystallization (AFC) equations; characterization of contaminants from isotope and trace element relationships in volcanic suites. *Journal of Geological Society of London*, 141(3), pp. 447–452. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.141.3.0447>
- Roedder P.L., Emslie R.F. (1970). Olivine-liquid equilibrium. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 29(4), pp. 275–289. <https://doi.org/10.1007/BF00371276>
- Spera F.J., Bohrson W.A. (2001). Energy-constrained opensystem magmatic processes, 1, General model and energyconstrained assimilation and fractional crystallization (ECAFC) formulation. *J. Petrol.*, 42(5), pp. 999–1018. <https://doi.org/10.1093/petrology/42.5.999>
- Spera F.J., Bohrson W.A. (2002). Energy-constrained opensystem magmatic processes 3. Energy-constrained recharge, assimilation, and fractional crystallization (EC-RAFC). *Geochemistry Geophysics Geosystems*, 3(12), pp. 1–20. <https://doi.org/10.1029/2002GC000315>
- Spera F.J., Bohrson W.A. (2004). Open-system magma chamber evolution: an energy-constrained geochemical model incorporating the effects of concurrent eruption, recharge, variable assimilation and fractional crystallization (EC-E'RAFC). *Journal of Petrology*, 45(12), pp. 2459–2480. <https://doi.org/10.1093/petrology/egh072>
- Toramaru A., Matsumoto M. (2012) Numerical experiment of cyclic layering in a solidified binary eutectic melt. *J. Geophys. Res.*, 117, B02209. <https://doi.org/10.1029/2011JB008204>
- Wells P.R.A. (1977). Pyroxene thermometry in simple and complex systems. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 62(2), pp. 129–139. <https://doi.org/10.1007/BF00372872>
- Wood B.J., Banno S. (1973). Garnet-orthopyroxene and orthopyroxene-clinopyroxene relationships in simple and complex systems. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 42(2), pp. 109–124. <https://doi.org/10.1007/BF00371501>

Сведения об авторах

Сергей Григорьевич Ковалев – доктор геол.-мин. наук,
директор Института геологии УФИЦ РАН
Россия, 450077, Уфа, ул. К. Маркса, д. 16/2

Сергей Сергеевич Ковалев – научный сотрудник
Институт геологии УФИЦ РАН
Россия, 450077, Уфа, ул. К. Маркса, д. 16/2

Статья поступила в редакцию 27.04.2021;

Принята к публикации 08.09.2021;

Опубликована 30.11.2021

On the melt differentiation in the intermediate chamber (by the example of differentiated intrusives of the western slope of the Southern Urals)

S.G. Kovalev*, S.S. Kovalev

Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation

**Corresponding author: Sergey G. Kovalev, e-mail: kovalev@ufaras.ru*

Abstract. The article provides materials on the analysis of the chemical composition of silicates and aluminosilicates that make up the differentiated body of the Misaelga complex, which made it possible by calculation methods to restore the thermobaric parameters of crystallization of the melt in the intermediate chamber.

The presence of high-temperature (1472 °C) intratelluric olivine crystals characterizing the process of magma generation in the mantle and olivine crystallizing under the conditions of the intermediate chamber (1050–1183 °C) has been established. The calculated crystallization temperature of pyroxenes indicates that they crystallized together with olivine from the bulk of the rocks, and the established variations in the P–T parameters ($T = 950\text{--}1045\text{ °C}$, $P = 4.0\text{--}7.4\text{ kbar}$) for plagioclase and amphibole complete the quantitative characteristics of high-temperature melt crystallization processes.

It is shown that the calculated P–T parameters of the crystallization of the melt that formed the intrusive massif make it possible to classify its ultrabasic horizon as picrite complexes of the second type that we identified earlier.

Modeling of the crystallization process carried out using two models – according to the algorithm of H.D. Nathan and K.K. Van Kirk and the software product KOMAGMAT – made it possible to establish that the most probable mechanism for the formation of a differentiated body of the Misaelga complex was directional crystallization with gravitational deposition of olivine at the initial stages of the formation of the massif.

Keywords: Southern Urals, differentiated body, olivine, clinopyroxene, orthopyroxene, modeling, crystallization temperature, melt differentiation, liquidus phases

Acknowledgements

The research was carried out within the framework of the State Assignment of the IG UFIC RAS (project No. 0252-2017-0012).

The authors are grateful to V.A. Kotlyarov for his highly professional analysis of the minerals and are also grateful to the anonymous reviewers for helpful comments which improved the work.

Recommended citation: Kovalev S.G., Kovalev S.S. (2021). On the melt differentiation in the intermediate chamber (by the example of differentiated intrusives of the western slope of the Southern Urals). *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 80–95. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.10>

References

- Aitchison, S.J., Forrest, A.H. (1994). Quantification of crustal contamination in open magmatic systems. *Journal of Petrology*, 35, pp. 461–488. <https://doi.org/10.1093/petrology/35.2.461>
- Alekseev A.A. (1984). Riphean-Vendian magmatism of the western slope

of the Southern Urals. Moscow: Nauka, 136 p. (In Russ.)

Alekseev A.A., Alekseeva G.V., Kovalev S.G. (2000). Layered intrusions of the western slope of the Urals. Ufa: Gilem, 188 p. (In Russ.)

Appen A.A. (1974). Glass chemistry. Leningrad: Khimiya, 125 p. (In Russ.)

Ariskin A.A., Barmina G.S. (2004). COMAGMAT: Development of a magma crystallization model and its petrologic applications. *Geochemistry International*, 42(Suppl. 1), pp. 1–157.

Ariskin A.A., Barmina G.S. (2000). Modelirovanie fazovykh ravnovesiy pri kristallizatsii bazal'tovykh magm. Moscow: Nauka, 363 p. (In Russ.)

Ariskin A.A., Barmina G.S., Frenkel M.Yu. (1986). Computer simulation of basalt magma crystallization at a fixed oxygen fugacity. *Geochem. Int.*, 24(5), pp. 92–100. (In Russ.)

Ariskin A.A., Frenkel M.Yu., Barmina G.S., Nilsen R. (1993). Comagmat: a Fortran program to model magma differentiation processes. *Comput. Geosci.*, 19(8), pp. 1155–1170. [https://doi.org/10.1016/0098-3004\(93\)90020-6](https://doi.org/10.1016/0098-3004(93)90020-6)

Beattie P. (1993). Olivine-melt and orthopyroxene-melt equilibria. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 115(1), pp. 103–111. <https://doi.org/10.1007/BF00712982>

Blundy J.D., Holland T.J.B. (1990). Calcic amphibole equilibria and a new amphibole-plagioclase geothermometer. *Contrib Mineral Petrol*, 104(2), pp. 208–224. <https://doi.org/10.1007/BF00306444>

Bohrson W.A., Spera F.J. (2001). Energy-Constrained Open-System Magmatic Processes II: Application of energy-constrained assimilation-fractional crystallization (EC-AFC) model to magmatic systems. *J. Petrol.*, 42(5), pp. 1019–1041. <https://doi.org/10.1093/petrology/42.5.1019>

Bohrson W.A., Spera F.J. (2003). Energy-constrained opensystem magmatic processes 4: Geochemical, thermal and mass consequences of Energy-Constrained Recharge, Assimilation and Fractional Crystallization (EC-RAFC). *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 4(2). <https://doi.org/10.1029/2002GC000361>

Bowen N.L. (1928). The Evolution of the Igneous Rocks. Princeton University Press, Princeton, 334 p.

Bychkov D.A., Koptev-Dvornikov E.V. (2005). Cri-Minal program for modeling the melt-solid phase equilibrium for a given gross composition of the system. *Proc. Conf.: Ultramafic-mafic complexes of folded areas of the Precambrian*. Ulan-Ude: BurNTs SB RAS, pp. 122–123. (In Russ.)

Campbell F.E., Roeder P. (1968). The stability of olivine and pyroxene in the Ni-Mg-Si-O system. *Am. Mineralog.*, 53, pp. 257–268.

De Hoog Jan C.M., Gall Louise, David H.C. (2010). Trace-element geochemistry of mantle olivine and application to mantle petrogenesis and geothermobarometry. *Chemical Geology*, 270(1–4), pp. 196–215. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2009.11.017>

DePaolo D.J. (1981). Trace element and isotopic effects of combined wallrock assimilation and fractional crystallization. *Earth and Planetary Science Letters*, 53(2), pp. 189–202. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(81\)90153-9](https://doi.org/10.1016/0012-821X(81)90153-9)

Drits V.A., Kossovskaya A.G. (1991). Clay minerals: micas, chlorites. Moscow: Nauka, 176 p. (In Russ.)

Erofeeva, K.G., Stepanova, A.V., Samsonov, A.V. et al. (2019) 2.4 Ga Mafic Dikes and Sills of Northern Fennoscandia: Petrology and Crustal Evolution. *Petrology*, 27, pp. 17–42. <https://doi.org/10.1134/S0869591119010016>

Frenkel M.Ya., Yaroshevskiy A.A., Ariskin A.A., et al. (1988). Dynamics of intrachamber differentiation of basic magmas. Moscow: Nauka, 216 p. (In Russ.)

Fuchs L.H., Olsen E., Jensen K.J. (1973). Mineralogy, Mineral-Chemistry, and Composition of the Murchison (C2) Meteorite. *Smithson. Contrib. Earth Sci.*, 10, pp. 1–39. <https://doi.org/10.5479/si.00810274.10.1>

Gillis K.M., Snow J.E., Klaus A., Abe N., Adriaio A.B., Akizawa N., Ceuleneer G., Cheadle M.J., Faak K., Falloon T.J., Friedman S.A., Godard M., Guerin G., Harigane Y., Horst A.J., Hoshide T., Ildefonse B., Jean M.M., John B.E., Koepke J., Machi S., Maeda J., Marks N.E., McCaig A.M., Meyer R., Morris A., Nozaka T., Python M., Saha A., Wintsch R.P. (2014) Primitive layered gabbros from fastspreading lower oceanic crust. *Nature*, 505, pp. 204–207. <https://doi.org/10.1038/nature12778>

- Giret A., Bonin B., Leger J.M. (1980). Amphibole compositional trends in oversaturated alkaline plutonic ring-complexes. *The Canadian Mineralogist*, 18, pp. 481–495.
- Humphreys M.C.S. (2011). Silicate liquid immiscibility within the crystal mush: evidence from Ti in plagioclase from the Skaergaard intrusion. *J. Petrol.*, 52, pp. 147–174. <https://doi.org/10.1093/petrology/egq076>
- Kovalev S.G. (1996). Differentiated diabase-picrite complexes of the western slope of the Southern Urals. Ufa: IG UNTs RAS, 99 p. (In Russ.)
- Kovalev S.G. (2011). New data on the geochemistry of diabase-picrite magmatism on the western slope of the Southern Urals and the conditions for its formation. *Litosfera = Lithosphere (Russia)*, 2, pp. 68–83. (In Russ.)
- Kovalev S.G., Kovalev S.S., Vysotskiy S.I. (2018). Noble metal geochemical specialization of the Mesoproterozoic magmatic complexes of the Bashkirian meganticlinorium and the eastern margin of the East European platform. *Litosfera = Lithosphere (Russia)*, 18(2), pp. 295–313. (In Russ.) <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2018-18-2-295-313>
- Kovalev S.G., Puchkov V.N., Vysotskiy S.I., Kovalev S.S. (2017). Conditions for the formation of igneous rocks during the plume process (on the example of the western slope of the Southern Urals). *DAN*, 475(2), pp. 171–175. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S0869565217200129>
- Kranidiotis P., MacLean W.H. (1987). Systematic of Chlorite Alteration at the Phelps Dodge Massive Sulfide Deposit, Matagami, Quebec. *Economic Geology*, 82(7), pp. 1808–1911. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.82.7.1898>
- Kretz R. (1982). Transfer and exchange equilibria in a portion of the pyroxene quadrilateral as deduced from natural and experimental data. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46(3), pp. 411–422. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90232-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90232-0)
- Layered Intrusions. (2015). Eds: Charlier B., Namur O., Latypov R., Tegner C. Springer, 748 p.
- Leak B.E. (1978). Nomenclature of amphiboles. *Miner. Mag.*, 42(324), pp. 533–563. <https://doi.org/10.1180/minmag.1978.042.324.21>
- Lennykh V.I., Petrov V.I. (1978). Picrites of the Taratash complex. *Trudy Il'men. gos. zapoved.*, vol. 17, pp. 45–52. (In Russ.)
- Lepage L.D. (2003). ILMAT: an excel worksheet for ilmenite-magnetite geothermometry and geobarometry. *Comput. Geosci.*, 29(5), pp. 673–678. [https://doi.org/10.1016/S0098-3004\(03\)00042-6](https://doi.org/10.1016/S0098-3004(03)00042-6)
- Leuthold J., Blundy J.D., Holness M.B., Sides R. (2014). Successive episodes of reactive liquid flow through a layered intrusion (Unit 9, Rum Eastern Layered Intrusion, Scotland). *Contrib. Mineral. Petrol.*, 168, pp. 1–27. <https://doi.org/10.1007/s00410-014-1021-7>
- Lindsley D.H., Spencer K.J. (1982). Fe-Ti oxide geothermometry: Reducing analyses of coexisting Ti-magnetite (Mt) and ilmenite (Ilm). *American Geophysical Union*, 63(18), p. 471.
- Loucks Robert R. (1996). A precise olivine-augite Mg-Fe-exchange geothermometer. *Contrib. Mineral. Petrol.*, 125(2–3), pp. 140–150. <https://doi.org/10.1007/s004100050211>
- Miyamoto M., Furuta T., Fujii NMcKay, D.S., Lofgren G.E., Duke M.B. (1993). The Mn-Fe negative correlation in olivines in ALHA 77257 ureilite. *Journal of Geophysical Research*, 98(E3), pp. 5301–5307. <https://doi.org/10.1029/92JE02943>
- Myuller R., Saksena S. (1980). Chemical petrology. Moscow: Mir, 516 p. (In Russ.)
- Namur O., Charlier B., Toplis M.J., Higgins M.D., Liégeois J-P, Vander Auwera J. (2010). Crystallization sequence and magma chamber processes in the ferrobaltic Sept Îles layered intrusion, Canada. *J. Petrol.*, 51, pp. 1203–1236. <https://doi.org/10.1093/petrology/egq016>
- Nathan H.D., Vankirk C.K. (1978). A model of magmatic crystallization. *Petrol.*, 19(1), pp. 66–94. <https://doi.org/10.1093/petrology/19.1.66>
- Nielsen R.L. (1985). EQUIL: a program for the modeling of low-pressure differentiation processes in natural mafic magma bodies. *Computers & Geosciences*, 11, pp. 531–546. [https://doi.org/10.1016/0098-3004\(85\)90084-6](https://doi.org/10.1016/0098-3004(85)90084-6)
- Nielsen R.L. (1988). TRACE FOR: A program for the calculation of combined major and trace-element liquid lines of descent for natural magmatic systems. *Computers & Geosciences*, 14, pp. 15–35. [https://doi.org/10.1016/0098-3004\(88\)90050-7](https://doi.org/10.1016/0098-3004(88)90050-7)
- Nosova, A.A., Sazonova, L.V., Kargin, A.V. et al. (2012) Mesoproterozoic within-plate igneous province of the western urals: Main petrogenetic rock types and their origin. *Petrology*, 20, pp. 356–390. <https://doi.org/10.1134/S086959111204008X>
- Perchuk L.L., Saxena S.K. and Bhattacharji S. (1977). Thermodynamic control of metamorphic processes in Energetics of Geological Processes. New York: Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-86574-9>
- Polzunenkov G.O. (2018). Evaluation of P-T and fO₂ conditions of crystallization of monzonitoids of the Velitkenai granite-migmatite massif (Arctic Chukotka) based on mineral thermobar- and oxybarometry data. *Tikhookeanskaya geologiya*, 37(5), pp. 97–111. (In Russ.)
- Powell R. (1984). Inversion of the assimilation and fractional crystallization (AFC) equations; characterization of contaminants from isotope and trace element relationships in volcanic suites. *Journal of Geological Society of London*, 141(3), pp. 447–452. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.141.3.0447>
- Roedder P.L., Emslie R.F. (1970). Olivine-liquid equilibrium. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 29(4), pp. 275–289. <https://doi.org/10.1007/BF00371276>
- Sazonova L.V., Nosova A.A., Larionova Yu.O., Kargin A.V., Kovalev S.G. (2011). Mesoproterozoic picrites of the eastern margin of the East European Platform and the Bashkirian meganticlinorium: petrogenesis and compositional features of olivine and clinopyroxene. *Litosfera = Lithosphere (Russia)*, 3, pp. 64–83. (In Russ.)
- Sharkov E.V. (1980). Petrology of layered intrusions. Leningrad: Nauka, 120 p. (In Russ.)
- Spera F.J., Bohrsen W.A. (2001). Energy-constrained opensystem magmatic processes, 1, General model and energyconstrained assimilation and fractional crystallization (ECAFC) formulation. *J. Petrol.*, 42(5), pp. 999–1018. <https://doi.org/10.1093/petrology/42.5.999>
- Spera F.J., Bohrsen W.A. (2002). Energy-constrained opensystem magmatic processes 3. Energy-constrained recharge, assimilation, and fractional crystallization (EC-RAFC). *Geochemistry Geophysics Geosystems*, 3(12), pp. 1–20. <https://doi.org/10.1029/2002GC000315>
- Spera F.J., Bohrsen W.A. (2004). Open-system magma chamber evolution: an energy-constrained geochemical model incorporating the effects of concurrent eruption, recharge, variable assimilation and fractional crystallization (EC-E'RAFC). *Journal of Petrology*, 45(12), pp. 2459–2480. <https://doi.org/10.1093/petrology/egh072>
- Toramaru A., Matsumoto M. (2012) Numerical experiment of cyclic layering in a solidified binary eutectic melt. *J. Geophys. Res.*, 117, B02209. <https://doi.org/10.1029/2011JB008204>
- Wager L.P., Brown G. (1968). Layered igneous rocks. Edinburgh; London: Oliver & Boyd, 588 p.
- Wells P.R.A. (1977). Pyroxene thermometry in simple and complex systems. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 62(2), pp. 129–139. <https://doi.org/10.1007/BF00372872>
- Wood B.J., Banno S. (1973). Garnet-orthopyroxene and orthopyroxene-clinopyroxene relationships in simple and complex systems. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 42(2), pp. 109–124. <https://doi.org/10.1007/BF00371501>
- Yaroshevskiy A.A. (1964). The principle of zone melting and its application in solving some geochemical issues. *Proc. Conf.: Chemistry of the Earth's Crust*, vol. 2. Moscow: Nauka, pp. 55–62. (In Russ.)

About the Authors

Sergey G. Kovalev – Director, DSc (Geology and Mineralogy)

Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences
16/2 Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

Sergey S. Kovalev – Junior Researcher

Institute of Geology – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences
16/2 Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

Manuscript received 27 April 2021;

Accepted 8 September 2021;

Published 30 November 2021

Ресурсы кварцевого сырья Гарганской зоны Восточносаянского кварцитоносного района

А.М. Федоров^{1*}, В.А. Макрыгина¹, А.М. Мазукабзов², А.И. Непомнящих¹,
Д.Ц. Аюржанаева³, М.Г. Волкова¹

¹Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, Иркутск, Россия

²Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия

³Геологический институт СО РАН, Улан-Удэ, Россия

Анализ Восточносаянского кварцитоносного района в качестве сырья на кристаллический кремний и оптическое стекло на основе предложенных геохимических и структурных критериев оценки пород позволяет существенно расширить прогнозные ресурсы этого типа сырья. В работе уточнено геологическое строение продуктивной на высокочистые кварциты иркутской свиты в пределах Ока-Урикского, Уренгенурского и Урдагарганского кварценозных узлов, даны геологические, минералого-петрографические и геохимические характеристики основных типов кварцитов, определены основные морфологические особенности продуктивных тел высокочистых кварцитов для прогнозирования их развития на глубину. Главными факторами формирования тел высокочистых кварцитов является то, что: 1) накопление кварцитов происходит в пределах иркутской кремнисто-карбонатной свиты среднерифейского возраста в обширном, но изолированном бассейне; 2) тела высокочистых кварцитов формируются в результате динамической перекристаллизации, связанной с деформацией исходных микрокварцитов в результате коллизии Дунжугурской островной дуги с окраиной Гарганского микроконтинента. Проведена оценка ресурсов кварцитов западной части Восточносаянского кварценозного района для металлургии кремния и получения оптического кварцевого стекла в количестве 134 млн т.

Ключевые слова: кварциты, суперкварциты, геохимия, перекристаллизация, ресурсы кварцевого сырья, Восточный Саян

Для цитирования: Федоров А.М., Макрыгина В.А., Мазукабзов А.М., Непомнящих А.И., Аюржанаева Д.Ц., Волкова М.Г. (2021). Ресурсы кварцевого сырья Гарганской зоны Восточносаянского кварцитоносного района. *Георесурсы*, 23(4), с. 96–106. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.11>

Введение

Потребление химически чистого природного кремнеземистого сырья, позволяющего получать в процессе обогащения высококачественные концентраты для производства оптического кварцевого стекла и кварцевой керамики, интенсивно растет. Однако дефицит высокочистого природного сырья требует относиться к кварцу как к ключевому стратегическому сырью, не только России, но и многие высокоразвитые страны (Götze, Möckel, 2012; Muller et al., 2007). Главными типами природного сырья для таких отраслей являются жильный кварц, кварцевые ядра пегматитов, кварц аляскитовых гранитов (США) и кварциты. Высокочистые разновидности жильного кварца, в том числе и гранулированного, и кварцевые ядра пегматитов содержат мало примесей, но имеют небольшие ресурсы сырья. Месторождений кварца гранитов в России не выявлено, но этот тип сырья может отличаться высоким качеством, несмотря на то, что требует сложной процедуры извлечения и очистки. Кварциты имеют средние показатели по качеству, но могут быть легко очищены от минеральных примесей. Основную проблему для всех разновидностей составляют структурные и флюидные примеси.

Несмотря на то, что кварциты в литосфере Земли распространены достаточно широко, их высокочистые

разновидности (с содержанием элементов примесей менее десятых долей процента) представляют большую редкость (Воробьев и др., 2003; Götze, Möckel, 2012). В России в настоящий момент кроме месторождения Черемшанское разрабатываемого для получения кристаллического кремния (Царев и др., 2007), известны относительно чистые проявления кварцитов и микрокварцитов в Западном Прибайкалье (Петрова и др., 1996; Макрыгина, Федоров, 2013) и в южной части Западной Сибири (кварциты Антоновской группы) (Ананьева, Коровкин, 2003).

Такие лидеры производства высокочистых кварцевых материалов как Германия и Норвегия традиционно рассматривают кварциты как сырье для получения огнеупорных материалов, кремния и сплавов с кремнием, таких как FeSi (Götze, Möckel, 2012). Однако европейские специалисты не исключают применение кварцитов Норвегии, Швеции и др. при условии отработки технологии обогащения для получения концентратов высокой чистоты даже из кианитовых кварцитов с содержанием SiO₂ менее 80 % (Muller et al., 2007).

Сотрудниками Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН (ИГХ СО РАН) и производственными предприятиями Иркутской области проводятся многолетние исследования кварцитов с целью прироста минерально-сырьевой базы кварцевых, в том числе высокочистых, материалов России. Весьма перспективными могут быть значительные по ресурсам проявления кварцитов юго-восточной части Восточного Саяна, включающие

* Ответственный автор: Александр Михайлович Федоров
e-mail: sashaf@igc.irk.ru

© 2021 Коллектив авторов

и разведанное месторождение Бурал-Сардык (Воробьев и др., 2003).

Главной целью статьи является анализ возможности существенного расширения прогнозных ресурсов Восточноаянского кварцитоносного района в качестве сырья на кристаллический кремний, либо оптическое стекло. Анализ проводится на основе детальных геохимических исследований кварцитов месторождения Бурал-Сардык и нескольких кварцитов проявлений с использованием предложенных геохимических и структурных критериев оценки пород.

Геологическое строение Восточноаянского кварцитоносного района

Восточноаянский кварцитоносный район охватывает северо-западный и северо-восточный склоны выходов Гарганской глыбы. Изучаемые кварциты расположены в западной части в пределах преимущественно кремнисто-карбонатной пачки иркутской свиты среднерифейского возраста (1250 млн лет (Кузнецов и др., 2010)). Она залегает на породах архейского (2,7 млрд лет (Анисимова и др., 2009)) гранитогнейсового фундамента Гарганской глыбы, моноклинально и несогласно, с падением в северо-западных румбах ($290-320^\circ$) под углами от 25 до 55° (рис. 1). Выходы пород иркутской свиты протягиваются неширокой (от 12 км в южной до 0,5 км в северной части) полосой от оз. Урунг-Нур до реки Урик. Они перекрываются мало-мощной пачкой кремнистых сланцев уртагольской свиты. Обе свиты составляют чехол Гарганской глыбы.

Породы иркутской свиты в междуречье рек Урда-Гарган и Хойто-Гарган прорываются гранитоидами сумсунурского комплекса возрастом 790 млн л (Кузьмичев, 2004), которые разделяют свиту на северо-восточную и юго-западную части. В северо-восточной зоне выделяется Ока-Урикский узел с месторождением Бурал-Сардык и несколькими проявлениями высококислых кварцитов. В юго-западной части выделен Уртагарганский узел, а на левобережье реки Оки Урунгенурский узел. Они ограничены с юга гранитоидами и габброидами мункусардыкского хребта.

Породы иркутской свиты сформировались в обширном, но изолированном бассейне в течение не менее двух значительных по мощности литоциклов. Разрез базальных слоев свиты слагает трансгрессивную часть ритма и представлен мелкогалечными конгломератами, которые вверх по разрезу сменяются гравелистыми песчаниками и алевролитами, а затем светлоокрашенными мелкозернистыми доломитами с линзами кремнистых образований. Пачка, слагающая второй ритм, начинается разнозернистыми кварцевыми песчаниками с галькой кварца, темно-серых кварцитов и доломитов. Выше выделяются пачки массивных, серых известняков и кремнисто-карбонатных пород с маломощным маркирующим горизонтом черных углистых сланцев. Кремнисто-карбонатные породы переходят в аномально чистые хемогенные силициты-кварциты, представляющие собой протолит для образования высококислых разновидностей кварцитов (сливных и сахаровидных, мелкозернистых темно-серых и осветленных, а также уникальных суперкварцитов). Мощность кварцевой пачки отличается на разных участках и на Ока-Урикском достигает 350–400 метров в районе хребта.

