

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

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

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 24. № 1. 2022

www.geors.ru



СЛОВО ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

Георесурсы на фоне внешних и
внутренних перемен.....2

Соколов А.В

GEORESURSY GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издается 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

А.В. Соколов, ООО «Петрогеко»
Нижевартовск, Россия

Редакционная коллегия

А.В. Лаломов, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия
Д.К. Нургалиев, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Л.М. Ситдикова, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
К.О. Соборнов, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия
А.В. Ступакова, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
М.Г. Храмченков, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
М.Д. Хуторской, Геологический институт РАН, Москва, Россия
B. Burganov, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland
T. Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada
N. Vandenberghе, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Редакция

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

Адрес редакции и издателя: Россия, 420087, Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18, корп. 2, к. 3
Тел: +7 843 2390530. E-mail: mail@geors.ru

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

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-79665 от 27 ноября 2020 г., 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 30.03.2022. 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

© 2022 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

Слово Главного редактора

Георесурсы на фоне внешних и внутренних перемен.....2
А.В. Соколов

Разработка и эксплуатация месторождений полезных ископаемых

Управление добычей нефти на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на участке опытно-промышленных работ пласта ЮВ1 Ватъеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз».....3
Л.С. Бриллиант, М.Р. Дулкарнаев, М.Ю. Данько, А.О