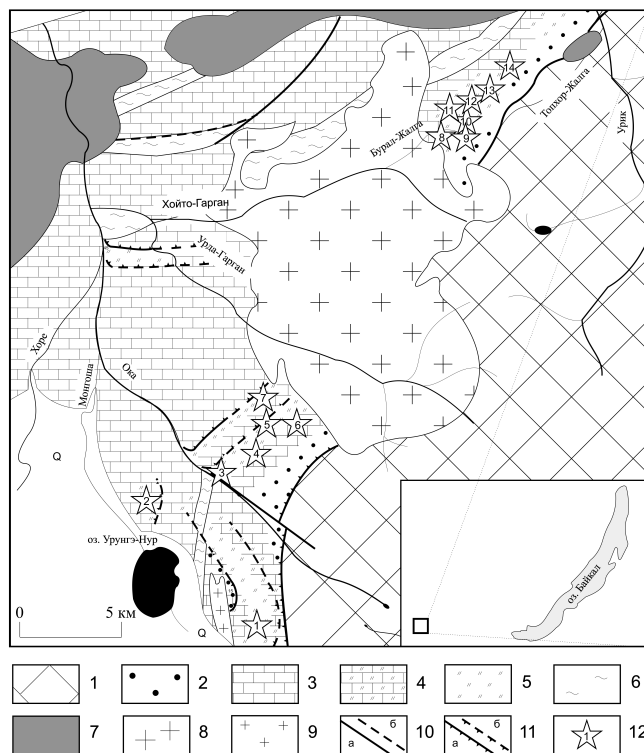


Рис. 1. Схематическая геологическая карта западной части Гарганской глыбы: 1 – фундамент Гарганской глыбы (неоархей); 2–6 – чехол Гарганской глыбы (мезопротерозой): 2 – терригенная пачка иркутской свиты (метапесчаники, гравелиты, кварциты, углистые сланцы); 3 – карбонатная пачка иркутской свиты (кальцитовые и анкерит-доломит-кальцитовые известняки); 4 – кремнисто-карбонатные породы иркутской свиты (кальцитовые и анкерит-доломит-кальцитовые известняки с прослоями кварцитов-силицитов); 5 – кварциты-силициты иркутской свиты; 6 – сланцы уртагольской свиты; 7 – офиолитовый комплекс нерасчлененный (неопротерозой); 8 – гранитоиды сумсунурского комплекса (неопротерозой); 9 – гранитоиды мункусардыкского комплекса (нижний палеозой ?); 10 – тектонические нарушения (а – достоверные, б – предполагаемые); 11 – надвиги (а – достоверные, б – предполагаемые); 12 – кварцитовые проявления и их номера: Урунгенурский узел: 1 – Урунгенурский, 2 – Монгошинский; Урда-Гарганский узел: 3 – Окинский-1, 4 – Кварцитовый отрог, 5 – Семерка, 6 – Белая Сопка, 7 – Окинский-2; Ока-Урикский узел: 8 – Юго-Западный, 9 – Южный, 10 – месторождение Бурал-Сардык (Северный), 11 – Северо-Западный, 12 – Северо-Восточный-1, 13 – Северо-Восточный-2, 14 – Кварцитовая Сопка.

Структурно-геологические данные, полученные в пределах изученной площади, позволили выделить несколько разрывных нарушений, различающихся по характеру преобразования, и выраженные в рассланцевании, милонитизации, отальковании и брекчировании пород. Нарушения, отмеченные в привершинной части хребтов, протягиваются в северо-восточном направлении, а нарушения, закартированные у их оснований, имеют ярко выраженный сдвиг-надвиговый характер и относительно пологие углы падения поверхности сместителя от 15 до 45° в северо-западном направлении (рис. 1). Кроме того, в пластичных карбонатных породах отмечаются редкие асимметричные складки, позволяющие реконструировать вектор сжатия, направленный с северо-запада на юго-восток.

В результате коллизии Дунжугурской островной дуги (1 млрд л) с Гарганским микроконтинентом около 800 млн лет назад (Кузьмичев, 2004), произошла

обдукция офиолитов на окраину микроконтинента. Обдукционные породы перекрыли осадочный чехол, в процессе продвижения смяли его в складки и разделили на отдельные, надвинутые друг на друга пластины. При поднятии Гарганской глыбы в процессе ее гранитизации и внедрения сумсунурских гранитоидов офиолитовый покров был эродирован. Фрагменты его сохранились в виде останцов, обрамляющих глыбу по периферии (рис. 1).

Геологическое строение площади и геохимические и петрологические особенности месторождения Бурал-Сардык описаны в ряде предыдущих работ (Воробьев и др., 2003; Федоров и др., 2011; 2012; Макрыгина, Федоров, 2013; Волкова и др., 2017; Непомнящих др., 2018; Волкова и др., 2019; Fedorov et al., 2019; Мазукабзов и др., 2020; Аюржанаева и др., 2020).

Методика исследований

Пробы кварцитов и кварцевых концентратов анализировались в Институте геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН методами масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), пламенной фотометрии (ПФ) и атомного эмиссионно-спектрального анализа (АЭСА).

Методика предварительной пробоподготовки необогащенных проб высокочистого кварцевого материала для анализов производилась по единой схеме: промывка образца кварцита в дистиллированной воде; предварительное механическое дробление; химическая чистка фракции -5 – $+20$ мм от сорбированных компонентов на поверхности в 10 % растворе особо чистой соляной кислоты (HCl); стадия термодробления путем нагрева до 900°C и охлаждения деионизированной водой; измельчение в ступке и пестиком, изготовленными из «суперкварцита» месторождения Бурал-Сардык, и классификация фракции $-0,1$ – $+0,5$ мм. Для анализа методами ICP-MS и ПФ пробы кварца растворяли в смеси $\text{HF}-\text{HNO}_3$ в автоклавах при 160 – 180°C . Для предотвращения потерь бора добавляли 1 % раствор маннита. Основной элемент отгоняли в виде тетрафторида кремния при выпаривании с HF при 60 – 80°C . Все стадии пробоподготовки выполнены в условиях чистой комнаты с использованием реагентов высокой степени чистоты и ультрачистой деионизированной воды ($> 18,2 \text{ M}\Omega \text{ cm}^{-1}$, Simplicity, Millipore).

Определение примесей методом ICP-MS проводили с помощью масс-спектрометра высокого разрешения с двойной фокусировкой ELEMENT-2 (FinniganMAT, Germany). В качестве внутреннего стандарта добавляли Rh (3 ng mL^{-1}). Для анализа применяли многоэлементные стандартные растворы: CLMS-2 и CLMS-4 (Spex, USA), ICPsolution X Certipur (Merck, Germany) и IQC-026 (Ultrascientific, USA).

Для выполнения определений методом АЭСА использована спектральная установка, включающая дифракционный спектрограф ДФС-458 С (ПО КОМЗ, г. Казань), многоканальный анализатор эмиссионных спектров МАЭС на основе микросборки фотодиодных линеек, электродуговой генератор «Везувий» (ООО «ВМК-Оптоэлектроника», г. Новосибирск).

Определение содержания примесей щелочных металлов Na, K и Li в дополнение к АЭСА проводилось методом ПФ с использованием пламенного фотометра на основе спектрометра ДФС-12 (ЛОМО, Россия) в пламени

пропан-воздух. Сигналы эмиссии регистрировали на длине волны $589,0 \text{ нм}$ для Na, $766,5 \text{ нм}$ для K и $670,8 \text{ нм}$ для Li. Для градуировочной зависимости применяли стандартные растворы, приготовленные из хлоридов, с концентрацией аналитов от $0,04 \text{ мкг/мл}$ до $0,2$ – $0,5 \text{ мкг/мл}$. Правильность определения оценивали с помощью анализа образцов IOTA STANDARD и IOTA 4 (Unimin, USA) или методом добавок.

Для расшифровки структуры рудных зон выполнялись тектонические исследования на макро и микроуровне. Макроисследования проводились традиционными методами геологического картирования в детальном масштабе. В процессе работы фиксировались состав и условия залегания горных пород, складчатые и разрывные дислокации. С целью выяснения формирования структур и механизма преобразования пород в процессе деформации использовались методы, рекомендуемые для микроструктурного анализа. Эти работы сопровождалась отбором ориентированных штучков для последующего петроструктурного анализа. В камеральный период были изготовлены шлифы, для исследования которых использовался поляризационный микроскоп и федоровский столик. По результатам микроструктурного анализа установлена доминирующая ориентировка линейных кварцевых агрегатов, режим деформации и ориентировка стресса.

Расчет прогнозных ресурсов Восточносаянского кварцитоносного района проведен геометрическим методом путем умножения площади выхода подсчетных блоков кварцитов на предполагаемую мощность. Мощность оценивалась по естественным обнажениям. Плотность кварцита принята соответствующей плотности кварца, без учета разуплотнения в ослабленных тектоническими процессами участках. Расчеты выполнены на основании полевых исследований трех блоков – Урдагарганского, Уренгенурского и Ока-Урикского, без учета запасов, утвержденных по месторождению Бурал-Сардык (Северный участок) и выделения некондиционных блоков.

Проявления кварцитов

Восточносаянского кварцитоносного района

В настоящее время в пределах Восточносаянского кварцитоносного района выделяется восемнадцать проявлений кварцитов, сгруппированных в четыре зоны: Гарганскую, Харанурскую, Онотскую и Ильчирскую. Большая часть проявлений относится к Гарганской зоне (табл. 1). Зоны различаются как по составу интрузивных пород и продуктивных тел, так и по структурно-тектоническим условиям. Западная (Гарганская) и северная (Харанурская) зоны иркутной свиты отличаются от восточных (Ильчирская и Онотская зоны) более мощными кремнистыми пачками, а также более пологим падением слоев. Азимуты падения слоев также отличаются: Гарганская и Харанурская зоны имеют падение в северо-западном направлении, а Ильчирская – в юго-восточном.

Онотская зона характеризуется сложным строением в пределах крупной антиклинальной складки (Поисковые работы..., 2006).

Кварциты Ока-Урикского узла

Значительная часть Ока-Урикского блока занята образованиями иркутной свиты, в составе которой выделяются

Кварцитоносные узлы	Проявления (участки) и месторождения кварцитов
Ока-Урикский	Северный (месторождение Бурал-Сардык), Северо-Восточный, Северо-Западный, Юго-Западный, Южный, Кварцитовая Сопка
Урда-Гарганский	Семерка, Кварцитовый отрог, Белая Сопка, Окинский-1, Окинский-2
Уренгенурский	Уренгенурский, Монгошинский ?

Табл. 1. Проявления и группировка кварцитов в пределах Гарганской зоны Восточноаянского кварцитоносного района

нижняя карбонатная и верхняя кварцитовая части (рис. 2). Кварцитовая пачка сложена кварцитами песчано-алевритовой размерности и микрокварцитами общей мощностью около 300 м. Карбонатная часть состоит из темно-серых кальцитовых известняков с прослоями полосчатых доломитов и постройками строматолитов. Выходы карбонатов располагаются примерно в центральной части площади и, вероятно, слагают рамповую антиклиналь, шарнир которой погружается в северо-восточном направлении. Породы свиты прорваны дайками габбро предположительно вендского возраста и гранитоидами сумсунурского комплекса позднего рифея. Дизъюнктивная тектоника проявлена зонами повышенной трещиноватости и фрагментом detachment (зона срыва). Вблизи интрузивных тел карбонаты интенсивно метасоматизированы.

Месторождение Бурал-Сардык расположено на высоте 2600 м в осевой части асимметричного хребта, разделяющего водотоки рек Урика и Гаргана. Оно тяготеет к северо-западному контакту иркутской свиты с архейскими гранитоидными Гарганской глыбы.

Среди пачек кварцитов выделяются тела белоснежных суперкварцитов и светло-серых мелкозернистых кварцитов, локализующихся на вершине хребта в виде пластов или линз с пологим погружением на северо-запад. Суперкварцит представляет собой мономинеральную породу белого цвета, в которой на фоне мелкозернистой основной массы выделяются крупные зерна прозрачного кварца (Воробьев и др., 2003). Суперкварциты и светло-серые мелкозернистые кварциты подстилаются серыми и еще ниже – темно-серыми и черными тонкозернистыми кварцитами. В западной части участка среди осветленных разновидностей кварцитов выделен новый тип исходно чистых кварцитов – сливные кварциты (Непомнящих и др., 2018). Сливные кварциты представляют собой породу с массивной текстурой, без видимых минеральных включений, за исключением редких тончайших чешуек серицита по границам зерен (Волкова и др., 2019). Цвет пород характеризуется содержанием углеродистого вещества в виде графита. При этом содержание органического углерода (анализ выполнен сотрудницей ИГХ СО РАН Развозжаевой Э.А.) в кварцитах месторождения Бурал-Сардык изменяется от 0,63 % и более в темно-серых кварцитах до 0,36 % в серых и менее 0,2 % в «суперкварцитах». Следует при этом отметить, что содержания нерастворимого C_{org} , как в пробах месторождения Бурал-Сардык, так и проявлений Урдагарганского участка, несколько завышены, поскольку при анализе не проводилось отделение углеродсодержащих включений из газовой-жидкой составляющей пород. Мощность суперкварцитов достигает

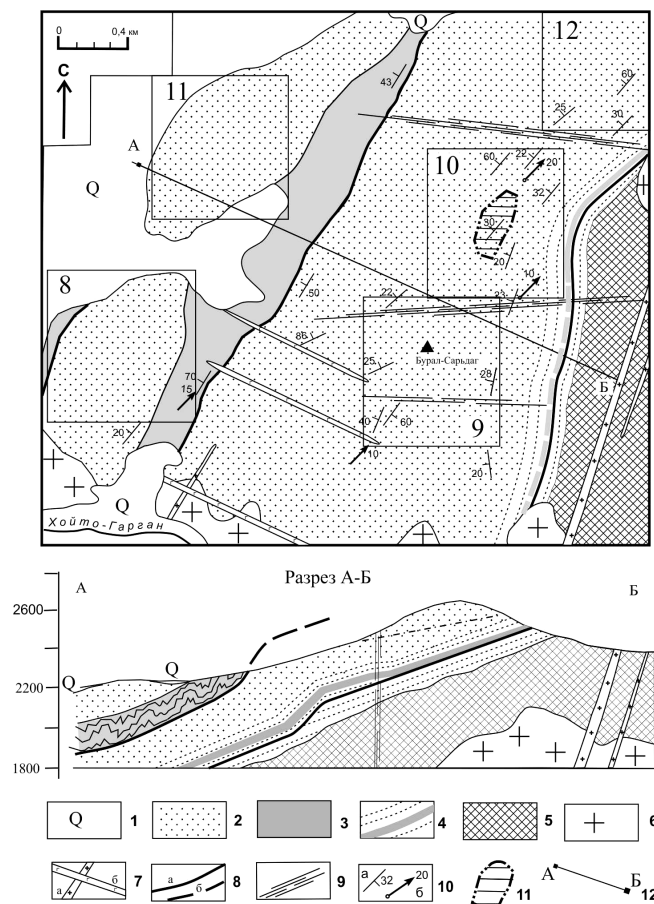


Рис. 2. Геологическая карта Ока-Урикского блока с месторождением Бурал-Сардык. 1 – четвертичные отложения; 2 – 4 иркутская свита (мезопротерозой): 2 – кварциты, 3 – карбонатные породы, 4 – разнозернистые кварцевые песчаники, гравелиты; 5 – тоналиты и гранитоиды неархей (Гарганская глыба); 6 – гранитоиды сумсунурского комплекса (неопротерозой); 7 – дайки габбро (ранний палеозой ?); 8 – зона срыва (detachment), а – достоверная, б – предполагаемая; 9 – зоны повышенной трещиноватости; 10 – элементы залегания: а – слоистости, б – погружение шарниров; 11 – контуры разведанного участка; 12 – линия разреза. Примечание: На разрезе штрих-пунктиром разделены разновидности кварцитов: светлые однородные находятся выше линии разграничения, а ниже располагаются темно-серые до черных.

6 метров, а светло-серых мелкозернистых кварцитов более 30 метров, приблизительная мощность сливных кварцитов составляет первые десятки метров. Мощность темно-серых и черных мелкозернистых кварцитов может достигать 300 метров в районе хребта.

Структурно-геологические исследования Ока-Урикского узла позволяют внести корректировку в представления о структуре района. Для него не характерны крупные изоклиальные складки, к антиклинальным замкам которых, по мнению Е.И. Воробьева (Воробьев, 2003), приурочены проявления суперкварцитов. В разрезе месторождения преобладают слабoplastичные образования (кварциты и кремнисто-карбонатные породы), что сказалось на деформационных свойствах толщи. Это привело к тому, что в кварцитах возникали маломощные срывы, согласные полосчатости и редкие асимметричные складки продольного изгиба с погружением осевых поверхностей в северо-западном направлении. При этом синхронно в горизонте известняков, располагающихся

среди кварцитов, возникли разномасштабные складки изгиба и срывы. По своей сути этот горизонт является зоной вязкого межслойного надвига с перемещением в юго-восточном направлении. Подобный структурный парагенезис обусловлен продольным сжатием по линии СЗ–ЮВ и наличием близко расположенного фундамента Гарганской глыбы (Мазукабзов и др., 2020).

Петроструктурный анализ кварцитов месторождения (Федоров и др., 2012; Fedorov et al., 2019; Аюржанаева и др., 2020) позволяет полагать, что ведущим механизмом их очищения является механохимический процесс при деформации пород. Предполагаемая причина сокращения включений водно-солевой фазы в кварце – миграция включений внутри кристалла и выход на межзерновые границы. Движущей силой миграции являются градиенты полей температуры и векторного давления под воздействием остаточной энергии деформации (Аюржанаева и др., 2020; Чердниченко, 1964). Новый взгляд на структуру проявлений с размещением тел перекристаллизованных кварцитов в полого залегающей пачке кремнистых пород позволяет расширить поиски перспективных участков суперкварцитов в районе.

Геохимические особенности кварцитов Ока-Урикского блока рассмотрены на примере наиболее хорошо изученных кварцитов месторождения Бурал-Сардык (участок Северный) и участка Северо-Восточный 1. Суперкварциты отличаются особенно низким содержанием элементов-примесей и почти полным отсутствием пигментирующего углеродистого материала. По-видимому, это не только самая химически чистая разновидность кварцитов на месторождении Бурал-Сардык, но и выдающаяся по чистоте разность во всем семействе кварцитов мира (Воробьев и др., 2003, Götze, Möckel, 2012).

По содержанию петрогенных, редких и редкоземельных элементов (Федоров и др., 2012; Fedorov et al., 2019) кварциты месторождения Бурал-Сардык четко можно разделить на две группы:

1) *продуктивная толща (или продуктивные пластовые тела)* объединяет кварциты с низкими содержаниями элементов-примесей. Продуктивная пачка кварцитов месторождения Бурал-Сардык содержит в сумме примесей около 400 ppm в черных и темно-серых кремневидных, 250 ppm в светло-серых и серых и около 50 ppm в суперкварцитах (Федоров и др., 2012; Fedorov et al., 2019) и сливных кварцитах. Осветленные высокочистые разновидности кварцитов составляют около 1 % от объема всей толщи кварцитов иркутской свиты (табл. 2).

2) *приконтактные кварциты*, тяготеющие к контакту с гранодиоритами сумсунурского комплекса. В них содержание петрогенных и редких элементов выше, чем в кварцитах продуктивной толщи: по Mn, Fe, Ca, Na, K, V и Zr – в 10–20 раз, по Ti, Li, Sc, Sr и Ba – в 20–30 раз, по Al, V, Rb, Cs – около двух порядков. В среднем содержание суммы петрогенных элементов в приконтактных

кварцитах более чем в 30 раз выше, чем в кварцитах пластовых продуктивных тел месторождения и составляет от 0,5 до 2,4 % (в среднем 1,3 %) (Федоров и др., 2012; Fedorov et al., 2019).

Полученные геохимические данные по кварцитам иркутской свиты позволяют предполагать, что по содержанию элементов-примесей практически вся их пачка, кроме приконтактных, может быть использована как сырье для получения кристаллического кремния. Для точного определения подсчетных блоков и исключения зон приконтактных метасоматических изменений и интрузивных тел необходимо проводить детальные оценочные и разведочные работы, а также технологические испытания на предприятиях, производящих кремний.

Кроме участка Северный с месторождением Бурал-Сардык в 2017 году был детально опробован участок Северо-Восточный-1 (табл. 3).

Содержание элементов-примесей в кварцитах Северо-Восточного-1 участка закономерно увеличивается от порфириовидных к мелкозернистым с порфириовидными включениями и к мелкозернистым серым и темно-серым. Содержания видимых минеральных примесей, представленных преимущественно серицитом и гидроксидами железа, крайне незначительны и слабо влияют на общий состав пород. Значимая корреляция содержания углеродистого вещества с содержанием примесей в породах указывает на то, что основная их часть находится в межзерновом пространстве. Содержания лития, бора, фосфора и меди в разных типах кварцитов отличаются незначительно, что говорит об их, вероятно, структурном положении и удалении при перекристаллизации части пород. Корреляция содержаний алюминия и калия указывает на их нахождение в составе серицита.

Эксперименты по очистке кварцитов, проведенные в ИГХ СО РАН (Воробьев и др., 2003; Непомнящих и др., 2018, 2019), позволяют сделать заключение о том, что кварциты с порфириобластовой структурой (суперкварциты и их аналоги) могут быть использованы для получения оптического кварцевого стекла (Технические условия «Кварцевые...», 1997). Поэтому в выборку для таблицы 3 отбирались порфириовидные кварциты и мелкозернистые кварциты с порфириовидными включениями без видимых минеральных включений. Мелкозернистые кварциты по содержанию аморфного углерода подразделяются на светло- и темно-серые разности вне зависимости от содержания видимых минеральных включений. Поскольку на поверхности в пределах разведанного участка интрузивные тела не отмечены, выделять приконтактные кварциты по аналогии с месторождением Бурал-Сардык только по содержанию элементов примесей некорректно.

Кварциты Урдагарганского узла

Наиболее распространенными породами в пределах Урдагарганского узла являются кварциты иркутской свиты,

Тип кварца/участок/кол-во проб	Fe	Al	Ti	Ca	Mg	Cu	Mn	Na	K	Li	Σ10
Суперкварцит / м-е Бурал-Сардык / 59 проб	6	27	1.7	0.8	1	0.17	0.02	3.5	6.3	0.13	46.6
Мелкозернистый / м-е Бурал-Сардык / 11 проб	7.1	65.9	2.4	4.6	4.4	0.16	0.09	5.9	23.9	0.14	115
Сливной / уч-к Юго-Западный / 12 проб	4.9	10.4	0.3	7.3	0.9	0.2	0.1	19.3	6.2	0.3	50

Табл. 2. Средние содержания элементов-примесей в высокочистых образцах кварцитов Ока-Урикского узла, (ppm). Анализы выполнены методом ICP MS в ИГХ СО РАН. Аналитики Сокольников Ю.В., Пахомова Н.Н. и Пономарева В.Ю.

Типы	Порфириовидные кварциты без видимых минеральных примесей (24)			Мелкозернистые с порфириовидными включениями без видимых минеральных примесей (38)			Мелкозернистые серые кварциты (119)			Мелкозернистые темно-серые кварциты (57)		
Эл-ты	Среднее		мин	Среднее		мин	Среднее		мин	Среднее		мин
	макс	макс		макс	макс		макс	макс		макс	макс	
Al	57	250	486	67	310	1077	53	310	1260	76	496	4191
Ti	4.11	12.68	34.96	2.90	17.04	56.55	1.57	16.84	77.44	1.90	26.95	258.65
Fe	10.45	37.12	78.04	0.05	29.06	110.28	0.06	47.95	444.17	7.99	86.77	991.05
Mn	0.05	0.12	0.28	0.04	0.32	8.31	0.03	2.71	72.25	0.04	0.34	3.85
Mg	5.11	22.60	50.34	6.84	38.63	138.39	2.39	33.48	134.26	2.50	66.81	597.81
Ca	2.15	9.46	17.64	2.23	8.33	20.09	0.08	9.67	56.98	0.32	10.22	80.06
Na	4.50	6.74	23.09	4.07	7.58	12.32	2.12	8.11	131.02	3.10	14.34	213.87
K	44	115	247	36	174	579	14	148	691	21	248	2244
Li	0.04	0.12	0.52	0.04	0.14	0.41	0.01	0.11	0.56	0.03	0.18	1.37
B	0.35	0.67	1.16	0.18	0.83	3.15	0.04	0.60	5.66	0.21	0.84	4.40
P	0.65	3.93	10.50	0.70	3.61	7.93	0.06	4.23	20.20	0.97	4.36	19.23
Cu	0.17	0.32	0.81	0.10	0.22	0.42	0.08	0.28	3.23	0.12	0.30	1.50
Сумма	190	459	876	163	589	1914	113	582	2263	141	954	7471

Табл. 3. Содержания элементов-примесей в кварцитах Северо-Восточного участка Ока-Урикского узла (ppm). Анализы выполнены методом ICP MS в ИГХ СО РАН. Аналитики Сокольников Ю.В., Пахомова Н.Н. и Пономарева В.Ю.

в меньшей мере карбонаты, в том числе и скарнированные. Кварциты представлены пятнисто-полосчатыми и массивными микрозернистыми разновидностями с широкой гаммой расцветок – от темно-серых до белых. Изредка в виде маломощных линз или прослоев встречаются высококислые разновидности кварцитов (суперкварциты), а также сливные кварциты.

Практически все разновидности кварцитов характеризуются слабой ожелезненностью, тонким прожилкованием карбонатного и кварцевого состава, наличием каверн, заполненных оксидами железа и тонким глинистым и охристым веществом. Размерность зерен в разных образцах отличается от неразличимых невооруженным глазом до крупных (первые мм) монокристаллов кварца. На некоторых участках породы, подвергшиеся деформационным процессам, слабо рассланцованы или разбиты системой трещин, отчасти заполненных охристым веществом.

Детальное изучение строения продуктивных пластовых тел высококислых разновидностей кварцитов Урдагарганского узла показало, что они могут формироваться не только в верхней, но и в средней части пачки темно-серых мелкозернистых кварцитов и связаны с проявлением тектонических деформаций. Для крупных тел границы между темно-серыми и осветленными разностями, вплоть до появления порфириовидных кварцитов, преимущественно постепенные, у маломощных – часто резкие.

В геохимическом отношении кварциты проявления Семерка Урдагарганского узла представляют собой довольно чистые разности (табл. 4). На проявлении Семерка наиболее химически чистыми разновидностями также

являются суперкварциты и сливные кварциты от белых до темно-серых. Минимальные содержания суммы лимитируемых элементов-примесей в отдельных пробах сливных кварцитов составляют около 30 ppm, при средних значениях чуть более 100 ppm по 8 пробам. Средние содержания суммы петрогенных элементов в темно-серых сливных кварцитах составляют около 800 ppm.

На контакте с известняками в суперкварцитах наблюдается повышение содержания кальция, магния, железа и марганца. Темно-серые кварциты характеризуются значительным разбросом значений содержаний элементов-примесей, также связанным с содержанием карбонатной примеси.

Довольно сложная форма и взаимоотношения продуктивных тел с породами вмещающей карбонатной пачки и интрузивными телами различного состава не позволяют четко отследить закономерности распределения содержаний элементов с цветовым индексом породы. Некоторые темные разновидности кварцитов могут содержать намного меньше примесей, чем их осветленные разности. Наилучшей корреляцией связаны алюминий и калий из-за примеси серицита, наихудшей корреляцией с другими элементами обладают Mn и Cu. Сравнение этого показателя с другими участками кварцитов может говорить о типоморфной характеристике всей кремнистой пачки иркутной свиты.

Тем не менее, по геохимическим признакам кварциты проявления Семерка четко подразделяются на два типа: темно-серые и черные кварциты и осветленные мелкозернистые кварциты, включая и аналоги «суперкварцитов» и сливных кварцитов месторождения Бурал-Сардык.

Участок	Семерка					Сопка Белая				
Типы	Белый и светло-серый кварцит (8)		Темно-серый и черный кварцит (3)			Кварцит белый (8)		Кварцит темно-серый (3)		
Эл-ты	Среднее		Среднее			Среднее		Среднее		
	мин	макс	мин	макс		мин	макс	мин	макс	
Al	7	55	130	560		21	511	73	758	
Ti	1.00	1.58	5.80	35		2.60	69.70	4.98	174	
Fe	1.40	4.13	7.20	33		5.90	630	76.50	1559	
Mn	0.10	0.38	0.08	0.2		0.15	41	2.20	175	
Mg	0.20	4.03	21	257		29	826	9	3673	
Ca	6.60	8.10	8.40	16		8.50	7208	18.70	27753	
Na	4.80	8.95	9.30	17.5		8.80	205	11.70	845	
K	1.40	20.44	41	343		4.90	739	26.70	2336	
Li	0.10	0.23	0.16	1.1		0.65	2.71	0.20	1.00	
B	0.70	1.34	2.40	16		0.15	1.76	0.60	1.20	
P	нд		нд			5.19		20.04		
						0.20	50.90	3.35	51.00	
Cu	0.07	0.15	0.09	0.13		0.22	0.59	0.56	0.65	
Сумма	30.26	105	249	1223		87.15	15415	228	45551	

Табл. 4. Средние содержания элементов-примесей в кварцитах Урдагарганского узла (ррт). Анализы выполнены методом АЭСА в ИГХ СО РАН. Аналитик Васильева И.Е. Анализы Na, K и Li выполнены методом ПФ в ИГХ СО РАН. Аналитик Сокольников Ю.В.

Высокочистые разновидности обогащались до высоких степеней очистки химическими и физическими методами (Непомнящих и др., 2017, 2018, 2019), а в качестве примера приведем результаты обогащения сливных кварцитов (табл. 5). Полученный результат позволяет рассчитывать на перспективы этого типа сырья (Непомнящих и др., 2019).

Оценка ресурсного потенциала Гарганской зоны Восточно-Саянского кварцитоносного района

Детальные исследования кварцитов Восточного Саяна и их оценка начались во второй половине XX века. Первая оценка кварцитов как химически чистого кварцевого сырья выполнена П.А. Рошкетаяевым в 1976 году. Площадь между реками Окой и Хойто-Гарганом определена, как наиболее перспективная для выявления таких кварцитов (Рошкетаяев и др., 1976). В 1982 С.А. Прохором в бассейне р.

Дабан-Жалга, левого притока р. Онот, в его верховьях, обнаружено проявление кварцитов Дабанжалгинское, детально изученное с подсчетом прогнозных ресурсов по категориям Р₂₋₃ сотрудниками ВНИИСИМС (Малышев и др., 1988). При проведении в 1987–1990 гг. геологического изучения этого региона в масштабе 1:50 000 А.М. Рогачевым (Рогачев и др., 1991) сделана первая попытка их оценки, как сырья для производства кварцевого стекла. По итогам этих работ были выделены участки Бурал-Сардыкский, Холбинский, Окинский-1 и Окинский-2. Результатом начального периода исследований является выделение Восточно-Саянского кварцитоносного района, с наиболее перспективной Гарганской зоной, оконтуренной по западной и северо-западной периферии выходов Гарганской глыбы.

Дальнейшие исследования с 1997 г. по настоящее время проводились сотрудниками Института геохимии СО РАН, в результате которых охарактеризованы основные виды кварцитов, в том числе совершенно новые

№№	Fe	Al	Ti	Ca	Mg	Cu	Mn	Na	K	Li	Σ
509	109	157	13.5	8.4	12.7	0.34	14.2	8.9	69.6	0.14	393.8
511	29.2	83.8	3.6	6.7	6.4	0.19	0.87	6.5	34.0	0.11	171.4
517	18.7	69.6	3.8	3.1	6.3	0.13	0.91	5.4	27.2	0.15	135.3
520	0.3	10.0	2.4	2.7	0.6	0.09	0.049	4.5	1.8	0.15	22.6
524	0.4	9.0	2.0	5.4	0.9	0.20	0.12	3.4	0.6	0.27	22.3

Табл. 5. Содержания элементов-примесей в кварцевых концентратах из сливного кварцита, ррт. 509 – Сливной кварцит после ручной рудоразборки, фракция 1,7–15 мм. 511 – Сливной кварцит после ручной рудоразборки и травления 10 % HCl, фракция 1,7–15 мм. 517 – Проба 511 после истирания до фракции 100–300 мкм. 520 – Сливной кварцит после рудоразборки, травления, фракция 100–300 мкм, химического обогащения HCl (20 %): HF (20 %) = 3:1. 524 – Сливной кварцит после рудоразборки, травления, фракция 100–300 мкм, химического обогащения 20 % HCl, отжига на воздухе – 400 °C – 3 часа и 1450 °C – 3 часа и химического обогащения HCl (20 %): HF (20 %) = 3:1. Технолог О.Н.Соломешин, анализы выполнены методом ICP MS, аналитик В.Ю. Пономарева.

– суперкварциты и сливные кварциты. Основным результатом работы стало составление первой геологической схемы месторождения Бурал-Сардык, и предложены первые геологические и генетические модели, подсчитаны прогнозные ресурсы кварцитов в количестве 22,5 млн т (Геолого-геохимические..., 2001; Воробьев и др., 2003).

В 2001–2003 гг. ООО «Ока-К» получило лицензию на проведение поисковых и оценочных работ на особо чистый кварц на Бурал-Сардыкском участке. В сотрудничестве с Институтом геохимии СО РАН была проведена оценка северной части хребта Бурал-Сардык и разведано одноименное месторождение с подсчетом запасов суперкварцитов для производства кварцевой крупки и микрокварцитов для металлургии.

В 2001–2005 г. проведены поисковые работы масштаба 1:25 000 на кварцевое сырье ОАО ВЗПК под руководством В.Н. Яшина (Поисковые работы ..., 2006) по 11 проявлениям, и дана оценка прогнозных ресурсов, как на особо чистое кварцевое сырье, по пяти из них.

В процессе изучения геохимических, минералогическо-петрографических и геолого-структурных особенностей кварцитов западного обрамления Гарганской глыбы проведена обобщающая предварительная оценка обследованных проявлений с учетом выделения отдельных типов сырья. По результатам исследования можно сделать заключение, что наиболее перспективным по объему, типам высококачественного сырья и условиям горных работ является Ока-Урикский узел. Следующий по значимости Урдагарганский узел в настоящее время активно изучается как силами научных организаций Иркутска и Республики Бурятия, так и производственными предприятиями, проводящими поисково-оценочные и разведочные работы. Перспективы Уренгенурского участка не ясны вследствие высоких содержаний карбонатной примеси, хотя пробные

плавки из отдельных проб дают положительные результаты. Оценка прогнозных ресурсов Гарганской кварцитоносной зоны показаны в таблице 6.

Обсуждение результатов

В пределах Гарганской кварцитоносной зоны в настоящее время, наиболее изученными являются месторождение Бурал-Сардык Ока-Урикского узла и проявления Семерка и Сопка Белая Урдагарганского узла, которые вполне сопоставимы по типам высокочистого кварцевого сырья. В пределах этих участков отмечаются общие закономерности, указывающие на единый процесс образования тел высокочистых кварцитов. В первую очередь – это *геологическое размещение*, когда осветленные и более чистые разновидности, вплоть до суперкварцитов, представляют собой относительно маломощные прослои и линзы среди темных микрозернистых кварцитов. Мощность прослоев осветленных кварцитов от первых сантиметров до первых метров (крайне редко первых десятков метров). Так на месторождении Бурал-Сардык наиболее изученное тело суперкварцитов имеет мощность не менее 6 метров. Кроме того, в результате исследований обнаружены прослои осветленных кварцитов мощностью до 1 метра среди темно-серых мелкозернистых кварцитов в пределах Южного участка Ока-Урикского узла. В пределах Урдагарганского узла также отмечено подобное тело среди кварцитов Кварцитового отрога мощностью до 5 метров.

Сходные *структурные особенности*, проявившиеся в том, что в слабоизмененных кварцитах сохранилась первичная осадочная полосчатость с углами падения от 25 до 70°, которая сечется под пологими углами (10–20°) маломощными зонами осветления. Сопоставление измеренных углов падения слоистости и полосчатости в разных коренных обнажениях и крупных глыбах

Узел/участок (проявление)	Тип	Длина, м	Ширина, м	Мощность, м	Объем, тыс. м ³	Плотность, г/см ³	Масса, тыс. т
Ока-Урикский							
Северо-Восточный 1	мелкозернистые	350	50	20	350	2.60	910
Северо-Восточный 2	мелкозернистые	400	50	50	1 000	2.60	2 600
Юго-Западный	мелкозернистые	350	200	50	3 500	2.60	9 100
Юго-Западный	<i>Сливной</i>	100	50	5	25	2.60	65
Северо-Западный	мелкозернистые	200	150	50	1 500	2.60	3 900
Южный	мелкозернистые	300	300	50	4 500	2.60	11 700
Южный	<i>суперкварциты</i>	150	150	1	22. 5	2.60	58.5
Всего							28 300
Уренгенурский участок	микрозернистые с прослоями карбонатов	1 000	200	50	10 000	2.60	26 000
Урдагарганский							
Семерка	мелкозернистые	500	200	50	5 000	2.60	13 000
Белая Сопка	мелкозернистые	150	100	25	375	2.60	975
Кварцитовый Отрог	мелкозернистые	1 500	300	50	22 500	2.60	58 500
Кварцитовый Отрог	<i>суперкварциты</i>	300	50	5	75	2.60	195
Окинский 1	мелкозернистые	200	150	50	1 500	2.60	3 900
Окинский 2	мелкозернистые	300	200	20	1 200	2.60	3 120
Всего							80 000
Всего по кварцитоносному району							134300
из них высокочистых разновидностей (суперкварциты и сливные кварциты):							300

Табл. 6. Прогнозные ресурсы Восточноаянского кварцитоносного района

элювиально-делювиальных развалов свидетельствует о том, что первичная слоистость, в подавляющем большинстве замеров, имеет более крутое падение и сечется более поздней полосчатостью с падением около 5–15 градусов, связанной с сеткой трещиноватости. Данное наблюдение хорошо согласуется с моделью образования «суперкварцитов» в результате перекристаллизации исходных микрозернистых кварцитов в условиях термо-барических градиентов и неоднородностей, вызванных дискретно-динамическим воздействием тектонического покрова, продвигавшегося в юго-восточном направлении при обдукции (Федоров и др., 2011) или в северо-западном в результате завершения обдукционного режима и последовавшего изостатического воздымания Гарганской глыбы и оползания офиолитов по ее чехлу (Федоров и др., 2012; Макрыгина, Федоров, 2013; Fedorov et al., 2019).

Изучение геохимии кварцитов иркутской свиты показало их уникальную химическую чистоту. Осветление и перекристаллизация кварцитов приводят к существенной очистке пород вплоть до образования суперкварцитов, отвечающих требованиям оптического производства после обогащения. Найдены сливные кварциты, которые исходно близки по чистоте суперкварцитам, что существенно увеличивает прогнозные запасы кварцевого сырья. Выявление загрязнения примесями приконтактных кварцитов позволяет отделить их от продуктивной пачки.

Заключение

Проведен комплекс работ по типизации и определению структурного положения перспективных на кварцевое сырье кварцитов иркутской свиты Восточного Саяна, определены их петрографические особенности, а главное, геохимическая чистота отдельных разновидностей кварцитов и их перспективы для дальнейшего производства. Для увеличения прогнозных ресурсов и запасов высокочистых разновидностей кварцитов региона необходимо проведение планомерного обследования, опробования и анализа участков иркутской свиты с учетом предложенных критериев оценки:

1. оконтуривание выходов осветленных кварцитов и их прослеживание на глубину;
2. опробование сливных кварцитов, которые по своей исходной чистоте могут значительно расширить прогнозные ресурсы кварцевого сырья;
3. геохимическое опробование всех выходов кремнистых пород иркутской свиты.

В результате изучения кварцитовых толщ в пределах Ока-Урикского и Урдагарганского узлов, а также на площади распространения исходных слабо метаморфизованных кварцитов Уренгенурского узла можно сделать следующие выводы.

1. В зависимости от содержания элементов-примесей в кварцитах возможно расширить области их применения от сырья для получения кристаллического кремния (все выявленные продуктивные разновидности кварцитов) до кварцевых концентратов для изготовления оптического кварцевого стекла (сливные и суперкварциты).

2. Определены факторы контроля продуктивных тел высокочистых кварцитов Восточного Саяна для прогнозирования их развития на глубину и выделения перспективных блоков:

- Формирование тел высокочистых кварцитов происходит в пределах иркутской кремнисто-карбонатной свиты среднерифейского возраста, испытавшей метаморфизм зеленосланцевой фации.
- Субстратом для тел высокочистых кварцитов являются темно-серые и серые микро- тонкозернистые кварциты с редкими и маломощными прослоями и линзами карбонатов;
- Тела осветленных кварцитов формируются в результате динамической перекристаллизации, связанной с деформацией более устойчивых, по сравнению с пластичными карбонатами, исходных микрокварцитов. Перекристаллизация вызвана коллизией Дунжугурской островной дуги с окраиной Гарганского микроконтинента.

Все типы кварцитов у контактов с интрузивными породами испытывают интенсивное заражение петрогенными и редкими элементами, которое характеризуется увеличением их содержания до 2 порядков по сравнению с неизменными.

Осветленные и перекристаллизованные продуктивные тела мощностью до первых десятков метров имеют пологое залегание и могут формироваться не только в верхней, но и в нижележащих частях пачки темно-серых мелкозернистых кварцитов, что связано с особенностями тектонических деформаций. Мощность максимально переработанных суперкварцитов может достигать первых метров, а для осветленных разностей – десятков метров.

Предварительная оценка ресурсов западной части Восточно-Саянского кварцитоносного района составляет порядка 134 млн т кварцитов для металлургии кремния и получения оптического кварцевого стекла.

Финансирование/Благодарности

Исследование проведено в рамках выполнения государственного задания по Проекту № 0284-2021-0004 с использованием оборудования и методик ЦКП «Изотопно-геохимических исследований» ИГХ СО РАН.

Авторы выражают глубокую признательность анонимным рецензентам за равнодушие и внимательное отношение к нашей работе и за ценные замечания, которые позволили ее улучшить.

Литература

- Ананьева Л.Г., Коровкин М.В. (2003). Минералого-геохимическое изучение кварцитов Антоновской группы месторождений. *Известия Томского политехнического университета*, 306(3), с. 50–55.
- Анисимова И.В., Левицкий И.В., Котов А.Б. и др. (2009). Возраст фундамента Гарганского блока в Восточном Саяне: результаты изучения U-Pb геохронологии. Труды IV Российской конференции «Изотопная геохронология», Санкт-Петербург, ИПГГ РАН, с. 35–36.
- Ауржанаева Д.Ц., Федоров А.М., Мазукабзов А.М., Непомнящих А.И., Очирова Э.А. Посохов В.Ф. (2020). Механизмы формирования химически чистых кварцитов Бурал-Сардыкского месторождения. *Геология и геофизика*, 61 (10), с. 1316–1330.
- Волкова М.Г., Непомнящих А.И., Федоров А.М. (2019). Флюидные включения в «сливном» кварце Ока-Урикского блока (Восточный Саян). *Записки Российской минералогического общества*, 148(3), с. 94–101.
- Волкова М.Г., Непомнящих А.И., Федоров А.М., Махлянова А.М., Брянский Н.В. (2017). Флюидные включения в «суперкварцитах» месторождения Бурал-Сардык (Восточный Саян). *Геология и геофизика*, 58 (9), с. 1324–1331.
- Воробьев Е.И., Спиридонов А.М., Непомнящих А.И., Кузьмин М.И. (2003). Сверхчистые кварциты Восточного Саяна (Республика Бурятия, Россия). *Доклады академии наук*, 390(2), с. 219–223.

Геолого-геохимические исследования кварцевого сырья месторождения Бурал-Сарьдаг. (2001). Науч. рук. А.И. Непомнящих. Иркутск.

Кузнецов А.Б., Летникова Е.Ф., Вишневецкая И.А., Константинова Г.В., Кутявин Э.П., Гелетий Н.К. (2010). Sr-хемостратиграфия карбонатных осадочных чехла Тувино-Монгольского микроконтинента. *Доклады академии наук*, 432(3), с. 350–355.

Кузьмичев А.Б. (2004). Тектоническая история Тувино-Монгольского массива: раннебайкальский, позднебайкальский и раннекаледонский этапы. Москва: ПРОБЕЛ-2000, с. 192.

Макрыгина В.А. Федоров А.М. (2013). Преобразование кварцитов как следствие поздних тектонических событий в развитии Чуйской и Гарганской глыб. *Геология и геофизика*, 54(12), с. 1861–1870.

Малышев А.Г. и др. (1988). Изучить основные кварцевые проявления Южной части Прибайкальской провинции на высококачественный гранулированный и прозрачный кварц для плавки и горный хрусталь. Отчет. Александров.

Мазукабзов А.М., Федоров А.М., Непомнящих А.И. (2020). Структура месторождения суперкварцитов Бурал-Сардык (Восточный Саян). *Геодинамика и Тектонофизика*, 22(2), с. 244–261.

Непомнящих А.И., Волкова М.Г., Жабоедов А.П., Федоров А.М. (2018). Кварцевые концентраты на основе сливного кварцита. *Неорганические материалы*, 54(8), с. 850–853.

Непомнящих А.И., Демина Т.В., Жабоедов А.П., Елисеев И.А., Лесников А.К., Лесников П.А., Паклин А.С., Романов В.С. и др. (2017). Оптическое кварцевое стекло на основе суперкварцитов Восточных Саян. *Физика и химия стекла*, 43(3), с. 288–295.

Непомнящих А.И., Жабоедов А.П., Волкова М.Г., Федоров А.М., Яшин В.Н. (2019). Комбинированная технология обогащения кварцитов Восточного Саяна. *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*, 3, с. 113–121.

Петрова З.И., Конева А.А., Макрыгина В.А. (1995). Геохимия кварцитов и кварцитосланцев Приольхонья и о. Ольхон (Западное Прибайкалье). *Геохимия*, 10, с. 1448–1464.

Поисковые работы на кварцевое сырье в юго-восточной части Восточного Саяна. (2006). Отчет ОАО «ВЗПК» о результатах поисковых работ на кварцевое сырье, проведенных в 2001–2005 гг. Отв. исп. В.Н. Яшин. Улан-Удэ.

Рогачев А.М. и др. (1991). Геологическое строение и полезные ископаемые междуречья Диб-Ока-Урик. Отчет Верхнеокинской партии о результатах ГДП за 1984–90 гг. ТФИ по РБ.

Рошкетав П.А. и др. (1976). Геологическое строение и полезные ископаемые бассейнов р.р. Урдо-Боксона и Хоре (Вост. Саян). Отчет о работах Бутульской ПСП за 1973–1976 гг. Улан-Удэ: ТФИ по РБ.

Технические условия «Кварцевые концентраты из природного кварцевого сырья для наплава кварцевых стекол». (1997). ТУ 5726-002-11496665-97. Москва.

Федоров А.М., Макрыгина В.А., Будяк А.Е., Непомнящих А.И. (2012). Новые данные о геохимии и механизме формирования кварцитов месторождения Бурал-Сарьдаг (Восточный Саян). *Доклады академии наук*, 442(2), с. 244–249.

Федоров А.М., Спиридонов А.М., Будяк А.Е., Сокольников Ю.В., Куликова З.И. (2011). Условия формирования месторождения сверхчистых кварцитов Бурал-Сарьдаг (Восточный Саян). *Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАН*, 38(1), с. 94–104.

Царев Д.И., Хрусталев В.К., Гальченко В.К., Аюджанаева Д.Ц. (2007). Геология и генезис Черемшанского месторождения кремнеземного сырья (Западное Забайкалье, Россия). *Геология рудных месторождений*, 49(4), с. 334–345.

Чередниченко А.И. (1964). Тектонофизические условия минеральных преобразований в твердых горных породах. Киев: Наукова думка, 184 с.

Götze, J., Möckel, R., (eds.). (2012). Quartz: deposits, mineralogy and analytics. Springer Geology. Springer, Berlin: Germany, 360 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-22161-3>

Fedorov A.M., Makrygina V.A., Nepomnyashchikh A.I., Zhaboedov A.P., Parshin A.V., Posokhov V.F., Sokolnikova Yu.V. (2019). Geochemistry and petrology of superpure quartzites from East Sayan Mountains, Russia. *Acta Geochimica*, 38(1), pp. 22–39. <https://doi.org/10.1007/s11631-018-0268-5>

Müller A., Ihlen P.M., Wanvik J.E., Flem B. (2007). High-purity quartz mineralisation in kyanite quartzites, Norway. *Mineralium Deposita*, 42, pp. 523–535. <https://doi.org/10.1007/s00126-007-0124-8>

Сведения об авторах

Александр Михайлович Федоров – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН

Россия, 664033, Иркутск, ул. Фаворского, д. 1а

Валентина Алексеевна Макрыгина – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН

Россия, 664033, Иркутск, ул. Фаворского, д. 1а

Анатолий Муталибович Мазукабзов – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт земной коры СО РАН

Россия, 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, д. 128

Александр Иосифович Непомнящих – доктор физ.-мат. наук, главный научный сотрудник Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН

Россия, 664033, Иркутск, ул. Фаворского, д. 1а

Дулмажан Цыденешиевна Аюджанаева – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник Геологического института СО РАН

Россия, 670047, Улан-Удэ, ул. Сахьяновой, д. 8а

Мария Геннадьевна Волкова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник Института геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН

Россия, 664033, Иркутск, ул. Фаворского, д. 1а

Статья поступила в редакцию 20.08.2020;

Принята к публикации 15.09.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Resources of quartz raw materials, Gargan block, East Sayan quartzite-bearing area

A.M. Fedorov^{1*}, V.A. Makrygina¹, A.M. Mazukabzov², A.I. Nepomnyashchikh¹, D.Ts. Ayurzhanaeva³, M.G. Volkova¹

¹ Vinogradov Institute of Geochemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russian Federation

² Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russian Federation

³ Geological Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Ulan-Ude, Russian Federation

*Corresponding author: Alexander M. Fedorov, e-mail: sashaf@igc.irk.ru

Abstract. The evaluation (according to structural and geochemical rock properties) of the quartzites from the East Sayan quartzite-bearing area as a potential source of quartz raw material for crystalline silicon and optical glass manufacturing can significantly expand the forecast resources of this type of raw materials. The geological structure of the Irkut Formation, productive of high-purity quartzites is specified within the Oka-Urik, Urengur

and Urdagargan quartz-bearing areas; geological, mineralogical-petrographic and geochemical characteristics of the main quartzite types are given, the main morphological features of productive high-purity quartzite bodies are specified to predict their occurrence at depth. The major factors in the formation of high-purity quartzite bodies include: 1) quartzites are accumulated in the siliceous-carbonate sequence of the Middle Riphean Irkut Formation within a

broad but isolated basin; 2) high-purity quartzite bodies are produced as a result of dynamic recrystallization due to the deformation of primary microquartzites resulting from the collision of the Dunzhugar island arc with the Gargan microcontinent margin. Within the western part of the East-Sayan quartz-bearing area, quartzite reserves as a potential source for silicon metallurgy and production of optical glass were estimated as 134 mln tons.

Keywords: quartzites, superquartzites, geochemistry, recrystallization, quartz raw materials reserves, Eastern Sayan

Acknowledgements

The study was carried out within the framework of the state assignment project No. 0284-2021-0004 using the equipment and methods of the Center for Collective Use «Isotope-Geochemical Research» of the IGC SB RAS.

The authors are grateful to the anonymous reviewers for their caring and attentive attitude to our work and for valuable comments that allowed us to improve it.

Recommended citation: Fedorov A.M., Makrygina V.A., Mazukabzov A.M., Nepomnyashchikh A.I., Ayurzhanova D.Ts., Volkova M.G. (2021). Resources of quartz raw materials, Gargan block, East Sayan quartzite-bearing area. *Georesury = Georesources*, 23(4), pp. 96–106. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.11>

References

- Anan'eva L.G., Korovkin M.V. (2003). Mineralogical and geochemical study of quartzites of the Antonovka deposit group. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 306(3), pp. 50–55 (In Russ.).
- Anisimova I.V., Levitsky I.V., Kotov A.B. et al. (2009). The age of the basement of the Gargan block, Eastern Sayan: the results of U-Pb geochronology. *Proc. IV Russ. Conf.: Isotope Geochronology*, St. Petersburg, IOGP RAS, pp. 35–36. (In Russ.).
- Ayurzhanova D.Ts., Fedorov A.M., Mazukabzov A.M., Nepomnyashchikh A.I. et al. (2020). Mechanisms of high-purity quartzite formation at the Bural-Sardyk Deposit (Russia). *Russian Geology and Geophysics*, 61(10), pp. 1075–1087. <https://doi.org/10.15372/RGG2020106>
- Cherednichenko A.I. (1964). Tectonophysical conditions of mineral transformations in solid rocks. Kiev: Naukova dumka, 184 pp. (In Russ.).
- Fedorov A.M., Spiridonov A.M., Budyak A.E., Sokolnikova Y.V., Kulikova Z.I. (2011). Conditions for the formation of the Bural-Sardag deposit of superpure quartzites (Eastern Sayan). *Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences: Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*, 38(1), pp. 94–104. (In Russ.).
- Fedorov A.M., Makrygina V.A., Budyak A.E., Nepomnyashchikh A.I. (2012). New data on the geochemistry and mechanism of formation of quartzites of the Bural-Sar'dag deposit (Eastern Sayan Mountains). *Dokl. Earth Sci.*, 442(1), pp. 120–125. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S1028334X12010126>
- Fedorov A.M., Makrygina V.A., Nepomnyashchikh A.I., Zhaboedov A.P., Parshin A.V., Posokhov V.F., Sokolnikova Yu.V. (2019). Geochemistry and petrology of superpure quartzites from East Sayan Mountains, Russia. *Acta Geochimica*, 38(1), pp. 22–39. <https://doi.org/10.1007/s11631-018-0268-5>
- Geological and geochemical studies of quartz raw materials of the Bural-Sardag deposit. (2001). Sci. director A.I. Nepomnyashchikh. Irkutsk. (In Russ.).
- Götze, J., Möckel, R., (eds.). (2012). Quartz: deposits, mineralogy and analytics. Springer Geology. Springer, Berlin: Germany, 360 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-22161-3>
- Kuzmichev A.B. (2004). Tectonic history of the Tuva-Mongolian massif: Early Baikal, Late Baikal and Early Caledonian stages. Moscow: Probel-2000, 192 p. (In Russ.).
- Kuznetsov A.B., Konstantinova G.V., Kutyavin E.P., Letnikova E.F., Vishnevskaya I.A., Geletii N.K. (2010). Sr-chemostratigraphy of carbonate sedimentary cover of the Tuva-Mongolian microcontinent. *Dokl. Earth Sci.*, 432(1), pp. 577–582. <https://doi.org/10.1134/S1028334X10050065>
- Makrygina V.A., Fedorov A.M. (2013). Quartzite transformation as a consequence of late tectonic events in the evolution of the Chuya and Gargan blocks. *Russian Geology and Geophysics*, 54(12), pp. 1450–1457. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.10.014>
- Malyshev A.G. et al. (1988). To study the main quartz occurrences of the Southern part of the Baikal province for high-quality granular and transparent quartz for melting and rock crystal. Report. Alexandrov (In Russ.).
- Mazukabzov A.M., Fedorov A.M., Nepomnyashchikh A.I. (2020). Structure of the Bural-Sardyk superquartzite deposit (East Sayan Mountains). *Geodynamics and Tectonophysics*, 11(2), pp. 244–261. <https://doi.org/10.5800/GT-2020-11-2-0472>
- Müller A., Ihlen P.M., Wanvik J.E., Flem B. (2007). High-purity quartz mineralisation in kyanite quartzites, Norway. *Mineralium Deposita*, 42, pp. 523–535. <https://doi.org/10.1007/s00126-007-0124-8>
- Nepomnyashchikh A.I., Demina T.V., Zhaboedov A.P., Eliseev I.A., Lesnikov A.K. et al. (2017). Optical silica glass based on super quartzites from the Eastern Sayan Mountains. *Glass Physics and Chemistry*, 43(3), pp. 222–226. <https://doi.org/10.1134/S1087659617030099>
- Nepomnyashchikh A.I., Volkova M.G., Zhaboedov A.P., Fedorov A.M. (2018). Quartz concentrates based on compact quartzite. *Inorganic Materials*, 54(8), pp. 805–808. <https://doi.org/10.1134/S0020168518080137>
- Nepomnyashchikh, A.I., Zhaboedov, A.P., Volkova, M.G. et al. (2019). Dressing Technology for the East Sayan Quartzites. *J Min Sci*, 55, pp. 444–451. <https://doi.org/10.1134/S1062739119035782>
- Petrova Z.I., Koneva A.A., Makrygina V.A. (1996). Geochemistry of quartzites and quartzitoids of the Olhon region (Western Baikal area). *Geochemistry International*, 33(9), pp. 109–127.
- Prospecting of quartz raw materials in the southeastern part of the Eastern Sayan Mountains. (2006). Report. Ed. V.N. Yashin. Ulan-Ude. (In Russ.).
- Rogachev A.M. et al. (1991). Geological structure and minerals of the Dibi-Oka-Urik interfluv. Report. (In Russ.).
- Roshchektaev P.A. et al. (1976). Geological structure and minerals of the basins of the Urdo-Boxon and Khore rivers (East. Sayan Mountains). Report. Ulan-Ude. (In Russ.).
- Technical Specifications “Quartz concentrates from natural quartz raw materials for quartz glasses”. (1997). TS 5726-002-11496665-97. Moscow. (In Russ.).
- Tsarev D.I., Khrustalev V.K., Galchenko V.K., Ayurzhanova D.Ts. (2007). Geology and genesis of the Cheremshanka silica deposit, western Transbaikalian Region, Russia. *Geology of ore deposits*, 49(4), pp. 297–305. <https://doi.org/10.1134/S1075701507040046>
- Volkova M.G., Nepomnyashchikh A.I., Fedorov A.M., Makhlyanova A.M., Bryanskii N.V. (2017). Fluid inclusions in “Superquartzites” of the Byral-Sardyk deposit (East Sayan). *Russian Geology and Geophysics*, 58(9), pp. 1053–1058. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.12.007>
- Volkova M.G., Nepomnyashchikh A.I., Fedorov A.M. (2019). Fluid inclusions in “compact” quartz from the Oka-Urik block (the East Sayan). *Zapiski RMO = Proceedings of the Russian Mineralogical Society*, 148(3), pp. 94–101. (In Russ.) <https://doi.org/10.30695/zrmo/2019.1483.07>
- Vorob'ev E.I., Spiridonov A.M., Nepomnyashchikh A.I., Kuzmin M.I. (2003). Superpure quartzites of the eastern Sayan (Buryat Republic, Russia). *Dokl. Earth Sci.*, 390(4), pp. 497–500. (In Russ.).

About the Authors

Alexander M. Fedorov – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Vinogradov Institute of Geochemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

1a Favorsky st., Irkutsk, 664033, Russian Federation

Valentina A. Makrygina – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Vinogradov Institute of Geochemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

1a Favorsky st., Irkutsk, 664033, Russian Federation

Anatoly M. Mazukabzov – DSc (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Institute of the Earth's Crust of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

128 Lermontov st., Irkutsk, 664033, Russian Federation

Alexander I. Nepomnyashchikh – DSc (Physics and Mathematics), Chief Researcher, Vinogradov Institute of Geochemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

1a Favorsky st., Irkutsk, 664033, Russian Federation

Dulmazhap Ts. Ayurzhanova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Geological Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

6a Sakh'yanova st., Ulan-Ude, 670047, Russian Federation

Mariya G. Volkova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Vinogradov Institute of Geochemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

1a Favorsky st., Irkutsk, 664033, Russian Federation

Manuscript received 20 August 2020;

Accepted 15 September 2021; Published 30 November 2021

О характерных особенностях нефтидов в связи с процессами формирования залежей

С.А. Пуланова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
e-mail: pujanova@mail.ru

Проведены исследования по оценке качественных особенностей флюидов, направленные на выявление закономерностей дифференциации свойств нефтидов при формировании залежей углеводородов (УВ) вне антиклинальных структур. В связи с исчерпаемостью запасов УВ, связанных с антиклинальными ловушками, основное внимание уделяется составу флюидов, приуроченных именно к неантиклинальным структурам – к ловушкам комбинированного строения. На конкретных примерах проанализированы физико-химические свойства, микроэлементный (МЭ) состав, фазовые состояния нефтидов в залежах, подвергшихся влиянию гипергенетических или катагенетических процессов, в регионах с возможно дополнительным притоком УВ (Ромашкинская группа месторождений Республики Татарстан), в кристаллическом фундаменте осадочных бассейнов. Результаты анализа дают возможность прогнозировать характерные особенности флюидов в ловушках разного типа на определенных уровнях процессов нефтеобразования, вторичного преобразования и разрушения скоплений, обусловленных в основном тектоническим режимом осадочного бассейна.

При длительной латеральной миграции на больших глубинах при хорошей изоляции от поверхностных агентов выветривания в литологически и стратиграфически экранированных ловушках обнаруживаются легкие нефти, обедненные МЭ, чаще никелевой специализации; возможны газоконденсатные скопления. На малых глубинах при плохих региональных или локальных покрывках в ловушках зон выклинивания и различного рода экранирований ловушек встречаются тяжелые, высоковязкие нефти гипергенно преобразованные, природные битумы с высокими концентрациями промышленно значимых металлов V, Ni, Co, Mo, Cd, U. При активном тектоническом режиме (тектонически-экранированные ловушки) в случае многофазности заполнения ловушек и при влиянии и подтоке глубинных (т.е. более катагенно преобразованных) флюидов возможно обнаружение легких нефтей никелевого типа или газоконденсатов, обогащенных элементами «магматических эманаций» – As, Hg, Al, B, редкоземельными элементами. Нефти, заполняющие комбинированные ловушки в кристаллическом фундаменте в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов, как правило, не отличаются особенностью своего состава по сравнению с нефтями в вышележающих или в соседствующих частях осадочного разреза.

Ключевые слова: комбинированные ловушки, залежь, тектонический режим, микроэлементный состав нефти, прогноз состава нефти, зоны гипергенеза, катагенез, фундамент

Для цитирования: Пуланова С.А. (2021). О характерных особенностях нефтидов в связи с процессами формирования залежей. *Георесурсы*, 23(4), с. 107–115. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.12>

Введение

Процесс нефтидогенеза имеет сложный характер, обусловленный совместным взаимодействием экзогенных и эндогенных факторов, функционально связанных с геодинамической историей региона. Влияние этих процессов должно находить отражение в геохимическом облике генерированных флюидов, в частности в их микроэлементном (МЭ) составе, являющимся важным источником информации, а, следовательно, и определять генетический тип нефти на различных этапах формирования, сохранности и разрушения залежей. В настоящее время в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) с длительной историей освоения ресурсов низка вероятность открытия крупных месторождений нефти и газа, приуроченных к антиклинальным структурам. В связи с этим, происходит переориентация на прогноз ловушек более сложного строения – комбинированных. Эта тенденция проявляется при поисках месторождений углеводородного (УВ) сырья на территории не только российских, но и многих зарубежных бассейнов. Именно поэтому в статье

проанализировано влияние геохимического фактора на свойства нефтидов в залежах различных НГБ мира, и прогнозируется их состав в комбинированных ловушках в связи с условиями формирования залежей.

О ловушках комбинированного типа

Оценка перспектив нефтегазоносности невозможна без выявления характера и структуры ловушек. Предложено (Леворсен, 1970) выделять ловушки трех основных типов: структурные (ловушки антиклиналей и других структур, связанных с тектоническими деформациями (как пликативные, так и дизъюнктивные)), стратиграфические (стратиграфические, литологические, гидродинамические ловушки) и комбинированные. Необходимо уточнить и понятие ловушки: «Ловушка, в которой присутствует залежь нефти и/или газа, представляет собой участок недр, состоящий из коллекторов и примыкающих плохо проницаемых отложений, способный аккумулировать УВ в своей коллекторской части и заключающий в ее пределах залежь нефти и/или газа» (Оленин, 1977). Т.е., при оконтуривании ловушек и прогнозе скоплений следует учитывать, что не всякая ловушка станет залежью, обязательны условия для

сохранности скоплений. Более детальный обзор и анализ классификационных особенностей ловушек приведен в (Пуланова, 2020а; 2020b).

Как показывает мировая практика нефтегазопоисковых работ, на комбинированные ловушки приходится почти в 5 раз больше залежей, чем на коллектора-вместилища УВ, контролируемые одним ведущим фактором (литологическим, стратиграфическим, тектоническим, геодинамическим, гидрогеологическим и др.). Характерной особенностью ловушек комбинированного типа является сочетание структурной, литологической, стратиграфической, а также дизъюнктивной составляющих (Алексин и др., 1992). Степень участия тех или иных формирующих факторов отражена в названии соответствующих групп ловушек. Ловушки структурно-литологического типа обособляются при тектонической деформации выклинивающихся слоев, в том случае, если разлом проводящий, создающий консервацию. Эти ловушки и контролируемые ими залежи УВ располагаются обычно на крыльях и переклиналях антиклинальных складок, структурных носках, могут располагаться также в синклиналях (если нет пластовой воды в коллекторе) и в пределах моноклинальных частей крупных структурных элементов. Структурно-стратиграфические ловушки также многочисленны, их форма определяется степенью размыва локальных и крупных поднятий, несогласно перекрытых непроницаемыми породами.

О значении оценки характера (типа) ловушек и их перспективности с точки зрения ресурсов УВ свидетельствуют исследования, проведенные группой специалистов (Dolson et al., 2018). Авторы показывают значимость в мировых запасах УВ сырья (выражены в *BBOE* – накопленные запасы в миллиардах баррелей в нефтяном эквиваленте) открытия месторождений в ловушках различного типа на протяжении более столетия, т.е. с конца 1800-х годов и до наших дней. Результаты выражают взаимосвязь между совокупным ростом ресурсов по открытиям и пробуренным скважинам. К резким изначальным подъемам, вызванным открытиями на североамериканских, российских и ближневосточных территориях скоплений УВ, добавилось заметное изменение в 2000 годах, связанное с крупными запасами в

стратиграфических и комбинированных ловушках и обусловленное более широким применением сейсмических работ 3D. На это изменение первым обратил внимание Халбути (Halbouty, 2003), показав, что объемы ресурсов стратиграфических ловушек в 1990-х стали составлять 15 % от объемов ресурсов значимых бассейнов, что выше, чем 10 %-показатель на всем историческом протяжении до этого. Наибольшая концентрация гигантов выявлена на Ближнем Востоке, в Северной Америке и России, но почти каждый работающий нефтяной бассейн имеет потенциал для гигантских месторождений, в которых в настоящее время открываются залежи в сложных ловушках комбинированного типа (Dolson et al., 2018).

Оценка качественных особенностей флюидов в связи с условиями формирования залежей

Чтобы оценить свойства флюидов, обусловленные процессами формирования залежей, остановимся кратко на общих закономерностях, определяющих состав нефтей в процессе онтогенеза. В осадочном разрезе земной коры, согласно вертикальной эволюционной зональности образования УВ, связанной с увеличением глубины, температурного градиента, давления и типа исходной органики, происходит трансформация состава генерированных в их недрах УВ систем – от незрелых (тяжелых) на малых глубинах к преобразованным зрелым и сверхзрелым (легким) нефтям и конденсатам на больших глубинах (табл. 1).

Онтогенез нефтидов, охватывающий процессы генерации, аккумуляции, консервации и разрушения скоплений нефти и газа, обусловлен геодинамическим напряжением в земной коре, которое и является одним из решающих факторов, приводящих к разнообразию свойств нефтей и металлогенической специализации НГБ.

Анализ литературного и экспериментального материала по геологии и геохимии нефтидов НГБ мира различного тектонического строения (Чахмахчев и др., 1984; Бабаев, Пуланова, 2014; Пуланова, Виноградова, 2016; Пуланова, 2019а) достаточно определенно свидетельствует, что физико-химические свойства нефтей, УВ состав, содержания и соотношения в них МЭ определяются особенностями исходного органического вещества

Стадии литогенеза	Стадии катагенеза	Отражательная способность витринита, R°, %	Глубина, км	Палеотемпературы, °C	Разновидность залежи УВ	Химический тип нефти		
Диагенез		0,25			Сухой газ			
Прото-катагенез	ПК ₁	0,30	0,2-1,4	25-50	Газогидраты	А-2		
	ПК ₂	0,40			Гидротермальная нефть			
	ПК ₃	0,50			Незрелые нефть и конденсат	Б-2, Б-1		
Мезо-катагенез	МК ₁	0,65	1,4-2,0	50-90	Слабозрелая нефть	Б-2, А-2, А-1		
	МК ₂	0,8	2,2-3,2	90-130	Зрелая нефть	А-2, А-1		
	МК ₃	1,40	3,2-4,0	130-160	Сверхзрелая нефть	А-1		
	МК ₄	1,55	4,0-4,5	160-185	Жирный газ			
	МК ₅	2,00		185-200	Конденсат			
	Апо-катагенез	АК ₁	2,50	>5	200-230	Сухой газ		
АК ₂		3,50	>230					
АК ₃		4,70						

Табл. 1. Схема флюидогеохимической модели нефтегазообразования в осадочных бассейнах (по материалам Н.Б. Вассоевича, Ал.А. Петрова, С.Г. Неручева, О.К. Баженовой, К.Е. Peters, J.M. Moldowan и др.)

(ОВ), лито-фациальными условиями его захоронения, последующей аккумуляцией и разрушением скоплений, результатами геодинамических эндогенных и экзогенных процессов. Исходя из этого, генетический облик нефти, функционально связанный с геологической историей региона, в каждом типе бассейнов будет специфическим. В платформенных и геосинклинальных областях наблюдаются вполне отчетливые различия в темпах и масштабах генерации и миграции УВ, обусловленные чертами их строения и развития за счёт влияния геодинамических процессов в земной коре. Различия проявляются в абсолютных значениях и градиентах мощностей осадочного выполнения, температурных условиях, характере и степени дислоцированности пород, степени раскрытости и нарушенности структур (Кравченко, 2004).

Учитывая эти особенности бассейнов, охарактеризованы генетические модели нефтей в связи со стадиями онтогенеза по их фазовому состоянию, физико-химическим свойствам и степени их обогащенности МЭ и даны рекомендации по практическому использованию МЭ критериев нефтидов для оценки перспектив нефтегазоносности (Пуланова, 2017). Разработанная классификация нефтей НГБ по их обогащенности МЭ дает возможность прогнозировать состав флюидов в ловушках разного типа на определенных уровнях процессов онтогенеза. Нефти *главной зоны нефтеобразования* (ванадиевая металлогения) и нефти *ранней стадии генерации* (никелевая металлогения) в большей степени несут на себе влияние верхней осадочной коры, больше содержат хемофоссилий (Fingerprint) и элементов, характерных для исходного органического материала, т.е. V, Ni, Mo, Co и др. В зонах глубокого катагенеза при сильной дислоцированности территорий их тектоническая активность провоцирует формирование ловушек в большей мере неантиклинального, неструктурного, комбинированного типа. Именно в этом типе ловушек сосредоточены основные запасы месторождений УВ, открываемых в настоящее время (Dolson et al., 2018). Ловушки подобного типа могут быть насыщены нефтью повышенной катагенной преобразованности, они значительно подвержены процессам глубинной переработки. Кроме того, возможно претерпели и миграционные существенные изменения. Они содержат другой набор МЭ, токсичных и летучих, ассоциированных с более легкими нефтяными компонентами, вероятно, часть из которых связана с глубинными процессами в недрах земли (As, Hg, Al, Sb, B, Li, PЗЭ и др.). Залежи таких нефтей с низким содержанием асфальто-смолистых компонентов из глубоких горизонтов (более 4,5 км), могут характеризоваться хорошей изоляцией от поверхностных агентов деструкции. Описанные изменения могли происходить и непосредственно в самой залежи, расположенной в зоне высоких температур и давлений. В регионах гипергенного выветривания также часто преобладают нетрадиционные ловушки. Аномальное же обогащение нефтей зоны гипергенеза V, Ni, Mo, Re, Cd, Hg, U и другими элементами может объясняться как внутренними процессами (дегазацией, потерей легких фракций, химическим и биохимическим окислением), так и их эндогенным привносом при воздействии интрузий и гидротерм на скопления асфальтовых битумов преимущественно в пределах складчатых областей (Уральская,

Корякско-Камчатская, Андийская и др.) и обогащением нефтей Hg, Cd, Sb газовых эманаций в зонах глубинных разломов (Предкарпатский прогиб, бассейны Калифорнии и др.) (Гольдберг, 1990; Пуланова, 2014).

В табл. 2 представлены прогнозируемые значения ряда показателей в предполагаемом типе ловушек для различных зон УВ скоплений в осадочных отложениях и породах кристаллического фундамента. Основываясь на установленных закономерностях онтогенеза УВ, можно трактовать наличие нефтей определенного геохимического типа в ловушках, закартированных в нефтегазоносных регионах на определенном уровне приведенной схемы и типизации нефтей по их обогащенности МЭ. Однако этот постулат будет справедлив, если ловушки заполнялись в одно время (период), и тогда нефти должны быть одного генетического типа, согласно своему онтогенезу. Если геологическая история формирования ловушек более сложна, и их образование происходило в разные геологические эпохи, и источники нефти были разными, то можно констатировать многофазное заполнение ловушек нефтью нескольких генераций. В таких ситуациях возможен дополнительный подток УВ в уже сформировавшуюся ловушку, которая имеет, как правило, комбинированный, осложненный тип.

Рассмотрим далее на конкретных примерах особенности нефтей, сконцентрированных в комбинированных ловушках, приуроченных на малых глубинах к зонам гипергенеза, на больших глубинах в жестких термобарических условиях к зонам высокой стадии катагенеза, к регионам с возможно дополнительным притоком УВ и многостадийной заполняемостью, к разуплотненным массивам кристаллического фундамента осадочных бассейнов.

Гипергенные и катагенные преобразования флюидов, влияние миграционных процессов

Зоны накопления гипергенных нефтей приурочены, в основном, к крупным положительным структурам (сводам, мегавалам, валам), испытавшим интенсивные восходящие движения на заключительных этапах своего развития. Характер выклинивания пластов и образования гипергенных тяжелых нефтей и природных битумов на эрозионных врезках, а также изменение их плотности наглядно демонстрируют рис. 1 и 2.

Нефти палеогеновых отложений Афгано-Таджикской впадины, генетически связанные с карбонатной толщей бухарских слоев палеоцена Сурхандарьинской и Вахшской синклинальных зон и южной частью Кафирниганской антиклинальной зоны в сложных литологически и стратиграфически экранированных ловушках, испытали интенсивное и длительное воздействие гипергенных факторов. Это тяжелые (плотность 0,970 г/см³), вязкие, смолисто-асфальтовые (43,2 %) и сернистые (S = 5,2 %) нефти с повышенными промышленными концентрациями большинства элементов. При активном проявлении гипергенных процессов по мере приближения к поверхности и выклинивания пластов они переходят в маальты и далее в асфальты (Сурхандарьинская зона). Нефти и особенно зола нефтей Афгано-Таджикской впадины обогащены относительно кларковых содержаний: V (в тысячу раз), Ni и Cu (в 100 раз), Co (в 10 раз), Cr (в 5 раз) (Пуланова, Сафранов, 1993).

Нефти Бузачинского свода Туранской плиты на территории Республики Казахстан являются гипергенно

Процессы нефтегазо-образования и преобразования скоплений в различных зонах литогенеза	Глубина, км	Стадии катагенеза	Преобладающий тип скоплений	Преобладающий тип прогнозируемых ловушек	Физико-химич. свойства	МЭ состав (г/т), металлогения	Примеры нефтегазоносных областей (НГО), НГБ
Зона гипергенеза	До 2	МК ¹ –МК ¹	Тяжелые нефти и природные битумы	Литологические и стратиграфически-экранированные, эрозионных выступов	$\rho = 0,953$ $S = 4,21$ $C + A = 29$	Обогащены МЭ $\sum V + Ni > 150$ $V > Ni > Fe$; $Fe > V > Ni$ ванадиевая или железистая	Татарский свод, Ухто-Ижемский вал, Лено-Тунгусский, Западно-Канадский, Восточно-и Западно-Венесуэльский НГБ, Южно-Таджикская депрессия
Зона катагенеза	3–5	МК ³ –АК ¹	Нефть, газоконденсат, нефте-газо-конденсат	Тектонически-экранированные, литологически-экранированные	$\rho = 0,800$ $S = 0,5$ $C + A = 5,0$	Обеднены МЭ $\sum V + Ni < 10$ $Ni > Fe > V$ никелевая	Нижнее Поволжье (Бузулукская впадина), Бухаро-Хивинская, Южно-Мангышлакская НГО
Участки многофазного заполнения ловушек	2–4	МК ² –МК ³	Нефть, нефте-газоконденсат, газ	Сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированные	$\rho = 0,830$ $S = 0,8$ $C + A = 10$	Обеднены МЭ $\sum V + Ni = 15-50$ $Ni > V$; $V > Ni$ никелевая реже ванадиевая	Волго-Уральский НГБ, Татарский свод (сателлиты Ромашкинского поля), некоторые месторождения Восточного Предкавказья, Бузулукской впадины, Прикаспийской синеклизы
Выступы фундамента	1,5–4,0	МК ² –АК ¹	Нефть, нефте-газоконденсат, газ	Комбинированного типа, местами тектонически экранированные в массивных трещиноватых кавернозно-ячеистых гранитных блоках	Повторяют свойства нефтей, залегающих в контактирующих осадочных толщах (при хорошей сохранности залежей и отсутствии вторичных изменений в них)		Кыулонгский (Вьетнам), Западно-Венесуэльский, группа месторождений Краснотеннинского свода Западно-Сибирского НГБ, шельф Северного моря месторождение Ланкастер

Табл. 2. Прогнозируемые значения некоторых показателей свойств флюидов в ловушках различного типа в связи с процессами нефтегенерации, аккумуляции и разрушения залежи. МК, ПК и АК – мезо, прото и апокатагенез; усредненные данные: ρ – плотность нефти, г/см³; S – содержание серы, %; $C + A$ – сумма смол и асфальтенов, %.

измененными. Они характеризуются как тяжелые (0,920–0,940 г/см³), высокоциклические, высокосмолистые (18–30 %), сернистые (до 2 %), высоковязкие (до 500 мПа·с), с температурой застывания 20–27 °С, недонасыщенные газом в пластовых условиях. Эти параметры возрастают от свода структур к контурам залежей. Вероятно, эти вторичные изменения нефтей произошли в залежи при нарушении консервации и влиянии водонефтяного контакта. Особенностью нефтей является повышенное содержание МЭ, имеющих промышленное значение. Ловушки, как правило, *тектонически и литологически экранированные* (Нукенов и др., 2001).

Проявление сорбционных процессов при восходящей миграции и влияние гипергенеза можно наблюдать при анализе МЭ состава и физико-химических свойств нефтей месторождений бассейна Потигуар Бразилии в комбинированных литологически экранированных ловушках (Dyusk et al., 2008) с изначально низкими содержаниями МЭ. На рис. 3 показан характер изменения Ni, V, Co и Fe в нефтях месторождений, расположенных по линии

тренда на различном расстоянии от источника УВ. Так, до 57 км в процессе латеральной миграции вверх по восстанию пласта наблюдается уменьшение содержания МЭ и высокосмолистых полярных компонентов, т.е. по мере продвижения фронта нефти по пласту в результате сорбции на породах асфальтово-смолистых компонентов и связанных с ними элементов. Изменяются их УВ характеристики, уменьшаются плотность нефтей, содержание V, Ni, Co и Fe. Далее до 104 км по линии тренда содержание элементов возрастает параллельно значительному утяжелению нефтей в результате гипергенных процессов. При этом отмечается некоторое возрастание содержаний V и Ni в асфальтеновой фракции (табл. 3).

Общая картина промышленно ванадиеносных нефтей с высоким содержанием ванадия и никеля, скапливающихся в комбинированных ловушках, отражена на рис. 4.

Направленность изменений ОВ пород и нефтей на больших глубинах в связи с катагенетическими процессами обусловлена их облегчением, потерей гетероатомных, асфальтово-смолистых компонентов, соответствующим

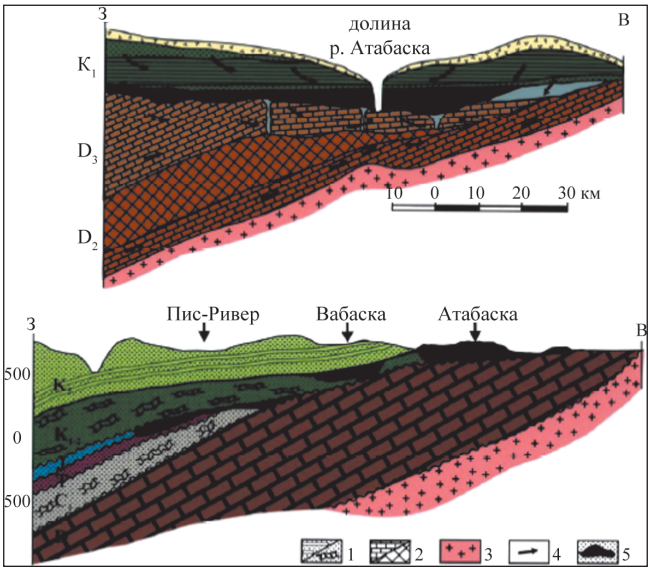


Рис. 1. Поперечные профили через поля нефтяных песков Атабаска, Вабаска и Пис-Ривер (Западно-Канадский НГБ) (по (Пау, 1974; Лейден, Марион, 1997); заимствовано у (Якуцени, 2005)). 1 – песчаники К, J, T и C₁; 2 – девонская карбонатная толща; 3 – докембрийский кристаллический фундамент, 4 – направление движения подземных вод; 5 – зоны накопления битумов, мальт и тяжелых нефтей.

падением комплексобразующей способности и перераспределением МЭ и металлопорфириновых комплексов (МПК). Зрелая и сверхзрелая нефть отвечает мезо-катагенетической (МК) стадии с показателем отражательной способности витринита $R_o = 0,8\text{--}1,4\%$. С этими стадиями связаны нефти химических типов А-1 (сверхзрелая) и А-2 (зрелая) (по классификации Ал.А. Петрова). Нефти легкие и очень легкие ($\rho = 0,80\text{--}0,85\text{ г/см}^3$), малосернистые ($S = 0\text{--}0,2\%$), парафинистые и высокопарафинистые (7–40 %), малосмолистые (0,3–10 %), с высоким выходом светлых фракций (НК – 300 °С) от 50 до 100 %, переходящие при ужесточении температур и давления в газоконденсатные скопления. В групповом составе фракций НК–430 °С доля алкановых УВ может достигать 90 %. Во фракции 200–430 °С *n*-алканы (5–25 %) доминируют над изопреноидными УВ (0,05–6,0 %), содержание циклоалканов изменяется

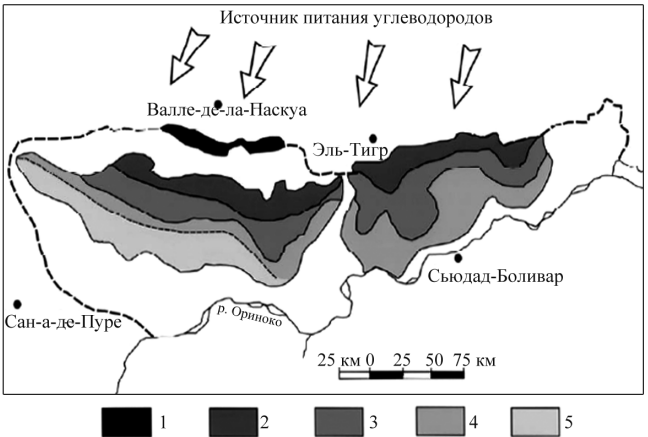


Рис. 2. Изменение плотности нефти и битумов в песках Оринокского битумного поля по мере удаления от источников питания (Маракайбский НГБ, Венесуэла) (Mendes, 2000). Зоны нефтей и природных битумов с различной плотностью (г/см³): 1 – > 0,934; 2 – 1,000–0,934; 3 – 1,076–1,025; 4 – 1,025–1,030; вязкость битума – 5 – 15000–100000 мПа.

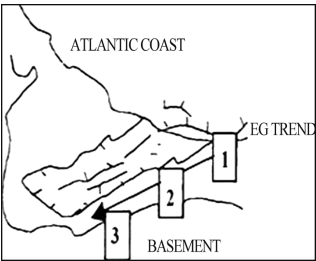
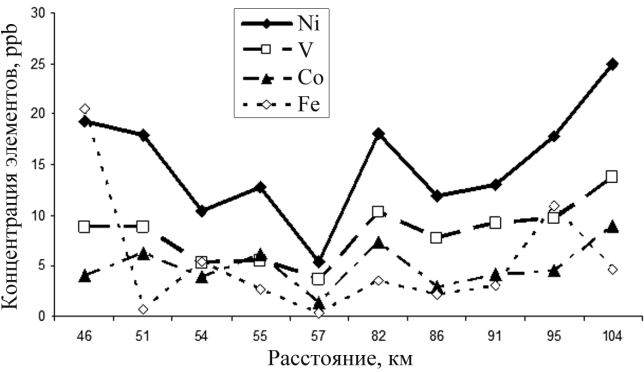


Рис. 3. Латеральная миграция нефтей вдоль тренда EG в НГБ Потигуар (Бразилия) и распределение в них МЭ (по аналитическим данным (Duyck et al., 2008))



от 15 до 45 %, а ароматических УВ – от 10 до 70 %.

Высокопреобразованные нефти в зонах катагенеза характеризуются низкими содержаниями «биогенных» элементов – V и Ni, суммарное содержание которых, как правило, меньше 10 г/т. Тип нефти – никелевый ($Ni > Fe > V$). При этих процессах в нефтях накапливаются МЭ, которые связаны преимущественно с углеводородной частью, что приводит к увеличению в нефтях содержаний Cu, Fe и, в отдельных случаях, Pb и ряда других МЭ, и снижается концентрация V и Ni, ассоциированных с тяжелыми компонентами. Изменения нефтей под действием термоллиза и/или термокатализа могут происходить

Физико-химические параметры, УВ соотношения, МЭ	Значения параметров		
	расстояние от источника УВ, км		
	46 (1) *	54–57 (2)	104 (3)
Плотность, г/см ³	0,915	0,898–0,913	0,990
Глубина, м	500	300	~ 250
<i>n</i> -алканы	<i>n</i> -C ₅ – <i>n</i> -C ₃₈	<i>n</i> -C ₁₃ – <i>n</i> -C ₃₈	не детектируются
П/Ф	0,95	0,77–0,87	не детектируются
S/(S + R)	0,36	0,34–0,45	0,32
[C ₂₉] ββ/(ββ+αα)	0,33	0,34–0,47	0,30
Гаммацерановый индекс:			
Гаммацеран x 100	72	64	77
Г ₃₀			
Г ₃₅ /Г ₃₄	0,91	0,76–0,84	0,94
V, г/т	<u>**0,009</u> 0,063	<u>0,005–0,004</u> 0,06–0,07	<u>0,014</u> 0,08
Ni, г/т	<u>0,019</u> 0,15	<u>0,010–0,005</u> 0,16–0,12	<u>0,025</u> 0,19
Ni/V	<u>2,17</u> 2,40	<u>1,4</u> 2,7–1,7	<u>1,8</u> 2,4

Табл. 3. Характеристика исследованных нефтей бассейна Потигуар Бразилии по линии тренда (по аналитическим данным (Duyck et al., 2008)). *Цифры 1, 2, 3 показывают расположение месторождений на тренде по направлению латеральной миграции (рис. 3); **над чертой – содержание элемента в нефти, под чертой – в асфальтенах.

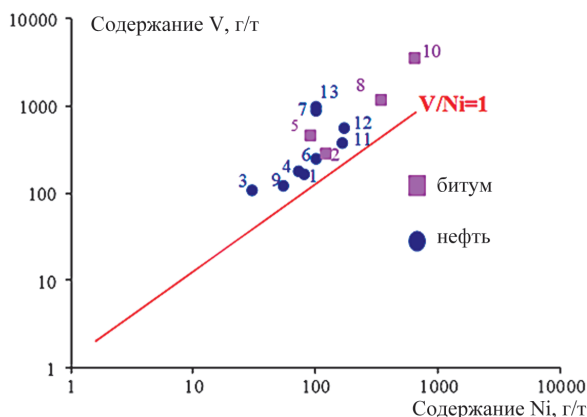


Рис. 4. Усредненные содержания V и Ni в гипергенно преобразованных нефтях и природных битумах. Регионы: Западно-Канадский НГБ: 1 – нефть, 2 – битум; 3 – НГБ Скалистых гор; Восточно-Венесуэльский (Ориноковский): 4 – нефть, 5 – битум; 6 – Тимано-Печорский НГБ; Волго-Уральский НГБ: 7 – нефть, 8 – битум; Лено-Тунгусский НГБ: 9 – нефть, 10 – битум; 11 – Южно-Мангышлакская НГО; 12 – Сурхан-Вахшский НГБ; 13 – Западно-Венесуэльский (Маракайбский) НГБ.

и непосредственно в залежи. Температуры 175–200 °C называют порогом фазового превращения нефти, выше которого жидкие УВ переходят в газообразное состояние и в высоко конденсированные ароматические соединения. При этом протекают реакции диспропорционирования водорода, гидрогенезации, изомеризации УВ (как структурных изомеров, так и эпимеров), деасфальтизации. Последняя представляет собой осаждение асфальтенов из нефти в пласте-коллекторе (в залежи) за счет увеличения содержания растворенного попутного газа и/или легких жидких УВ, которые поступают из главных зон конденсато- и нефтеобразования (ГЗК, ГЗН) смесей.

Изучение динамики изменения МЭ состава нефтей и ОВ пород, проводимое нами на примерах Волго-Уральского, Тимано-Печорского, Предкавказского, а также Паннонского (Венгрия) и других НГБ, показало, что по мере увеличения термокаталитической превращенности нефтей происходит значительное уменьшение концентраций V и Ni и величин отношений ряда металлов – V/Fe , V/Cu , V/Pb , Ni/Cu и др., а также $(V+Ni)/(Fe+Cu)$ и др. Величины этих отношений хорошо коррелируются со значениями такого геохимического показателя катагенетической превращенности УВ состава нефтей, как отношение циклогексанов к циклопентанам в бензиновой фракции. Результаты аналитических данных (МЭ определены в 60 пробах нефтей методом атомной абсорбции) показали, что отношение V/Fe и Ni/Cu (рис. 5), содержание в нефтях $\Sigma(V+Ni)$, а также величины отношений

ванадилпорофиринов к сумме смол и асфальтенов закономерно уменьшаются при переходе от платформенных районов Пермского Приуралья к Предуральскому прогибу в связи со значительным уменьшением содержаний V , Ni и МПК (Пунанова, Добрынина, 2018).

Именно такой облегченный состав нафтидов (где встречаются и газоконденсатные скопления) мы и наблюдаем в ловушках более сложного, чем на платформе комбинированного строения при анализе нефтегазоносности краевых прогибов (Пунанова, 2019b). Установленная дифференциация состава МЭ, МПК, а также смолисто-асфальтеновых компонентов в нефтях платформы и прогиба обусловлена в значительной мере влиянием температурного (катагенетического) и тектонического факторов.

Показательны аналогичные тенденции изменения воздействия катагенеза на МЭ состав сингенетических хлороформенных битумоидов, зафиксированные нами при изучении доманиковых отложений Тимано-Печорского НГБ, залегающих на разных глубинах (до 6000 м) и находящихся в условиях разных палеотемператур (от 100 до 230 °C, стадии преобразования $МК_1$ – $АК_1$), имеющих сапропелевый состав (Чухмахчев и др., 1984). Выявлено, что по мере увеличения катагенеза $\Sigma(V+Ni)$ снижается от 2400 до 160 г/т, отношение V/Fe – от 21,0 до 0,7, а V/Pb – от 130,0 до 4,7.

Анализ особенностей распределения МЭ в нефтях орогенного Паннонского НГБ (Венгрия), связанных с тектонически экранированными ловушками комбинированного типа, свидетельствует о том, что Co , V , Ni и Mo , находящиеся в ассоциации с полярными компонентами, показывают прямую зависимость от термического изменения нефтей, т.е. их содержание значительно убывает от нефтей наименьшей зрелости до высоkozрелых. Связь концентраций Fe , Zn , As и Hg с термическими превращениями нефтей неоднозначна, более сложна, что связано с их приуроченностью к более легким нефтяным фракциям, и, возможно, наложением вторичных процессов. УВ состав нефтей из этих же отложений подтверждает характер их зрелости (Sajgo et al., 2009). Отмечается, что в периоды складкообразования и непосредственно после них могли быть высокие геотермические градиенты и интенсивный тепловой поток, в результате чего на некоторых месторождениях плиоценовые материнские породы нагреты до достаточно высокой температуры.

Многофазное заполнение комбинированных ловушек нефтью (на примере Ромашкинской группы месторождений)

Если геологическая история формирования ловушек достаточно сложна, и их заполнение происходило в разные

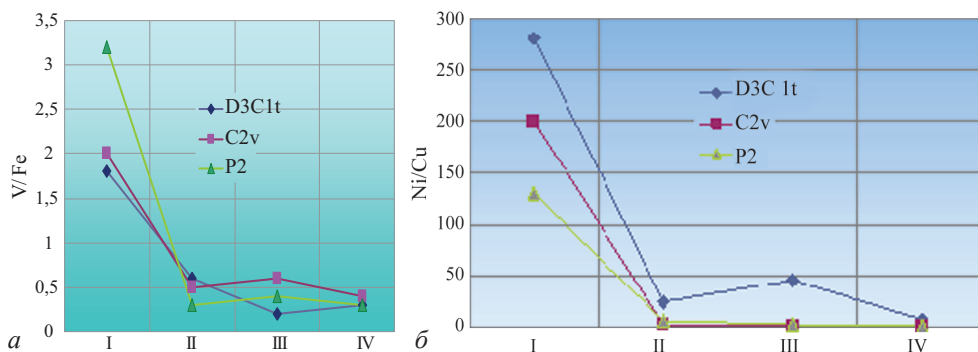


Рис. 5. МЭ показатели степени зрелости нефтей из из отложений разновозрастных нефтегазоносных комплексов Пермского Приуралья в связи с их различным структурным положением и палеотемпературами: а) V/Fe ; б) Ni/Cu . I – Баширский и Пермский своды, $t_{палео} = 100$ – 145 °C; II – Соликамская впадина, $t_{палео} = 145$ – 170 °C; III – Косвинско-Чусовская седловина, $t_{палео} = 170$ – 190 °C; IV – Юрюзано-Сылвенская впадина, $t_{палео} = 190$ – 250 °C).

геологические эпохи вплоть до настоящего времени, то можно констатировать многофазное заполнение ловушек нефтью нескольких генераций.

О сложном строении комбинированного типа ловушек на площади Ромашкинской группы месторождений дает представление модель геологического строения пашийского горизонта (D_{3ps}) Азнакаевской площади (Лощева и др., 2017). Согласно существенно измененной авторами предыдущей модели (Муслимов, 2011), вместо слоистого разреза с пликативным характером поверхностей пластов, предлагается разрез с совокупностью различных фаций, закономерно распределённых как по площади, так и по разрезу, осложненный межблоковыми разломами субмеридионального и субширотного простираний.

Данные по составу МЭ нефтей Ромашкинской группы месторождений, имеющих сложное тектоническое строение, и выявленные ранее корреляционные зависимости между МЭ составами различных геохимических субстанций и, в частности, с составом земной коры различного уровня (Пуланова, Родкин, 2019) могут подтвердить факт дополнительного притока УВ из более глубоких горизонтов, либо из зон, более прогретых, подверженных значительным гидротермальным и деструктивным процессам в зонах усиления геодинамического влияния. Этот факт является важным звеном успешного освоения нефтегазовых месторождений. Нельзя исключать и влияние процессов разрушения изверженных отложений Предуральского горного массива и внедрение высокомиграционных элементов в глубинные растворы. Здесь в зонах формирования нетрадиционных ловушек (как правило, это неструктурные залежи *сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных*) возможно и образование коллекторов-ловушек в разуплотненных массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках, куда возможен подток глубинных флюидов с оригинальным составом МЭ. Можно прогнозировать легкие нефти метанового основания, с высоким газовым фактором. Заполняются и, возможно, будут заполняться подобные ловушки нефтью никелевой специализации с характерным, для высокопреобразованных флюидов зон повышенного катагенного влияния, набором миграционно подвижных элементов (As, Hg, Eu, La, Nb). Отмечено, что содержания этих МЭ в нефтях не коррелируют с концентрациями биогенных элементов, таких как V, Ni, Mo, Co (Пуланова, Родкин, 2019).

Нефти эрозионных выступов фундамента

Примером нефтей месторождений, локализованных в разуплотненных порово-кавернозных выступах кристаллического фундамента, в трещиноватых гранитных блоках-коллекторах сложного типа, местами тектонически экранированных, служат Белый Тигр (Вьетнам), Мара и Западная Мара (Венесуэла), а также группы месторождений Краснотеннинского свода Западной Сибири и др. (Пуланова и др., 2018; Керимов и др., 2019; Юрова и др., 2019). Основным источником нефти в залежах кристаллического фундамента является ОВ нефтематеринских осадочных толщ, облекающих выступы фундамента. Именно поэтому, геохимические особенности флюидов месторождений фундамента подчиняются тем же закономерностям,

что и нефти, залегающие в осадочных толщах НГБ. И в осадочном обрамлении кристаллического массива всегда имеются нефтематеринские свиты – источники нефтей в фундаменте.

Заключение

С позиции теории онтогенеза нафтидов показана возможность прогнозировать физико-химические свойства, УВ состав, металлогеническую специализацию и фазовое состояние флюидов, мигрирующих и скапливающихся в ловушках. Комбинированные, т.е. неантиклинальные неструктурные сложно построенные ловушки становятся главным звеном оценки нефтегазоносности территорий, а геохимический прогноз качества добываемого УВ сырья в них приобретает большой практический смысл. Привязка искомой ловушки к шкале зональности, т.е. глубинам, тектоническим элементам, стадиям катагенеза, особенностям геодинамического режима бассейна, и будет определять геохимический тип флюидов, формирующих залежь.

Типизация нефтей по содержанию «биогенных» МЭ выявила в процессе нафтидогенеза существенные отличия нефтей ранней генерации от гипергенно измененных. Незрелые нефти обеднены МЭ и образуют провинции никелевой металлогении. Гипергенно преобразованные нефти и генетически связанные с ними природные битумы отличаются высокими, вплоть до промышленных, концентрациями МЭ и создают металлогенические провинции ванадиевого типа. Существование нефтей с различной металлогенией связано с составом исходного ОВ и с вторичными процессами преобразования УВ флюидов в ходе геологической истории развития НГБ.

1. В ловушках *литологически и стратиграфически экранированных, ловушках эрозионных врезов* на малых глубинах при плохих региональных или локальных покрывках, при приближении к поверхности и влиянии поверхностных агентов биодеградации встречаются нефти гипергенно преобразованные, переходящие при усилении гипергенеза и выветривания в природные битумы. Нафтиды характеризуются высокой плотностью, высокими концентрациями смолисто-асфальтовых компонентов и обогащены микроэлементами V, Ni, Co, Mo, Cd и др., являющимися не только промышленно значимыми, но и потенциально токсичными, представляющими при разработке месторождений экологическую опасность. Нафтиды ванадиевого или железистого типов ($V/Ni > 1$; $Fe/V > 1$), развиты в бассейнах древних и молодых плит, но могут быть связаны с тектонически мобильными областями земной коры, рифтовыми зонами, авлакогенами.

2. В ловушках *литологически или/и стратиграфически экранированных, часто с тектоническим ограничением* при длительной латеральной миграции, в связи с потерей асфальтово-смолистых компонентов и связанных с ними МЭ (V, Ni, Co, Mo, Cd, U и др.), на больших глубинах при хорошей изоляции от поверхностных агентов выветривания в зонах высокой катагенетической преобразованности прогнозируется обнаружение легких нефтей метанового основания, обедненных смолами, асфальтенами, МЭ, чаще никелевой специализации ($V/Ni < 1$), возможны нефтегазоконденсатные скопления. На этих же глубинах в жестких термобарических условиях повышенного катагенеза в комбинированных с преобладанием

тектонически-экранированных ловушек при активном геодинамическом режиме региона возможно обнаружение легких нефтей никелевого типа или газоконденсатов, обогащенных элементами глубинного происхождения – As, Hg, Al, V, Ag, Pb, Se, и других редкоземельных элементов, наиболее миграционно способных. Это бассейны латерально-гетерогенные (пограничных и межскладчатых впадин), окраинные впадины в теле древних и молодых плит, граничащих с областями альпийской складчатости.

3. В сложных комбинированных ловушках литологически, стратиграфически, тектонически экранированных с влиянием надвиговых и поднадвиговых процессов при возможном переформировании залежей и при этом влиянии и подтоке глубинных (т.е. более катагенно преобразованных) флюидов встречены как нефти, так и газоконденсатные скопления (при ужесточении термобарических условий). Высокие корреляционные зависимости МЭ состава нефтей с составом более глубинных отложений земной коры свидетельствуют о многофазности заполнения ловушек. Нефти легкие, никелевого типа, с низкими концентрациями основных биогенных элементов (V, Ni, Co, Cr, Mo, Cu и др.) при превалировании более глубинных (La, Sm, Se, Li, Al, V и др.).

4. Нефти, заполняющие комбинированные ловушки сложного типа, на больших площадях, как правило, разбитых на блоки со значительным количеством тектонических нарушений в разуплотненных порово-кавернозных коллекторах кристаллического фундамента в пределах платформенных НГБ, по своему составу практически не отличаются от состава нефтей в вышележающих или соседствующих частях осадочного разреза и, как правило, полностью повторяют их геохимические особенности.

Характеристика качества нефти и, в частности, ее металлогения в прогнозируемых ловушках – важнейший компонент при оценке рентабельности разработки месторождения. В зависимости от состава добываемого сырья и содержания металлов в нем, может меняться методика разведки и разработки, технология переработки, и должны осуществляться различные мероприятия по охране окружающей среды.

Финансирование

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Литература

- Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т. и др. (1992). Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа. Ч.1. Геологические основы поисков скоплений углеводородов в ловушках сложного экранирования. М.: ВНИИОЭНГ, 231 с.
- Бабаев Ф.Р., Пуанова С.А. (2014). Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. М.: Недра, 181 с.
- Гольдберг И.С. (1990). Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах. *Геология нефти и газа*, 3, с. 2–7.
- Керимов В.Ю., Леонов М.Г., Осипов А.В. и др. (2019). Углеводороды в фундаменте шельфа Южно-Китайского моря (Вьетнам) и структурно-тектоническая модель их формирования. *Геотектоника*, 1, с. 44–61.
- Кравченко К.Н. (2004). Бассейновая основа общей теории нафтидогенеза. М.: НИА Природа, 66 с.
- Леворсен А. И. (1970). Геология нефти и газа. М.: Мир, 640 с.
- Лощева З.А., Магдеев М.Ш., Агафонов С.Г., Федотов М.В., Магдеева

- О.В. (2017). Новый взгляд на геологическое строение пашийского горизонта (D³ps) Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти. *Георесурсы*, 19(1), с. 21–26. <https://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>
- Муслимов Р.Х. (2011). КИН – его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России. *Бурение и нефть*, 2, с. 12–16.
- Нукенов Д., Пуанова С.А., Агафонов С.Г. (2001). Металлы в нефтях, их концентрация и методы извлечения. М.: ГЕОС, 77 с.
- Оленин В.Б. (1977). Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. М.: Недра, 218 с.
- Пуанова С.А. (2014). Гипергенно преобразованные нафтиды: особенности микроэлементного состава. *Геохимия*, 1, с. 64–75.
- Пуанова С.А. (2017). Прикладная металлогения нафтидов. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 2(17).
- Пуанова С.А. (2019а). Микроэлементы нафтидов нефтегазоносных бассейнов. *ДАН*, 488(5), с. 103–107.
- Пуанова С.А. (2019б). Углеводородные системы краевых прогибов древних платформ. *Экспозиция Нефть Газ*, 2(69), с. 20–24.
- Пуанова С.А. (2020а). О некоторых классификационных особенностях неантиклинальных ловушек и актуальности их выявления. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 12(348), с. 4–9. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-12\(348\)-4-9](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-12(348)-4-9)
- Пуанова С.А. (2020б). Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 3(30), с. 13–25.
- Пуанова С.А., Виноградова Т.Л. (2016). Сравнительная характеристика природных углеводородных систем различного генезиса. *Нефтехимия*, 56(4), с. 326–336.
- Пуанова С.А., Добрынина С.А. (2018). Трансформация состава микроэлементов и металлопорфириновых комплексов нефтей в зоне катагенеза. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 12, с. 35–39. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-35-39>
- Пуанова С.А., Родкин М.В. (2019). Сравнение вклада разнотипных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов. *Георесурсы*, 21(3), с. 14–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>
- Пуанова С.А., Сафранов Т.А. (1993). Металлоносность нефтей Афгано-Таджикской впадины. *Нефтехимия*, 33(6), с. 510–518.
- Пуанова С.А., Шустер В.Л., Нго Л.Т. (2018). Особенности геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири и фундамента Вьетнама. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 16–19.
- Чахмахчев В.А., Пуанова С.А., Лосицкая И.Ф. (1984). Геохимия микроэлементов в нефтегазопроисковой геологии. Обзорная информация. *Сер. Нефтегазовая геология и геофизика*. М.: ВНИИОЭНГ, 55 с.
- Юрова М.П., Добрынина С.А., Селиверстова М.Е. (2019). Основные механизмы формирования залежей углеводородов в эрозийных выступах фундамента. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 1(24).
- Якуцени С.П. (2005). Распространенность углеводородов, обогащенных тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. СПб: Недра, 372 с.
- Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. (2018). Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery Article #60054. https://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf
- Duyck C., Miekeley N., Fonseca T.C.O., Szatmari P., Neto E.V. (2008). Trace element distributions in biodegraded crude oils and fractions from the Potiguar Basin, Brazil. *Journal of the Brazilian Chemical Society*, 19(5), pp. 978–986. <https://doi.org/10.1590/S0103-50532008000500025>
- Halbouty M. T. (2001). Giant oil and gas fields of the decade 1990–2000. AAPG convention, Denver, Colorado. <https://www.searchanddiscovery.com/documents/halbouty03/>
- Mendes J.Z., (2000). Occurrence and Geology of Venezuelan extra heavy crude oil, bitumen, and natural asphalt. Coll. papers: Unconventional sources of hydrocarbon raw materials, their distribution and development problems. St.Petersburg: VNIGRI, pp. 39–49.
- Sajgo Cs., Olsen S.D., Fekete J. (2009). Distribution of the trace metals in petroleum of different maturity levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 73(13), p. 1147.

Сведения об авторе

Светлана Александровна Пуанова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 10.09.2020;
Принята к публикации 13.09.2021; Опубликована 30.11.2021

About characteristic features of naftides in connection with the process of formation of deposits

S.A. Punanova

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation, e-mail: punanova@mail.ru

Abstract. Studies have been carried out to assess the qualitative features of fluids, aimed at identifying the regularities in the differentiation of the properties of naphthides during the formation of hydrocarbon deposits outside anticlinal structures. Due to the exhaustion of hydrocarbon reserves associated with anticlinal traps, the main attention is paid to the composition of fluids confined specifically to non-anticlinal structures – to traps of a combined structure. Physicochemical properties, trace element (TE) composition, phase states of naphthides in deposits affected by hypergenetic or catagenetic processes have been analyzed using specific examples; in regions with a possible additional inflow of hydrocarbons (Romashkino group of fields in the Republic of Tatarstan); in the crystalline basement of sedimentary basins. The results of the analysis make it possible to predict the characteristic features of fluids in traps of various types at certain levels of the processes of oil formation, secondary transformation and destruction of accumulations, mainly due to the tectonic regime of the sedimentary basin. With prolonged lateral migration, at great depths with good isolation from surface weathering agents, light oils, depleted in TE, more often of nickel specialization, are found in lithologically and stratigraphically screened traps, and gas condensate accumulations are possible. At shallow depths with poor regional or local seals, heavy, highly viscous hypergene-transformed oils, natural bitumens with high concentrations of industrially significant metals V, Ni, Co, Mo Cd, U were found in traps of pinch-out zones and various types of trap screening. tectonically-screened traps) with a multiphase filling of traps and, at the same time, the influence and inflow of deep ones, i.e. more catagenetically transformed fluids, it is possible to detect light oils of the nickel type or gas condensates enriched with elements of “magmatic emanations” – As, Hg, Al, B, rare earth elements. Oils filling combined traps in the crystalline basement within platform oil and gas basins, as a rule, do not differ in their compositional peculiarities in comparison with oils in overlying or adjacent parts of the sedimentary section.

Keywords: combined traps, reservoir, tectonic regime, trace element composition of oil, forecast of oil composition, zones of hypergenesis, catagenesis, basement

Recommended citation: Punanova S.A. (2021). About characteristic features of naftides in connection with the process of formation of deposits. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 107–115. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.12>

References

- Aleksin A.G., Gogonenkov G.N., Khromov V.T. et al. (1992). Methods of prospecting for oil and gas deposits in complex-screened traps. Part 1. Geological foundations of the search for hydrocarbon accumulations in complex screening traps. Moscow: VNIIOENG, 231 p. (In Russ.)
- Babaev F.R., Punanova S.A. (2014). Geochemical aspects of trace element composition of oils. Moscow: Nedra, 181 p. (In Russ.)
- Chakhmakhchev V.A., Punanova S.A., Lositskaya I.F. (1984). Geochemistry of trace elements in oil and gas exploration geology. Survey information. Moscow: VNIIOENG, 55 p. (In Russ.)
- Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. (2018). Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery Article #60054. https://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf
- Duyck C., Miekeley N., Fonseca T.C.O., Szatmari P., Neto E.V. (2008). Trace element distributions in biodegraded crude oils and fractions from the Potiguar Basin, Brazil. *Journal of the Brazilian Chemical Society*, 19(5), pp. 978–986. <https://doi.org/10.1590/S0103-50532008000500025>
- Goldberg I.S. (1990). Naphthametallogenic provinces of the world and the genesis of ore concentrations in heavy oils and bitumen. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 2–7. (In Russ.)
- Halbouty M. T. (2001). Giant oil and gas fields of the decade 1990–2000. AAPG convention. <https://www.searchanddiscovery.com/documents/halbouty03>

- Kerimov V.Yu. et al. (2019). Hydrocarbons in the basement of the shelf of the South China Sea (Vietnam) and the structural-tectonic model of their formation. *Geotectonics*, 1, pp. 44–61. <https://doi.org/10.31857/S0016-853X2019144-61>
- Kravchenko K.N. (2004). Basin basis of the general theory of naphthidogenesis. Moscow: Priroda, 66 p. (In Russ.)
- Levorsen A.I. (1967). Geology of Petroleum. <https://doi.org/10.1306/SP812>
- Loscheva Z.A. et al. (2017). A New Look at Geological Structure of Pashian Horizon (D3ps) of Aznakaevskaya Area, Romashkinskoye Oil Field. *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 21–26. <https://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>
- Mendes J.Z., (2000). Occurrence and Geology of Venezuelan extra heavy crude oil, bitumen, and natural asphalt. Coll. papers: Unconventional sources of hydrocarbon raw materials, their distribution and development problems. St.Petersburg: VNIIGRI, pp. 39–49.
- Muslimov R.Kh. (2011). Oil recovery factor – its past, present and future in the fields of Russia. *Burenie i nefi*, 2, pp. 12–16. (In Russ.)
- Nukonov D., Punanova S.A., Agafonova Z.G. (2001). Metals in oils, their concentration and extraction methods. Moscow: GEOS, 77 p. (In Russ.)
- Olenin V.B. (1977). Oil and geological zoning according to the genetic principle. Moscow: Nedra, 218 p. (In Russ.)
- Punanova, S.A. (2014). Supergene transformed naphthides: Peculiarities of trace-element composition. *Geochem. Int.*, 52, pp. 57–67. <https://doi.org/10.1134/S0016702913110086>
- Punanova S.A. (2017). Applied metallogeny of naphthides. *Aktualnye problemy nefi i gaza*, 2(17). (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art2>
- Punanova S.A. (2019a). Trace elements of naphthides of oil and gas bearing basins. *DAN*, 488(5), pp. 103–107. (In Russ.). <https://doi.org/10.31857/S0869-56524885534-538>
- Punanova S.A. (2019b). Hydrocarbon systems of foredeeps of ancient platforms. *Expozitsiya Neft Gas*, 2(69), pp. 20–24. (In Russ.)
- Punanova S.A. (2020a). On some classification features of non-anticlinal traps and the relevance of their identification. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 12(348), pp. 4–9. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-12\(348\)-4-9](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-12(348)-4-9)
- Punanova S.A. (2020b). Relevance of mapping non-anticlinal traps and features of their classifications. *Aktualnye problemy nefi i gaza*, 3(30), pp. 13–25. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art2>
- Punanova, S.A., Vinogradova, T.L. (2016). Comparative characterization of natural hydrocarbon systems of various genesis. *Pet. Chem.* 56, pp. 562–571. <https://doi.org/10.1134/S0965544116070148>
- Punanova S.A., Dobrynina S.A. (2018). Transformation of the composition of trace elements and metalloporphyrin complexes of oils in the catagenesis zone. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 12, pp. 35–39. (In Russ.). <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-12-35-39>
- Punanova S.A., Rodkin M.V. (2019). Comparison of the contribution of differently depth geological processes in the formation of a trace elements characteristic of caustobolites. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 14–24. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>
- Punanova S.A., Safranov T.A. (1993). Metal content of crude oils from the Afghan-Tajik depression. *Neftekhimiya*, 33(6), pp. 510–518. (In Russ.)
- Punanova S.A., Shuster V.L., Ngo L.T. (2018). Features of the geological structure and oil and gas content of the pre-Jurassic deposits of Western Siberia and the basement of Vietnam. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 16–19. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-10-16-19>
- Sajgo Cs., Olsen S.D., Fekete J. (2009). Distribution of the trace metals in petroleum of different maturity levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 73(13), p. 1147.
- Yurova M.P., Dobrynina S.A., Seliverstova M.E. (2019). The main mechanisms of the formation of hydrocarbon deposits in the erosional ledges of the basement. *Aktualnye problemy nefi i gaza*, 1(24). (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art7>
- Yakutseni S.P. (2005). The prevalence of hydrocarbons enriched in heavy trace elements. Assessment of environmental risks. St. Petersburg: Nedra, 372 p. (In Russ.)

About the Author

Svetlana A. Punanova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences. 3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 10 September 2020;

Accepted 13 September; Published 30 November 2021

Метод дистанционного зондирования Земли в составе работ по оценке объемов техногенного сырья и экологической обстановки при эксплуатации россыпей

В.С. Литвинцев, В.И. Усиков, Ю.А. Озарян, В.С. Алексеев*

Институт горного дела ХФИЦ ДВО РАН, Хабаровск, Россия

Известно, что одной из основных проблем недропользования на сегодняшний день является истощение запасов. В качестве источника восполнения ресурсной базы исследователи рассматривают горнопромышленные отходы. Споры на тему перспективности переработки техногенного сырья приобретают особую актуальность. Объектом исследования авторы статьи выбрали техногенные новообразования, явившиеся последствием дражной и гидравлической переработки россыпного золота. В работе приведены результаты оценки перспективы и места применения информационных технологий, в частности, анализа данных дистанционного зондирования Земли при проектировании и организации работ по вовлечению в эксплуатацию техногенных россыпей. Показано, что эти технологии способны повысить эффективность работ и снизить трудозатраты на стадии предварительного изучения потенциальных объектов разработки.

Рассмотрены возможности детализации объектов инфраструктуры горно-перерабатывающего комплекса. Предложено использование вегетационного индекса растительности в нетрадиционное для исследования растительности время вегетационного сезона с целью выделения хвойных пород деревьев на сформированных вторичных фитоценозах. Проведена площадная оценка техногенного сырья Кербинского золото-россыпного узла. Выполнен анализ методического подхода, основанного на данных дистанционного зондирования. Затронуты аспекты естественного восстановления растительности в постэксплуатационный период. Предложены оптимальные сочетания комбинаций каналов растровых данных для исследования территории в границах исследуемого объекта.

Ключевые слова: техногенное сырье, оценка запасов, техногенные новообразования, дистанционное зондирование, естественное восстановление

Для цитирования: Литвинцев В.С., Усиков В.И., Озарян Ю.А., Алексеев В.С. (2021). Метод дистанционного зондирования Земли в составе работ по оценке объемов техногенного сырья и экологической обстановки при эксплуатации россыпей. *Георесурсы*, 23(4), с. 116–123. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.13>

Введение

Горнодобывающая промышленность вносит значительный вклад в мировую экономику и при этом оказывает негативное воздействие на окружающую среду. В настоящее время добыча полезных ископаемых приводит к сильным гидробиогеохимическим изменениям в экосистеме (Evans et al., 2015; Feng et al., 2019) и считается одним из наиболее разрушительных видов экономической деятельности, вызывающих ухудшение функционирования естественной экосистемы. Увеличение объема поверхностного стока способствует возникновению зон затопления (Singh et al., 2013, 2015; Nemčić-Jurec et al., 2017; Kumar et al., 2017, 2018), изменению климата, потере среды обитания (Singh et al., 2017) и изменению демографии ландшафта (Skole et al., 1994; Johnson et al., 1997; Pandey et al., 2012).

Одним из основных направлений недропользования в Дальневосточном Федеральном округе (ДФО) является освоение месторождений россыпного золота. В Хабаровском крае в прошлом веке 90 % золота и вся платина добывались из россыпных месторождений. Сейчас эта доля значительно сократилась, тем не менее,

россыпной металл вносит существенный вклад в общий объем добычи. Промысел золота в Хабаровском крае ведется более 130 лет, здесь расположены крупнейшие месторождения россыпного золота. Вследствие такой интенсивности разработки запасы металла существенно сократились, и значительного их прироста не ожидается. Для увеличения сырьевой базы и добычи драгоценных металлов следует вовлечь в эксплуатацию техногенные образования (гале-эфельные отвалы золотодобычи) с внедрением новых технологий и оборудования. По экспертным оценкам специалистов, в техногенных россыпях края находятся запасы мелкого и тонкого золота, способные продлить деятельность предприятий более чем на 10 лет¹. Перспективы техногенных россыпных месторождений золота только юга Дальнего Востока России можно оценивать в объеме, сопоставимом с уже изъятими запасами (Кузнецова и др., 2019).

Общей характерной особенностью техногенных образований золотосодержащих россыпей Дальнего Востока является накопление в них драгоценного металла таких классов крупности и морфологических форм, которые

* Ответственный автор: Владимир Сергеевич Алексеев
e-mail: alekseev-vs_83@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

¹ Постановление администрации Хабаровского края от 30 мая 2000 г. № 180: Об основных направлениях вовлечения в эксплуатацию техногенных образований россыпного золота.

не учитываются недропользователями при геологоразведке (Алексеев и др., 2018; Литвинцев и др., 2005). В Дальневосточном регионе богатые геогенные и доступные россыпи уже отработаны, и в настоящее время запасы россыпного золота сосредоточены в глубокозалегающих и техногенных месторождениях. Первые из них характеризуются сложным строением, повышенным содержанием глины в пластах и в отвальных комплексах, высоким коэффициентом вскрыши. Вторые – преобладанием тонких и мелких фракций полезного компонента и значительным усреднением содержания металла по объему отвала. Поэтому необходим научный поиск в создании новых, перспективных технологий разработки месторождений и оборудования для обогащения полезного ископаемого, а также выявление первоочередных техногенных объектов россыпной золотодобычи.

Хотя наибольшее отрицательное воздействие на экосистемы экономически мало освоенных территорий оказывают лесозаготовки, влияние россыпной добычи существенно. При освоении месторождений россыпного золота в целом по золотодобывающим предприятиям Дальневосточного региона сохраняется тенденция накопления земель, нарушенных горными работами, но темпы рекультивации низкие (0,01 %), и в последние годы она практически не проводится. Происходит постоянное накопление земель на балансе горного предприятия. Таким образом, очевидна актуальность исследований, направленных на оценку объемов техногенного сырья и перспективы их освоения, а также определения возможности естественного восстановления растительности для снижения площади земель, вовлекаемых в переработку.

Материалы и методы

Комплекс работ для подготовки и вовлечения в разработку техногенных россыпей включает в себя геологические, горнодобывающие, технологические, географические, экологические, экономические виды исследований. Без учета юридической стороны вопроса, для организации производства требуется выбор золотоносного района, выявление собственно техногенных объектов, разработка и внедрение технологии, предварительная оценка ресурсов и оценка экономической целесообразности их освоения и экологических рисков, а также прогноз развития ситуации. Для крупнообъемных россыпей может потребоваться учесть наличие потенциальной ценности сопутствующей минерализации: многие россыпи региона содержат минералы олова, вольфрама, титана, которые концентрируются в черном шлихе. В Кербинском районе они могут содержать корунд, берилл, аметист.

На стадии подготовки в этот ряд логично вписываются информационные технологии (ИТ) в варианте геоинформационных систем (ГИС). В первую очередь это касается использования данных дистанционного зондирования земли (ДЗЗ). В данном случае это космические снимки и матрицы высот рельефа SRTM (Shuttle radar topographic mission) (<http://srtm.csi.cgiar.org>). Их сильными сторонами являются широкая обзорность, высокая наглядность и оперативность получения данных. Кроме этого, благодаря обширному архиву становится возможной оценка хронологии процесса освоения месторождения и постэксплуатационного восстановления.

При оценке состояния природной среды использовались разновременные многозональные спутниковые снимки серии Landsat (<https://earthexplorer.usgs.gov>). Из них извлекались одноканальные и многоканальные растровые слои, на основе которых строились виртуальные растры. Для выявления эффективного и надежного метода обнаружения нарушенных горными работами земель и расчета их площадей, в первую очередь подбирались наиболее информативные сочетания спектральных каналов для синтеза квазицветных изображений, позволяющие максимально точно выделить техногенные участки, оценить их строение и характерные особенности их расположения.

Для реализации ГИС-технологии обработки данных в предыдущие годы с целью изучения динамики развития экологической ситуации спроектирована и создана географическая база данных «Картографическая база данных FE-MI GIS» (Усиков и др., 2019).

В рамках исследования методом ДЗЗ осуществлен прогноз естественного восстановления растительности на территории после прекращения техногенного воздействия. Работа выполнена с использованием сервиса спутникового мониторинга «БЕГА-Science» (Лупян и др., 2011) для обоснования моделей ландшафтно-геохимической устойчивости и экологической емкости природной среды.

Описание объекта исследования

Объект исследования – Кербинский золото-россыпной узел. Узел характеризуется высокой плотностью россыпной золотоносности; площадь составляет 5,1 кг/км², линейная по запасам – 95 кг/пог. км, по прогнозным ресурсам – 186 кг/пог. км. Площадь района 6075 км². Наиболее продуктивными являются россыпи р. Семи, р. Гонгрена, р. Керби и др. В центральной части района россыпи практически отработаны, а часть их переведена в категорию техногенных. Остались в основном россыпи с низкими содержаниями золота или погребенные. Всего в Кербинском районе добыто 52252 кг золота, разведанных запасов числится 2591 кг, а прогнозных – 35,1 т. Содержание золота в россыпях колеблется от 86 до 962 мг/м³. Район характеризуется исключительной плотностью россыпной золотоносности: площадьная – 5,8 кг/км², линейная по запасам – 65,7 кг/пог. км, по прогнозным ресурсам – 455,3 кг/пог. км (Сорокин и др., 2000).

Общая площадь отработанных территорий составляет не менее 3600 га. По имеющимся данным, возможно обнаружение глубокозалегающих россыпей по притокам р. Семи, однако они характеризуются высокой обводненностью, низким гипсометрическим положением и значительной глубиной (до 30 м), что затрудняет отработку. Практический интерес представляют техногенные россыпи по р. Семи, р. Сулаkitкан, р. Ботоон, из которых в сумме добыто около 30 т золота. Прогнозные ресурсы по этим техногенным россыпям (с учетом технологических потерь в 15 % при разработке соответствующих природных россыпей) составляют более 5 т, но вероятное содержание низкое (на уровне 80 мг/м³). Многие геогенные россыпи узла характеризуются высокой глинистостью и мелким золотом. В процессе их первичной отработки значительная часть глины вымывается и складывается в илоотстойниках. Это облегчает гравитационное обогащение материала техногенных объектов, образовавшихся

на месте данных геогенных месторождений. Долина р. Керби, на участке от р. Куть до р. Маклан, характеризуется промышленной золотоносностью, однако золото распределено крайне неравномерно: отмечаются гнезда с очень высоким содержанием и с весьма низким. Среднее содержание золота на массу – около 50 мг/м^3 . Дразная отработка дает коэффициент намыва 0,43. Террасовые россыпи по р. Керби также характеризуются очень сложными условиями отработки и незначительными ресурсами. Несовершенство технологии добычи золота в начале XX века и, как следствие, высокое содержание металла в отходах горного производства обусловило возможность вовлечения в переработку техногенного материала из отвалов, расположенных в долинах рек, в том числе р. Керби. Еще в начале 2000-х годов исследователи утверждали, что по мере совершенствования техники, технологий разработки и обогащения песков роль техногенных объектов будет возрастать.

Повторная переработка гале-эфельных отвалов способствует значительной трансформации сформированных в процессе первичной переработки ландшафтно-геохимических условий, обусловленной изъятием и повторным перемещением больших масс горных пород и природных вод в пределах горного отвода. Техногенное загрязнение территории горно-промышленного освоения определяется составом горных пород и технологией добычи и переработки полезных ископаемых. Реки Семи, Сулактикан,

Керби, Нилан (Кербинского рудно-россыпного узла) расположены в антропогенно созданных долинах, представленных сложным комплексом открытых и покрытых растительностью отвалов, высотой до 5 м, искусственных водоемов, проток. Форма и протяженность техногенных россыпей зависит от мощности источника – геогенной россыпи. На снимках высокого разрешения четко дешифрируются основные объекты промышленной инфраструктуры предприятия. Особый интерес представляют отработанные и находящиеся в разработке месторождения россыпного золота, подъездные пути к участкам.

Результаты и их обсуждение

В результате мониторинга выявлены участки, на которых уже ведется отработка техногенных россыпей. В периоды прекращения добычи полезных ископаемых на отработанных участках фиксируется естественное восстановление растительности.

Для оценки перспективы освоения техногенных месторождений проведено дешифрирование спутниковых снимков с целью выделения отработанных золотороссыпных участков Кербинского золото-россыпного узла на основе цифровой модели рельефа. На базе матрицы высот SRTM03 построена карта инфраструктуры (рис. 1).

Преимущество такой карты состоит в том, что на официальных топокартах отсутствуют многие элементы технологической инфраструктуры: внутренние дороги

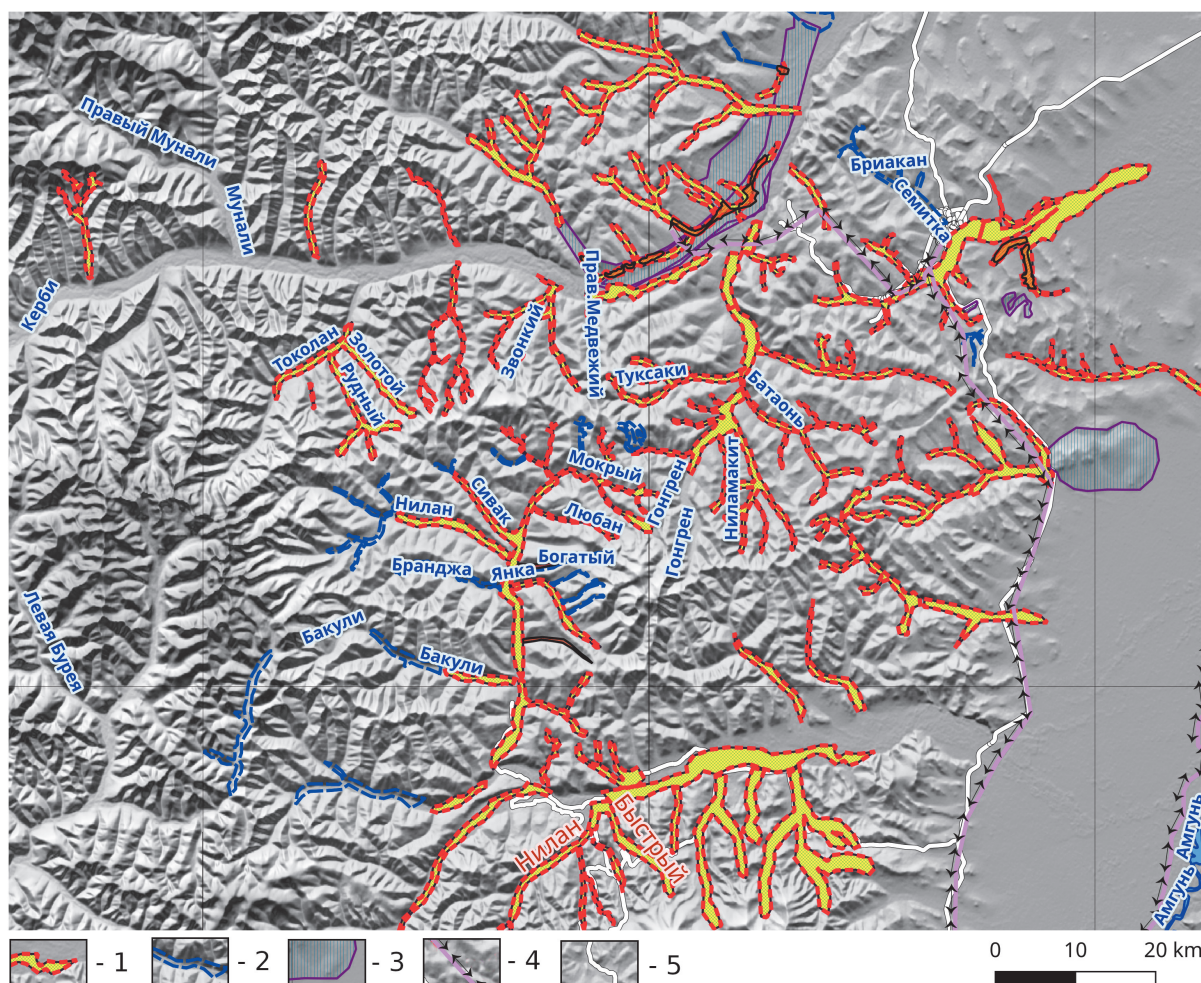


Рис. 1. Карта Кербинского золото-россыпного узла: 1 – полигоны дразной отработки; 2 – полигоны гидравлической отработки; 3 – площади разведочных работ; 4 – линии электропередач; 5 – дороги

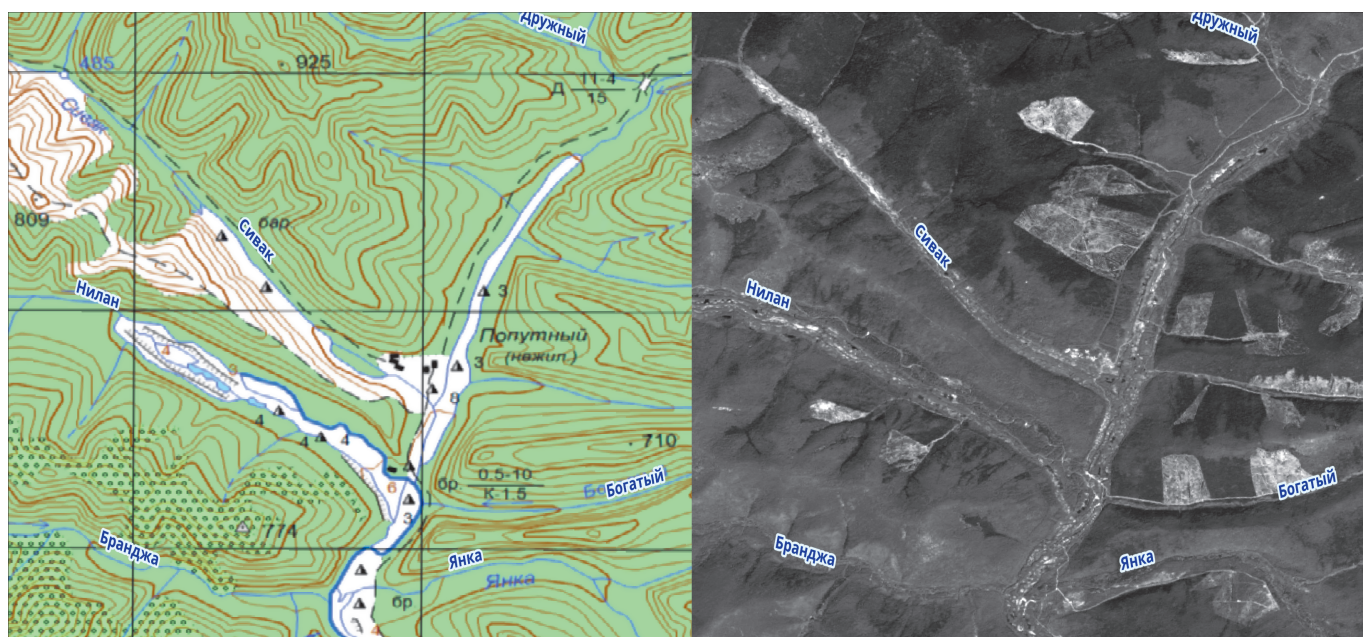


Рис. 2. Сравнение изображений исследуемой территории на топокарте и спутниковом снимке

узла, подъездные пути к россыпям, временные силовые линии для энергоснабжения механизмов, на спутниковых же снимках они уверенно отображаются (рис. 2). По снимкам можно предположительно оценить актуальное состояние дорог, например, вынесенная на карту грунтовая дорога по водоразделу Сиваки – Нилан на снимке выражена слабее других и местами прерывается, что позволяет предположить, что она находится в стадии зарастания.

Также на снимках распознаются участки с трансформированными и перемещенными грунтами, т.е. оконтуриваются собственно техногенные россыпи. В результате методических работ выявилось, что для такого оконтуривания наиболее подходящими являются синтезированные по группам спектральных полос (каналов) 6-5-4 или 7-5-3 цветные снимки, произведенные в безлиственный период на местности, и, как правило, бесснежный, т.е. весной или



Рис. 3. Синтезированное цветное изображение участка Кербинского золотоносного узла. Снимок Landsat 8, спектральные полосы 6-5-4. 1 – полигоны дражной отработки; 2 – полигоны гидравлической отработки россыпей; 3 – полигоны комбинированной отработки; 4 – участок врезки.

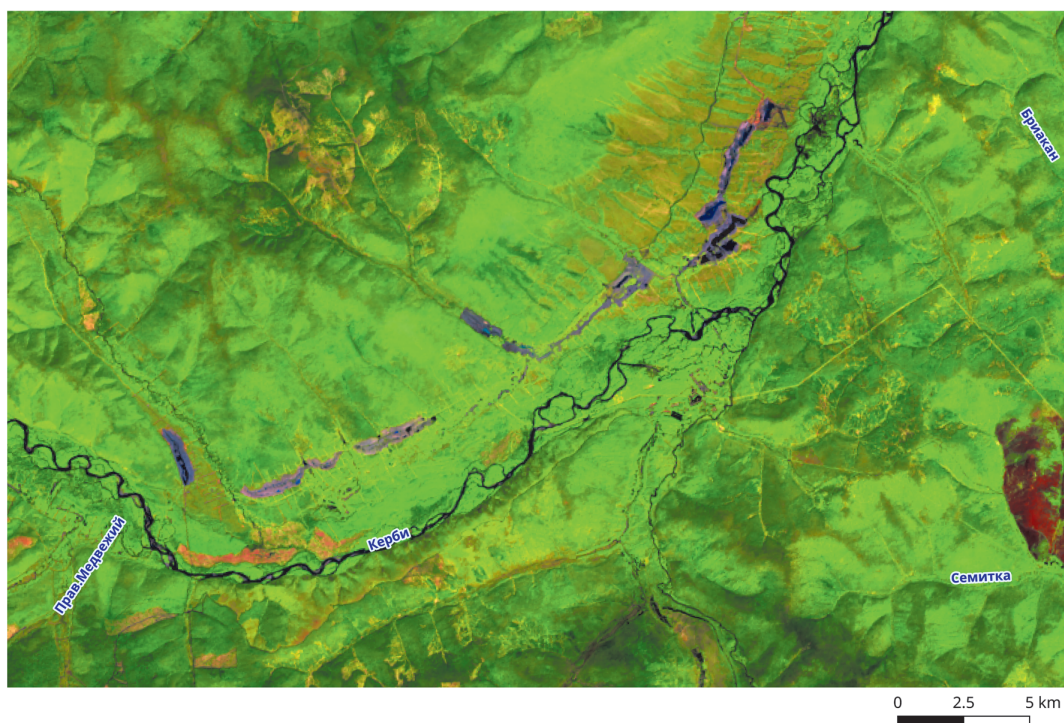


Рис. 4. Синтезированное цветное изображение участка в северной части Кербинского золотоносного узла. Снимок Landsat 8, спектральные полосы 6-5-4.

осенью. Иногда похожий результат получается в самом начале лета. Также для этого подходят карты нормализованного вегетационного индекса растительности NDVI. Эти же снимки можно использовать и при выявлении дражных полигонов по характерной текстуре изображения (рис. 3). В этой комбинации полос отвалы идентифицируются по изменению текстуры изображения, открытая вода отображается темно-синим, почти черным цветом, протяженные кривые соответствуют дражным ходам, которые особенно наглядно проявляются на полигонах нижнего течения рек Нилан, Сивак. Также уверенно идентифицируются участки долин рек и ключей, где добычными работами русла полностью трансформированы и превращены в цепи отвалов, содержащие отдельные пруды с проточной водой, дренирующей рыхлый материал, например, реки Бранджа, Янка и многие другие.

Повторная переработка гале-эфельных отвалов способствует значительной трансформации сформированных в процессе первичной переработки ландшафтно-геохимических условий, обусловленной изъятием и повторным перемещением больших масс горных пород и природных вод в пределах горного отвода. Многочисленными исследованиями установлено, что пространственная изменчивость состояния растений во времени может использоваться в качестве дополнительного индикатора (Strilesky et al., 2017; Wood et al., 2015; Petrone et al., 2014). Более ранними работами сотрудников Института горного дела ХФИЦ ДВО РАН установлено, что на отвалах золотодобычи происходит естественное самовосстановление фитоценозов (Озарян, 2018): в этом районе полное самозаращение происходит за 7–16 лет, поэтому специальные рекультивационные мероприятия для этого, вероятно, не требуются, но реальным ущербом можно считать нарушение участков русел рек, влияющее на водную фауну. Исходя из этого,

необходимым требованием при планировании рекультивации должно быть восстановление нормального водотока на таких участках.

Некоторые отработанные полигоны, выделенные на снимках, окрашены в розовые и лиловые тона (рис. 4), по аналогии с Комсомольским рудным районом, где таким образом индицируется антропогенное загрязнение территории продуктами окисления сульфидов (в первую очередь, пирита, арсенопирита, халькопирита). Следует обратить внимание на такие участки с точки зрения оценки экологических рисков. Многие из них довольно крупные для россыпных объектов, поэтому имеет смысл оценить потенциальную практическую значимость сопутствующей минерализации, а также возможные экологические риски от извлеченных на дневную поверхность химических соединений в качестве поллютантов.

Определенные коллизии с природоохранной зоной могут возникнуть при подготовке площадей для эксплуатации техногенных объектов, в частности, расчистки их от леса. Чтобы в минимальной степени затронуть более ценные, темнохвойные породы деревьев, нужно заранее оконтурить площади их распространения. Для этого необходимо использовать карты NDVI (Normalized difference vegetation index) и произвести классификацию путем выделения различных типов растительности. Однако возможен и более простой, оперативный и менее трудозатратный вариант применения NDVI – расчет индекса по снимку, произведенному ранней весной, после схода снежного покрова, но до появления травы и листьев. Рисунок 5 иллюстрирует данный прием. Карты NDVI используются также для уточнения местоположения и контуров техногенных россыпей.

NDVI, превышающие 0,2, идентифицируют площади, покрытые растительностью. Очевидно, что в начале мая это хвойные породы деревьев. Отрицательные значения

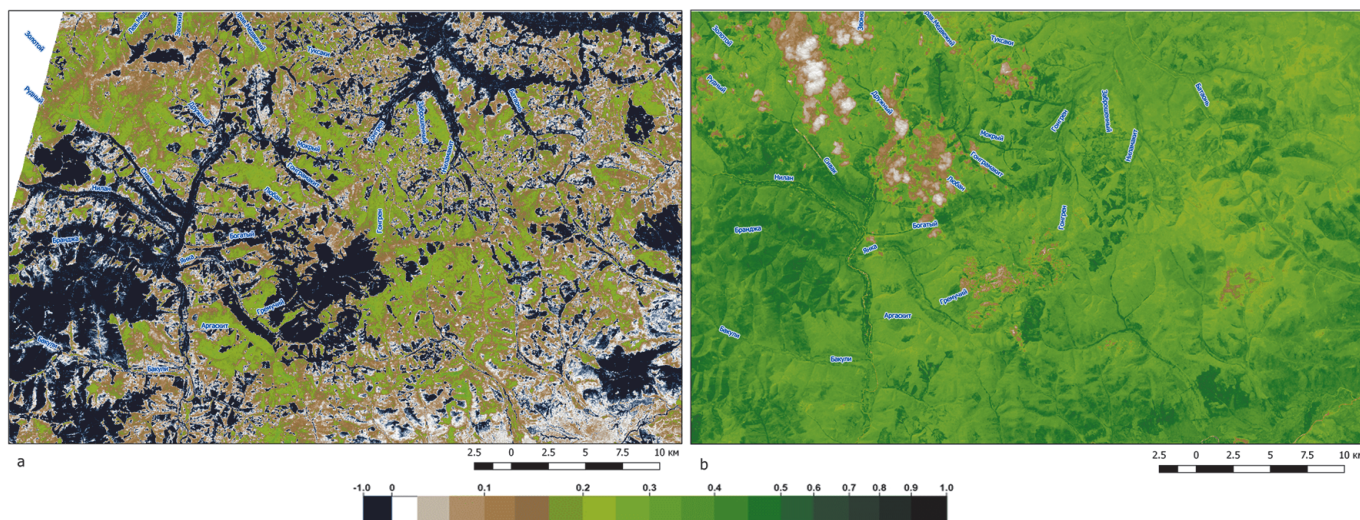


Рис. 5. Карта NDVI Кербинского золотороссыпного узла: а) 6 мая 2013; б) 16 июля 2013

индекса указывает на обнаженную поверхность, либо поверхностные воды.

Выводы

Промысел золота в Хабаровском крае ведется более 130 лет, поэтому запасы металла существенно сократились, и значительного их прироста не ожидается. Для увеличения сырьевой базы и добычи драгоценных металлов следует вовлечь в эксплуатацию техногенные образования (гале-эфельные отвалы золотодобычи) с внедрением новых технологий и оборудования. Прогнозные ресурсы по этим техногенным россыпям (с учетом технологических потерь в 15 % при разработке соответствующих природных россыпей) составляют более 5 т.

При подготовке техногенных месторождений к эксплуатации на стадии предварительного изучения объектов и площадей в комплексе работ целесообразно применять анализ данных ДЗЗ. По матрицам рельефа SRTM возможно уточнение деталей строения земной поверхности. По космическим снимкам с использованием разных спектральных полос синтезируются цветные и псевдоцветные изображения. На основе их анализа выявляются собственно техногенные объекты (полигоны первичной отработки), определяются их контуры и площади. Также определяются технологии разработки полигонов, применяемые при первичной разработке, участки рек с нарушенными руслами. По этим же снимкам выявляют технологическую инфраструктуру и возможность ее повторного использования. Во многих случаях удается выделить отвалы (части отвалов), содержащие в повышенных концентрациях сопутствующие минералы.

По картам NDVI фиксируются массивы более ценных темнохвойных лесов с целью минимизации ущерба, наносимого природной среде при организации работ.

Финансирование

Исследования проведены с использованием ресурсов Центра коллективного пользования научным оборудованием «Центр обработки и хранения научных данных ДВО РАН», финансируемого Российской Федерацией в лице Минобрнауки России по соглашению № 075-15-2021-663.

Литература

- Алексеев В.С., Банщикова Т.С. (2018). Применение нетрадиционных технологий для извлечения золота из техногенных образований россыпей Приамурья. *Горный журнал*, 10, с. 52–57.
- Ван-Ван-Е А.П. (2010). Ресурсная база природно-техногенных золотороссыпных месторождений. М.: Горная книга, 268 с.
- Геологическая служба США. <https://earthexplorer.usgs.gov/logout/expire>
- Кузнецова И.В., Сафронов П.П., Моисеенко Н.В. (2019). Вещественно-минеральная характеристика техногенных россыпей – потенциальных источников благородного металла (на примере Нижнеселенджинского золотосносного узла Приамурья, Россия). *Георесурсы*, 21(1), с. 2–14. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.2-14>
- Литвинцев В.С., Пономарчук Г.П., Банщикова Т.С. (2005). Морфологическая характеристика золота техногенных россыпей р. Джалинда и р. Бол. Инагли и проблемы его извлечения. *ГИАБ, Спец. вып. Дальний Восток*, с. 319–327.
- Лупян Е.А., Савин И.Ю., Бартаев С.А., Толпин В.А., Балашов И.В., Плотников Д.Е. (2011). Спутниковый сервис мониторинга состояния растительности («ВЕГА»). *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса*, 8(1), с. 190–198.
- Озарян Ю.А. (2018). Оценка естественного восстановления биоты в зоне воздействия горнодобывающих предприятий Хабаровского края по данным спутникового мониторинга. *Горный журнал*, 10, с. 84–88.
- Сорокин А. П., Ван-Ван-Е., Глотов В. Д. и др. (2000). Атлас основных золотороссыпных месторождений юга Дальнего Востока и их горно-геологические модели. Владивосток, Благовещенск, Хабаровск: ДВО РАН, 334 с.
- Усиков В.И., Липина Л.Н., Бубнова М.Б., Озарян Ю.А. (2019). Картографическая база данных MI-FE GIS. Свидетельство о регистрации базы данных 2019620201. РФ. Правообладатель ФГБУН ИГД ДВО РАН.
- Evans D.M., Zipper C.E., Hester, E.T., Schoenholtz S.H. (2015). Hydrologic effects of surface coal mining in Appalachia (U.S.). *J. Am. Water Resour. Assoc.*, 51, pp. 1436–1452. <https://doi.org/10.1111/1752-1688.12322>
- Feng, Y., Wang, J., Bai, Z., Reading, L. (2019). Effects of surface coal mining and land reclamation on soil properties: A review. *Earth-Science Rev.*, 191, pp. 12–25. <http://dx.doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.02.015>
- Johnson L.B., Richards C., Host G., Arthur J.W. (1997). Landscape influences on water chemistry in midwestern streams. *Freshw. Biol.*, 37, pp. 209–217.
- Kumar N., Singh S.K., Singh V.G., Dzwairo B. (2018). Investigation of impacts of land use/land cover change on water availability of Tons River Basin, Madhya Pradesh, India. *Model. Earth Syst. Environ.*, 4, pp. 295–310. <http://dx.doi.org/10.1007/s40808-018-0425-1>
- Kumar N., Singh S.K., Srivastava P.K., Narsimlu B. (2017). SWAT Model calibration and uncertainty analysis for streamflow prediction of the Tons River Basin, India, using Sequential Uncertainty Fitting (SUFI-2) algorithm. *Model Earth Syst Environ.*, 3(30). <http://dx.doi.org/10.1007/s40808-017-0306-z>
- Nemčić-Jurec J., Singh S.K., Jazbec A., Gautam S.K., Kovac I. (2019). Hydrochemical investigations of groundwater quality for drinking and irrigational purposes: two case studies of Koprivnica-Krizevci County

(Croatia) and district Allahabad (India). *Sustain. Water Resour. Manag.*, 5, pp. 467–490. <http://dx.doi.org/10.1007/s40899-017-0200-x>

Pandey P.C., Sharma L.K., Nathawat M.S. (2012). Geospatial strategy for sustainable management of municipal solid waste for growing urban environment. *Environ. Monit. Assess.*, 184, pp. 2419–2431.

Petrone R., Chasmer L., Hopkinson C., Silins U., Landhauser S., Kljun N., Devito K.J., 2014. Effects of harvesting and drought on CO₂ and H₂O fluxes in an aspen-dominated western boreal plain forest: early chronosequence recovery. *Can. J. For. Res.*, 45(1), pp. 87–100.

Singh S.K., Srivastava P.K., Pandey A.C., Gautam S.K. (2013). Integrated assessment of groundwater influenced by a confluence river system: concurrence with Remote Sensing and Geochemical Modelling. *Water Resour. Manag.*, 27, pp. 4291–4313. <http://dx.doi.org/10.1007/s11269-013-0408-y>

Singh S.K., Srivastava P.K., Singh D., Han D., Gautam S.K., Pandey A.C. (2015). Modeling groundwater quality over a humid subtropical region using numerical indices, earth observation datasets, and X-ray diffraction technique: a case study of Allahabad district, India. *Environ. Geochem. Health*, 37, pp. 157–180. <http://dx.doi.org/10.1007/s10653-014-9638>

Singh S.K., Srivastava P.K., Szilard, S., Petropoulos, G.P., Gupta, M., Islam, M. (2017). Landscape transform and spatial metrics for mapping spatiotemporal land cover dynamics using Earth Observation data-sets. *Geocarto Int.*, 32(2), pp. 113–127. <http://dx.doi.org/10.1080/10106049.2015.1130084>

Strilesky S.L., Humphreys E.R., Carey S.K. (2017). Forest water use in the initial stages of reclamation in the Athabasca Oil Sands region. *Hydrol. Process*, 31(15), pp. 2781–2792.

Skole D.L., Chomentowski W.H., Salas W.A., Nobre A.D. (1994). Physical and human dimensions of deforestation in Amazonia. *BioScience*, 44(5), pp. 314–322.

Wood M.E., Macrae M.L., Strack M., Price J.S., Osko T., Petrone P., (2015). Spatial variation in nutrient dynamics among five different peatland types in Alberta oil sands region. *Ecohydrology*, 9(4). <https://doi.org/10.1002/eco.1667>

Сведения об авторах

Виктор Семенович Литвинцев (1935–2020 гг.) – доктор тех. наук, профессор, главный научный сотрудник
Институт горного дела ХФИЦ ДВО РАН
Россия, 680000, Хабаровск, ул. Тургенева, д. 51

Виталий Игнатьевич Усиков – кандидат экон. наук;
ведущий научный сотрудник
Институт горного дела ХФИЦ ДВО РАН
Россия, 680000, Хабаровск, ул. Тургенева, д. 51

Юлия Александровна Озарян – кандидат техн. наук;
старший научный сотрудник
Институт горного дела ХФИЦ ДВО РАН
Россия, 680000, Хабаровск, ул. Тургенева, д. 51

Владимир Сергеевич Алексеев – кандидат техн. наук;
ведущий научный сотрудник
Институт горного дела ХФИЦ ДВО РАН
Россия, 680000, Хабаровск, ул. Тургенева, д. 51

Статья поступила в редакцию 12.12.2020;
Принята к публикации 08.09.2021;
Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Remote sensing of the Earth as a part of research of assessing the volume of technogenic raw and the environmental situation during the exploitation of placers

V.S. Litvintsev, V.I. Usikov, Yu.A. Ozaryan, V.S. Alekseev*

Institute of Mining – Khabarovsk Federal Research Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Khabarovsk, Russian Federation

*Corresponding author: Vladimir S. Alekseev, e-mail: alekseev-vs_83@mail.ru

Abstract. It is known that one of the main nowadays problems of subsoil use is the depletion of reserves. Every year many researchers pay attention on mining waste as a source of replenishment of the resource base. Disputes on the prospects of processing technogenic raw materials are relevant. The object of research is the technogenic neoplasms, which were the result of dredging and hydraulic processing of placer gold. The paper presents the results of assessing the prospects and places of application of information technologies, in particular, the analysis of Earth remote sensing data in the design and organization of work to involve technogenic placers in operation. It is shown that these technologies are able to increase the efficiency of work and reduce labor costs at the stage of preliminary study of potential development targets.

Possibilities of detailing the infrastructure facilities of the mining and processing complex are considered. It is proposed to use the vegetation index at a non-traditional time for vegetation research in order to isolate coniferous trees on the formed secondary phytocenoses. An area assessment of the technogenic raw materials of the Kerba gold-placer cluster has been carried out. The analysis of the methodological approach based on remote sensing data is carried out. Aspects

of natural vegetation restoration in the post-exploitation period are covered. Optimal combinations of raster data channel combinations for the study of the territory within the boundaries of the object under study are proposed.

Keywords: technogenic raw materials, assessment of reserves, technogenic neoplasms, remote sensing, natural recovery

Acknowledgements

The studies were carried out using the resources of the Center for Shared Use of Scientific Equipment «Center for Processing and Storage of Scientific Data of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences», funded by the Russian Federation represented by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under project No. 075-15-2021-663.

Recommended citation: Litvintsev V.S., Usikov V.I., Ozaryan Yu.A., Alekseev V.S. (2021). Remote sensing of the Earth as a part of research of assessing the volume of technogenic raw and the environmental situation during the exploitation of placers. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 116–123. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.13>

References

- Alekseev V.S., Banshchikova T.S. (2018). Non-conventional technologies for gold extraction from commercial placers of Priamurye. *Gornyi Zhurnal = Mining journal*, 10, pp. 52–57. (In Russ.)
- Evans D.M., Zipper C.E., Hester, E.T., Schoenholtz S.H. (2015). Hydrologic effects of surface coal mining in Appalachia (U.S.). *J. Am. Water Resour. Assoc.*, 51, pp. 1436–1452. <https://doi.org/10.1111/1752-1688.12322>
- Feng, Y., Wang, J., Bai, Z., Reading, L. (2019). Effects of surface coal mining and land reclamation on soil properties: A review. *Earth-Science Rev.*, 191, pp. 12–25. <http://dx.doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.02.015>
- Johnson L.B., Richards C., Host G., Arthur J.W. (1997). Landscape influences on water chemistry in midwestern streams. *Freshw. Biol.*, 37, pp. 209–217.
- Kumar N., Singh S.K., Singh V.G., Dzwauro B. (2018). Investigation of impacts of land use/land cover change on water availability of Tons River Basin, Madhya Pradesh, India. *Model. Earth Syst. Environ.*, 4, pp. 295–310. <http://dx.doi.org/10.1007/s40808-018-0425-1>
- Kumar N., Singh S.K., Srivastava P.K., Narsimlu B. (2017). SWAT Model calibration and uncertainty analysis for streamflow prediction of the Tons River Basin, India, using Sequential Uncertainty Fitting (SUFI-2) algorithm. *Model. Earth Syst. Environ.*, 3(30). <http://dx.doi.org/10.1007/s40808-017-0306-z>
- Kuznetsova I.V., Safronov P.P., Moiseenko N.V. (2019). Matter-mineral characteristics of technogene placers – potential sources of precious metals (on the example of the Nizhneselemdzhinsky gold-bearing node of Priamurye, Russia). *Georesursy = Georesources*, 21(1), pp. 2–14. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.2019.1.2-14>
- Litvintsev V.S., Ponomarchuk G.P., Banshchikova T.S. (2005). Morphological characteristic of gold of legacy placers of the Dzhailinda River and Inagli River and problems of its extraction. *GLAB = Mining informational and analytical bulletin*, Special edition – Far East, pp. 319–327. (In Russ.)
- Lupyan E.A., Savin I.Y., Bartalev S.A., Tolpin V.A., Plotnikov D.E. (2011). Satellite Service for Vegetation Monitoring VEGA. *Sovremennye Problemy Distantionnogo Zondirovaniya Zemli iz Kosmosa = Current Problems in Remote Sensing of the Earth from Space*, 8(1), pp. 190–198. (In Russ.)
- Nemčić-Jurec J., Singh S.K., Jazbec A., Gautam S.K., Kovac I. (2019). Hydrochemical investigations of groundwater quality for drinking and irrigational purposes: two case studies of Koprivnica-Križevci County (Croatia) and district Allahabad (India). *Sustain. Water Resour. Manag.*, 5, pp. 467–490. <http://dx.doi.org/10.1007/s40899-017-0200-x>
- Ozaryan Yu.A. (2018). Assessment of natural biota rehabilitation in the influence zone of mining in the Khabarovsk Territory by satellite monitoring data. *Gornyi Zhurnal = Mining journal*, 10, pp. 84–88. (In Russ.)
- Pandey P.C., Sharma L.K., Nathawat M.S. (2012). Geospatial strategy for sustainable management of municipal solid waste for growing urban environment. *Environ. Monit. Assess.*, 184, pp. 2419–2431.
- Petrone R., Chasmer L., Hopkinson C., Silins U., Landhausser S., Kljun N., Devito K.J., 2014. Effects of harvesting and drought on CO₂ and H₂O fluxes in an aspen- dominated western boreal plain forest: early chronosequence recovery. *Can. J. For. Res.*, 45(1), pp. 87–100.
- Singh S.K., Srivastava P.K., Pandey A.C., Gautam S.K. (2013). Integrated assessment of groundwater influenced by a confluence river system: concurrence with Remote Sensing and Geochemical Modelling. *Water Resour. Manag.*, 27, pp. 4291–4313. <http://dx.doi.org/10.1007/s11269-013-0408-y>
- Singh S.K., Srivastava P.K., Singh D., Han D., Gautam S.K., Pandey A.C. (2015). Modeling groundwater quality over a humid subtropical region using numerical indices, earth observation datasets, and X-ray diffraction technique: a case study of Allahabad district, India. *Environ. Geochem. Health*, 37, pp. 157–180. <http://dx.doi.org/10.1007/s10653-014-9638>
- Singh S.K., Srivastava P.K., Szilard, S., Petropoulos, G.P., Gupta, M., Islam, M. (2017). Landscape transform and spatial metrics for mapping spatiotemporal land cover dynamics using Earth Observation data-sets. *Geocarto Int.*, 32(2), pp. 113–127. <http://dx.doi.org/10.1080/10106049.2015.1130084>
- Skole D.L., Chomentowski W.H., Salas W.A., Nobre A.D. (1994). Physical and human dimensions of deforestation in Amazonia. *BioScience*, 44(5), pp. 314–322.
- Sorokin A.P. et al. (2000). Atlas of Charts of the Southern Far East Gold Placers and Their Mining and Geological Models. Vladivostok-Blagoveshchensk-Khabarovsk: FEB RAS, 334 p. (In Russ.)
- Strilesky S.L., Humphreys E.R., Carey S.K. (2017). Forest water use in the initial stages of reclamation in the Athabasca Oil Sands region. *Hydrol. Process*, 31(15), pp. 2781–2792.
- U.S. Geological Survey. <https://earthexplorer.usgs.gov>
- Usikov V.I., Lipina L.N., Bubnova M.B., Ozaryan Yu.A. (2019). MI-FE GIS Cartographic Database. Certificate of registration of the database 2019620201 RF. FSBSI IGD FEB RAS. (In Russ.)
- Van-Van-E A. P. (2010). Resource base of natural-anthropogenic gold placer deposits. Moscow: Gornaya Kniga, 268 p. (In Russ)
- Wood M.E., Macrae M.L., Strack M., Price J.S., Osko T., Petrone P., (2015). Spatial variation in nutrient dynamics among five different peatland types in Alberta oil sands region. *Ecohydrology*, 9(4). <https://doi.org/10.1002/eco.1667>

About the Authors

Viktor S. Litvintsev (1935–2020) – DSc (Engineering), Professor, Senior Researcher

Institute of Mining – Khabarovsk Federal Research Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences
51 Turgenev st., Khabarovsk, 680000, Russian Federation

Vitaly I. Usikov – PhD (Economic), Leading Researcher
Institute of Mining – Khabarovsk Federal Research Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences
51 Turgenev st., Khabarovsk, 680000, Russian Federation

Yulia A. Ozaryan – PhD (Engineering), Leading Researcher
Institute of Mining – Khabarovsk Federal Research Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences
51 Turgenev st., Khabarovsk, 680000, Russian Federation

Vladimir S. Alekseev – PhD (Engineering), Leading Researcher

Institute of Mining – Khabarovsk Federal Research Center of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences
51 Turgenev st., Khabarovsk, 680000, Russian Federation

Manuscript received 12 December 2020;

Accepted 8 September 2021;

Published 30 November 2021

Оценка экологического состояния поверхностных вод Казани

А.М. Шакирзянов^{1*}, Д.И. Петрова², О.А. Софинская²

¹Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан, Казань, Россия

²Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Изучение влияния техногенеза на состояние поверхностных вод на урбанизированных территориях является одной из наиболее актуальных эколого-социальных задач. Низкое качество вод поверхностной гидросферы представляет угрозу здоровью городского населения и снижает благоприятность окружающей среды. Для обработки и анализа гидрохимических показателей поверхностных водоемов Казани за период наблюдений 2014–2020 гг. использованы общепринятые статистические показатели и методы многомерной статистики. Построение гидрохимических моделей осуществлялось с помощью программного пакета «ArcGisMap». Кластерный анализ проводился отдельно для каждого гидрологического сезона с выделением 6 групп гидрохимических компонентов относительно предельно допустимых показателей. Выявлено, что минимум техногенной нагрузки на поверхностные воды города приходится на весенний период. На основе анализа полученных результатов проведена эколого-гидрологическая оценка состояния поверхностных вод и районирование городской территории. Показано, что водные объекты Казани относятся к неблагоприятным водным объектам.

Ключевые слова: поверхностные воды, гидрохимия, кластерный анализ, ГИС, техногенез, мониторинг

Для цитирования: Шакирзянов А.М., Петрова Д.И., Софинская О.А. (2021). Оценка экологического состояния поверхностных вод Казани. *Георесурсы*, 23(4), с. 124–128. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.14>

Введение

В связи с ростом городов и концентрацией населения на относительно небольшой территории в последнее время приобрели актуальность гидрологические и гидрогеологические исследования, связанные с изучением и оценкой техногенных факторов изменения состава гидросферы на промышленно-урбанизированных территориях и исследованием трансформации природной гидрооболочки в природно-техногенную и техногенную (Сунгатуллин, 2010; Сунгатуллин, Хазиев, 2009). Промышленная и транспортная деятельность (Никитин и др., 2011), сброс городских сточных вод (Шагидуллин, 2011) приводят к загрязнению урбоэкосистемы в целом. Организация Объединенных Наций четко подчеркивает задачу: «к 2030 году улучшить качество воды за счет уменьшения загрязнения, устранения сбросов и сведения к минимуму выбросов опасных химикатов и материалов, сокращения вдвое доли необработанных сточных вод и значительного увеличения объемов рециркуляции и безопасного повторного использования во всем мире» (United Nation, 2017). Изучение химического состава поверхностных вод позволяет оценить влияние человеческой деятельности на поверхностную гидросферу (Кондратьева 2013в; Маслов и др., 2015).

Город Казань расположен на левобережье р. Волга (Куйбышевское водохранилище). В границах города выделяются 2 зоны по гипсометрии рельефа. Первая геоморфологическая зона представляет собой террасированную аккумулятивную волнистую равнину с абсолютными отметками 53–130 м, которая занимает большую часть территории города на побережье Волги, Казанки и в пределах озерных котловин. Минимальные

абсолютные отметки (53–56 м) приурочены к урезам рек Волга и Казанка (рис. 1). Вторая зона характеризуется абсолютными отметками до 180–196 м и представлена всхолмленной платообразной эрозионно-денудационной низкой равниной с густой сетью оврагов и балок.

Площадь Казани составляет 614,16 км², из которых 72,25 км² (8,5 %) приходится на поверхностные водоемы (реки, озера, болота). Река Казанка (левый приток р. Волга) имеет притоки: Солонка, Сухая Река, Киндерка, Нокса. К крупнейшему поверхностному водоему относится система озер Кабан, которая состоит из трех котловин: Нижний Кабан, Средний Кабан и Верхний Кабан. В настоящее время более 80 % водоснабжения г. Казань осуществляется из поверхностного источника – Волжского водозабора на берегу Куйбышевского водохранилища.

В годовом цикле колебания уровня поверхностных вод, гидравлически связанных с Куйбышевским водохранилищем, выделяется три периода, которые связаны с весенним наполнением, летне-осенним относительно стабильным положением и осенне-зимней сработкой водохранилища. Средняя продолжительность этапа весеннего наполнения – 66–72 суток (в среднем с 10 апреля по 15 июня). Средняя интенсивность роста уровня в период наполнения – 16–19 см/сут., среднее повышение к концу периода – 4,9–5,6 м. Для периода летне-осенней стабилизации Куйбышевского водохранилища, продолжительностью 123 суток (с 15 июня по 15 ноября), характерно незначительное изменение уровня. К концу периода уровень обычно понижается в среднем на 0,6 м, в отдельные годы на 1,3–1,8 м. При осенне-зимней сработке уровень понижается на 4–5 м, реже до 6,8 м за 176–177 суток. Годовая амплитуда изменения уровня Куйбышевского водохранилища в среднем составляет около 6 м.

Загрязнения, поступающие в поверхностные водные объекты, связаны с разными природными причинами для

* Ответственный автор: Артур Марсельевич Шакирзянов
e-mail: artur.shakirzyanov@tatar.ru

© 2021 Коллектив авторов

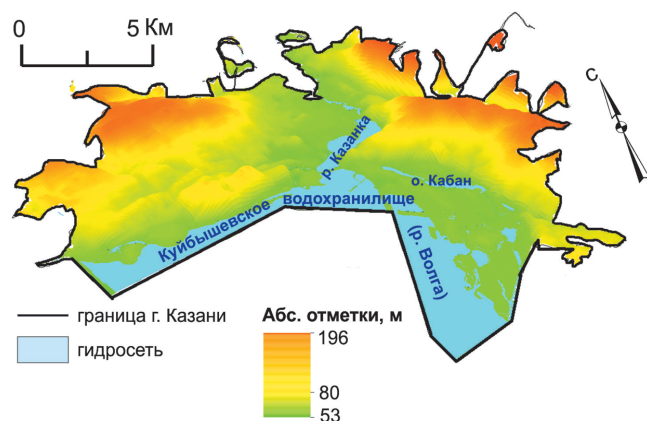


Рис. 1. Рельеф города Казани

определенных гидрологических циклов. Так, в период ледостава за загрязнения поверхностных вод преимущественно отвечают подземные воды; в весеннее половодье – это твердые атмосферные осадки, накапливающие загрязнители за зимние месяцы; в летне-осенний период – загрязнения, связанные с дождевыми водами, попадающими в водосборный бассейн, и, частично, разгрузка подземных вод. Кроме того, на промышленно-урбанизированных территориях важным фактором является антропогенная и техногенная деятельность в течение всего года.

Цель работы – характеристика состояния поверхностных вод г. Казань за период с 2014 по 2020 гг. с использованием методов комплексного оценочного районирования водных экосистем, многомерного статистического моделирования и ГИС-технологий.

Характеристика объекта и методы исследования

Авторами из геологических отчетов и архивных материалов собраны результаты 450 зимних (ледостав), 239 весенних и 849 летне-осенних серий химических анализов поверхностных вод (водохранилище, реки, озера, болота), выполненных в период с 2014 по 2020 гг. Анализы выполнялись по стандартным методикам в рамках программы мониторинга, осуществляемого Министерством экологии и природных ресурсов Республики Татарстан. Анализировались данные по тяжелым металлам (Cd, Pb, Co, Cu, Ni, Cr, Zn, Mn), фенолам, нефтепродуктам, содержанию растворенного кислорода, бихроматной окисляемости (ХПК), неорганическим соединениям азота (ионы аммония, нитрат-ион, нитрит-ион), фосфат-иону, хлоридам, сульфатам, взвешенным веществам.

Статистическая обработка аналитических данных проводилась с помощью программ MS Excel и STATISTICA. При обработке результатов гидрохимических анализов использовались методы базовой и многомерной статистики. Данные были разбиты на три базы согласно гидрографу, характерному для рек Татарстана, гидравлически связанных с Куйбышевским водохранилищем большую часть года: ледостав – зимняя сработка, половодье и паводок – весеннее наполнение, летне-осенняя межень – стабильный уровень. В статистических расчетах участвовали только те показатели, которые содержали не более 20 % пропусков в базе данных. Перед расчетами производилось восстановление пропусков в данных: средними, если компонент обязателен для состава воды, и нулями,

если компонент являлся загрязнителем. По критериям отсутствия превышений предельно допустимых концентраций (ПДК) осуществлялся выбор начальных точек группировки данных.

Кластерный анализ относится к методам многомерной статистики и выделяет на основе множества переменных компонентов гидрохимического анализа классы (кластеры) параметров, которые более сходны по сравнению с объектами, входящими в другие классы. Кластеризация данных проводилась в три этапа. На первом этапе данные ранжировали относительно начальной точки по евклидовым расстояниям и производили группировку с условием формирования до 40 классов; вычислялись средние значения показателей загрязнения для каждого класса. На втором этапе применялся агломеративный иерархический подход классификации методом дальнего соседа (с группировкой не более 7 классов), а также были определены общие качественные характеристики членов каждого класса по отношению к ПДК; снова вычислялись средние значения показателей загрязнения для каждого класса. Процесс кластеризации воспроизводился несколько раз для обнаружения устойчивых групп данных. На третьем этапе проводили построение графика евклидовых расстояний от выбранной начальной точки до каждого из полученных классов. Таким образом, большое число рассматриваемых параметров качества воды было выражено через меньшее число емких характеристик, удобное для визуального восприятия пространственной модели распределения показателей качества поверхностных вод Казани.

Для построения карт-моделей пространственной изменчивости показателей качества поверхностных вод г. Казань применялся программный пакет «ArcGisMap», который предоставляет широкий выбор различных методов интерполяции данных.

Результаты исследования и их обсуждение

В связи с низкой способностью к самоочищению, поверхностные воды подвержены существенному антропогенному и техногенному воздействию. Например, превышения ПДК в поверхностных водах Казани за исследованный период (2014–2020 гг.) фиксируются по ХПК и фенолам.

Значения ХПК в незагрязненных водоемах составляет 2–10 мгО₂/дм³, в слабозагрязненных – 10–30 мгО₂/дм³, в сильнозагрязненных – от 60 мгО₂/дм³ и выше (Гигиенические требования к охране поверхностных вод: СанПиН 2.1.5.980-00). Пространственное распределение ХПК поверхностных вод для 3-х гидрологических циклов представлено на рисунке 2. Средние значения ХПК на всей исследуемой территории увеличивается от зимнего (26,6 мгО₂/дм³) к летне-осеннему периодам (39 мг О₂/дм³). Повышенные (более 60 мгО₂/дм³) значения ХПК зафиксированы в озере Верхний Кабан в зимний период. Стоит отметить, что озеро не соединено протоками со Средним и Нижним Кабаном и изолировано от промышленного техногенного воздействия. Противоречия показателей ХПК «техногенных озер» – Нижний и Средний Кабан, свидетельствуют о положительном результате природоохранных мероприятий на берегах озера в 2010 г., когда была осуществлена вырубка значительной полосы высшей

водной растительности. Для р. Казанка в разные циклы отмечается широкая вариабельность значений ХПК (рис. 2).

Статистическая обработка результатов анализов поверхностных вод г. Казань выявила компоненты с превышениями ПДК. Так, более половины зимних проб имеют превышения по аммонии, сульфатам, фенолам; в весенних и летне-осенних пробах содержатся повышенные значения сульфатов и фенолов. Особое внимание стоит уделить содержаниям фенолов (4 класс опасности) в поверхностных водах Казани, превышающих ПДК (0,001 мг/дм³). В весенний период (после снеготаяния) содержания фенолов превышают ПДК в 5 раз, в летне-осенний и

зимний периоды – в 2 раза. Отмечены превышения ПДК (в 10 раз и более) для значений ХПК.

Для оценки степени загрязнения поверхностных вод в пределах городской черты проанализированы пробы вод с наиболее благополучных, с точки зрения качества, объектов (фоновые территории) – это озера Ковалинское и Архиерейское в Лаишевском районе (таблица). Критический уровень загрязнения отмечен в системе озер Кабан и в старом русле р. Казанка.

Стоит отметить положительную тенденцию изменения гидрохимического состава озер Средний и Нижний Кабан в последние 8 лет. В 2013 г. было зафиксировано превышение ПДК в 2 раза по фенолам, нефтепродуктам и тяжелым металлом (Кондратьева, 2013а, б). В настоящее время превышение ПДК по фенолам зафиксировано в летне-осенний период и составляет 1,4 ПДК, а превышения по нефтепродуктам и тяжелым металлам не обнаружены.

Результаты анализов поверхностных вод разделены с помощью кластерного метода на 6 групп по гидрохимическим показателям относительно ПДК (рис. 3). К нулевой группе (центр диаграммы на рис. 3) отнесены воды с показателями без превышений ПДК – эталонная группа. 1 группа включает воды с незначительными превышениями ПДК по аммонии, сульфатам; 2 группа объединяет воды с биогенным загрязнением (высокие значения ХПК); 3 группа – воды с загрязнением по аммонии и фосфатам; 4 группа состоит из вод, загрязненных соединениями азота; 5 группа включает воды с превышениями ПДК по большинству компонентов, а 6 группа – воды с высоким содержанием тяжелых металлов и фенолов (техногенное загрязнение).

Проведенная кластеризация гидрохимических данных с распределением по гидрологическим циклам позволила установить (рис. 4), что внутригодовые изменения содержания тяжелых металлов и фенолов на исследуемой территории достигают максимальных значений в период весеннего половодья (кластер 6). Предположительно, данное загрязнение связано с поверхностным смывом с водосборной площади. Северная часть территории в зимний период по показателям загрязнения поверхностных вод в целом благополучна, с незначительными превышениями ПДК по аммонии, сульфатам (кластер 1), указывая на влияние в этот период подземных вод. Значения ХПК

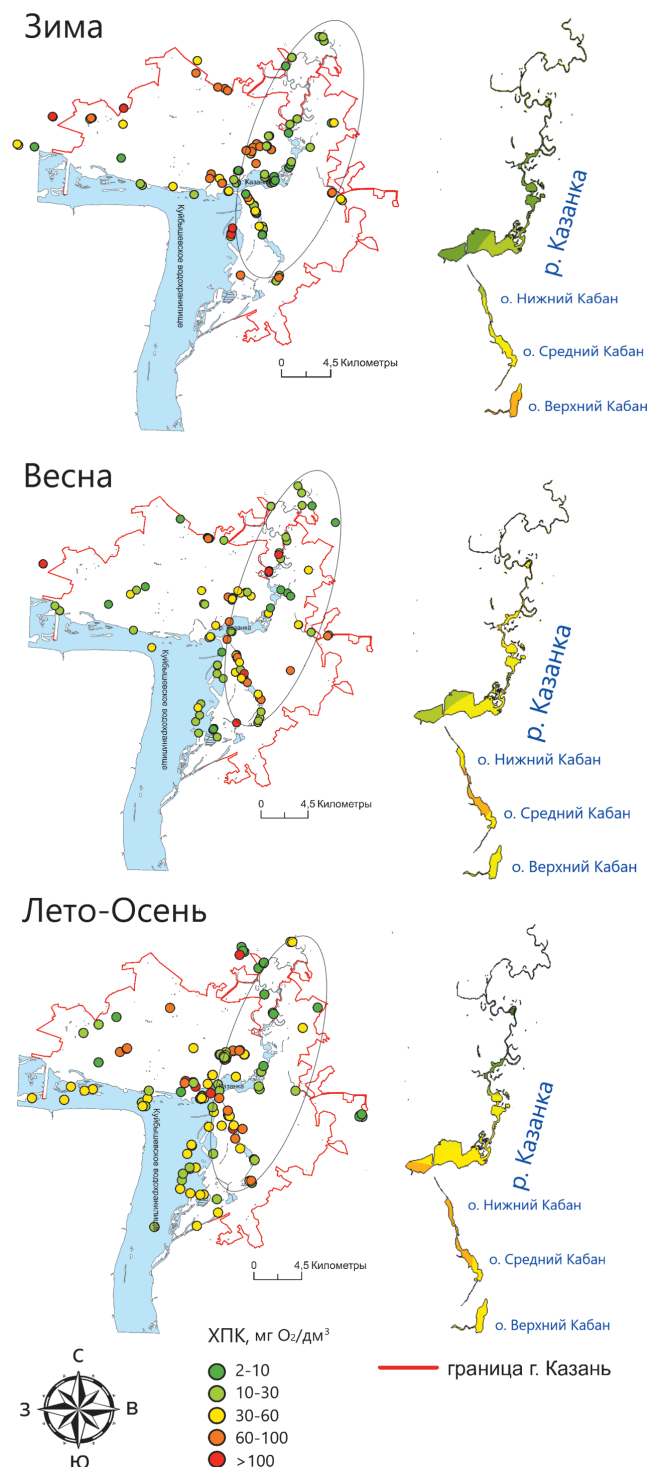


Рис. 2. Распределение ХПК в поверхностных водах. Слева – места отбора гидрохимических проб и значения ХПК справа – распределение ХПК в р. Казанка и оз. Кабан.

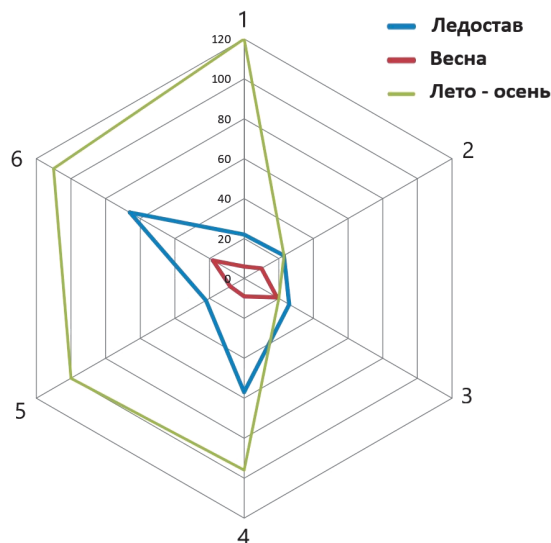
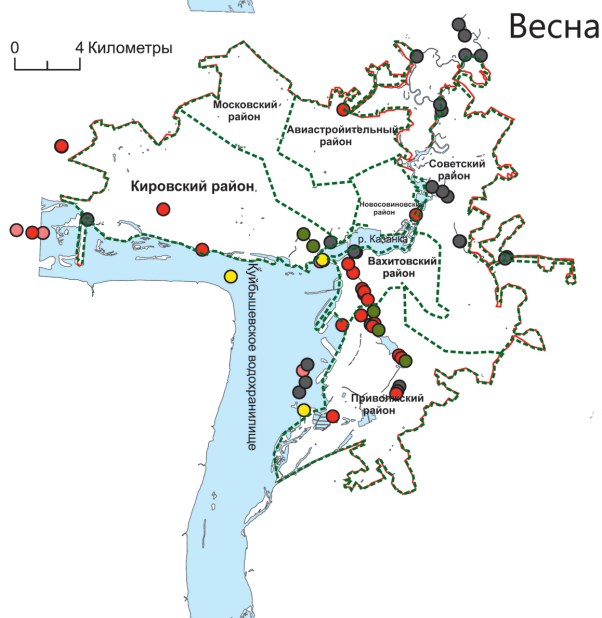
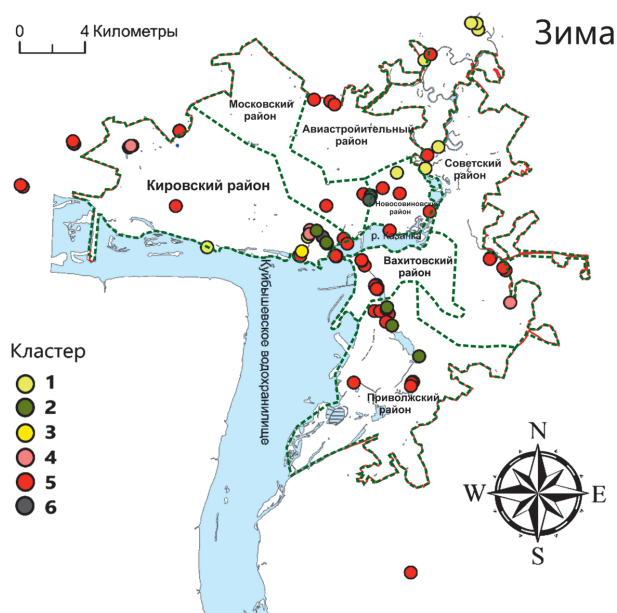


Рис. 3. Евклидово расстояние от начальной (эталонной) точки до кластеров, выделенных по иерархическому алгоритму

Показатели, единицы измерения	Озера Ковалинское и Архиерейское (пригороды Казани)			Озера Средний и Нижний Кабан (центр Казани)		
	Зима	Весна	Лето – осень	Зима	Весна	Лето – осень
Аммоний ион, мг/дм ³	0,24	0,15	0,05	0,47	0,5	0,36
Кислород растворенный, мгО ₂ /дм ³	15,93	13,70	13,97	4,2	19	12,68
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,006	н.о	н.о	0,012	0,007	0,11
Нитриты + нитраты, мг/дм ³	1,05	0,08	н.о	8,4	28,9	30
Сульфаты, мг/дм ³	3,36	7,26	1,752	341	322,7	349
Фенол, мг/дм ³	0,0001	н.о	н.о	0,0007	0,0001	0,0014
Фосфат ион, мг/дм ³	0,012	0,093	н.о	0,96	0,07	0,08
ХПК, мг О ₂ /дм ³	18,1	22,0	22,4	55,5	32,7	57
Хлориды, мг/дм ³	5,28	5,74	8,60	116,1	145,5	117,96
ТМ, мг/дм ³	0,074	0,051	н.о	1,7	0,14	1,7
Количество проб	28	17	42	23	21	39

Таблица. Средние гидрохимические показатели озер по периодам. Примечание: н.о. – не обнаружено.

выше ПДК (кластер 2) зафиксированы в летне-осенний период за счет цветения воды, а в весенний период – воды р. Казанка. На территории города отсутствуют полностью благополучные поверхностные воды.



Выводы

1. С помощью методов математической статистики и пространственного картографического анализа гидрохимической информации охарактеризовано состояние поверхностных вод г. Казань за период с 2014 по 2020 гг.

2. Значительная часть поверхностных вод содержит высокие концентрации сульфатов, что связано с геологическими особенностями территории.

3. Полностью благополучных по химическому составу поверхностных вод объектов на территории города не обнаружено. Выявлено, что минимальная техногенная нагрузка на поверхностные воды города приходится на весенний период. Наибольшее количество превышений ПДК фиксируется в период ледостава и весной – по фенолам, а в летне-осенний период – по фенолам, аммонии и фосфатам.

4. С помощью методов многомерной математической статистики возможна разработка количественных критериев идентификации и оценки вклада техногенного влияния на поверхностные воды промышленно-урбанизированной территории Казани с переходом к цифровому мониторингу качества гидросферы города.

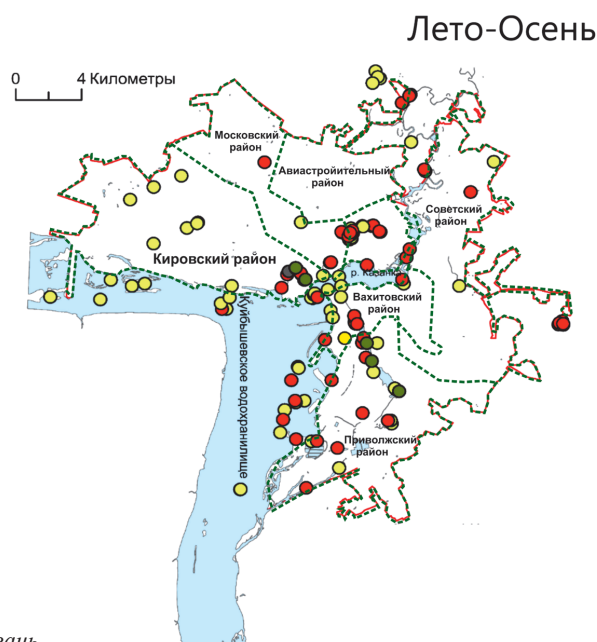


Рис. 4. Кластеры загрязнения поверхностных вод на территории г. Казань

Финансирование

Работа выполнена за счет субсидии, выделенной Казанскому университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности (проект № 0671-2020-0048 государственного задания № 075-00216-20-05 от 04.06.2020 г. (часть II). Секция 1)).

Литература

- Кондратьева Т.А., Выборнова И.Б., Исмаилова Р.Н. (2013а). Оценка экологического состояния водоемов города Казани. *Вестник Казанского технологического университета*, 3, с. 151–155.
- Кондратьева Т.А., Исмаилова Р.Н., Волостнова О.И. (2013б). Выявление закономерностей пространственного распределения загрязнения поверхностных вод Республики Татарстан с использованием методов многомерной статистики. *Вестник Казанского технологического университета*, 18, с. 287–292.
- Кондратьева Т.А., Ю.В. Максимов, Р.Н. Исмаилова (2013в). Статистический анализ и моделирование экологических процессов в водных экосистемах на примере р. Казанка. *Вестник Казанского технологического университета*, 21, с. 309–314.
- Маслов Н.В., Мовчан Н.И., Трутнева В.А. (2015). Применение статистических методов при мониторинге содержания фенола в составе поверхностных вод озер экосистемы Кабан. *Вестник Казанского технологического университета*, 6, с. 179–184.
- Никитин О.В., Латыпова В.З. и др. (2011). Геоэкологический мониторинг излучины реки Казанка как фактор химического загрязнения Куйбышевского водохранилища. *Георесурсы*, 2(38), с. 27–30.
- Сунгатуллин Р.Х. (2010). Влияние техногенеза на формирование современных кор выветривания и водоносных ареалов. *Геоэкология*.

Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология, 6, с. 494–502.

Сунгатуллин Р.Х., Хазиев М.И. (2009). Системный подход при изучении гидросферы на промышленно-урбанизированных территориях. *Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология*, 1, с. 19–31.

Шагидуллин Р.Р. (2011). Система регионального государственного экоаналитического контроля субъекта Российской Федерации (на примере Республики Татарстан). Казань: Изд. Казанск. универ., 336 с.

United Nation (2017). The Sustainable Development Goals Report 2017. United Nations: New York, NY, USA.

Сведения об авторах

Артур Марселевич Шакирзянов – начальник отдела экологического мониторинга, Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан

Россия, 420049, Казань, ул. Павлюхина, д. 75

Дарья Ивановна Петрова – ассистент кафедры общей геологии и гидрогеологии, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Оксана Александровна Софинская – кандидат биол. наук, доцент кафедры общей геологии и гидрогеологии, Казанский федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;

Принята к публикации 21.08.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

SHORT COMMUNICATION

Assessment of the ecological state of Kazan surface waters

A.M. Shakirzyanov^{1*}, D.I. Petrova², O.A. Sofinskaya²

¹Ministry of Ecology and Natural Resources of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russian Federation

²Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Artur M. Shakirzyanov, e-mail: artur.shakirzyanov@tatar.ru

Abstract. The study of the influence of technogenesis on the state of surface waters in urbanized areas is one of the most urgent ecological and social problems. For processing and analysis of hydrochemical indicators of surface water bodies of Kazan for the period 2014–2020 the generally accepted stastical indicators, as well as the methods of multivariate statistics were used. Hydrochemical models were built using the ArcGisMap software package. The data were grouped using the cluster analysis method separately for each hydrological season with the allocation of 6 groups of hydrochemical components in relation to the maximum permissible values. It has been revealed that the minimum technogenic load on the surface waters of the city falls on the spring period. Based on the analysis of the results obtained, an ecological and hydrological assessment of the state of surface waters was carried out. It was showed that the water bodies of Kazan are classified as unfavorable water bodies.

Keywords: surface water, hydrochemistry, cluster analysis, GIS, technogenesis, monitoring

Acknowledgments

This work was funded by a subsidy allocated to Kazan Federal University for the state assignment in the sphere of scientific activities (Project № 0671-2020-0048 of State Assignment № 075-00216-20-05 of 04.06.2020 (Part II Section 1)).

Recommended citation: Shakirzyanov A.M., Petrova D.I., Sofinskaya O.A. (2021). Assessment of the ecological state of Kazan surface waters. *Georesursy = Georesources*, 23(4), pp. 124–128. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.14>

References

- Kondratyeva T.A., Vybornova I.B., Ismailova R.N. (2013a). Assessment of the ecological state of water bodies of the city of Kazan. *Bulletin of Kazan Technological University*, 3, pp. 151–155. (In Russ.)
- Kondratyeva T.A., Ismailova R.N., Volostnova O.I. (2013b). Revealing the patterns of spatial distribution of surface water pollution in the Republic of Tatarstan using the methods of multivariate statistics. *Bulletin of Kazan Technological University*, 18, pp. 287–292. (In Russ.)

Kondratyeva T.A., Maksimov Yu.V., Ismailova R.N. (2013c). Statistical analysis and modeling of ecological processes in aquatic ecosystems on the example of the river Kazanka. *Bulletin of Kazan Technical University*, 21, pp. 309–314. (In Russ.)

Maslov N.V., Movchan N.I., Trutneva V.A. (2015). Application of statistical methods for monitoring phenol content in the surface waters of lakes in the Kaban ecosystem. *Bulletin of Kazan Technological University*, 6, pp. 179–184. (In Russ.)

Nikitin O.V. et al. (2011). Geoecological monitoring of the bend of the Kazanka river as a factor of chemical pollution of the Kuibyshev reservoir. *Georesursy*, 2(38), pp. 27–30. (In Russ.)

Shagidullin R.R. (2011). The system of regional state ecoanalytical control of the constituent entity of the Russian Federation (on the example of the Republic of Tatarstan). Kazan: Kazan University Publ., 336 p. (In Russ.)

Sungatullin R.Kh. (2010). Influence of technogenesis on the formation of modern weathering crusts and aquifers. *Geoecology. Engineering geology. Hydrogeology. Geocryology*, 6, pp. 494–502. (In Russ.)

Sungatullin R.Kh., Khaziev M.I. (2009). A systematic approach to the study of the hydrosphere in industrial-urbanized territories. *Geoecology. Engineering geology. Hydrogeology. Geocryology*, 1, pp. 19–31. (In Russ.)

United Nation (2017). The Sustainable Development Goals Report 2017. United Nations: New York, NY, USA.

About the Authors

Artur M. Shakirzyanov – Head of the Environmental Monitoring Department, Ministry of Ecology and Natural Resources of the Republic of Tatarstan

75 Pavlyukhina st., Kazan, 420049, Russian Federation

Daria I. Petrova – Assistant of the Department of General Geology and Hydrogeology, Kazan Federal University

18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Oksana A. Sofinskaya – PhD (Biol.), Associate Professor of the Department of General Geology and Hydrogeology, Kazan Federal University

18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2020;

Accepted 21 August 2021; Published 30 November 2021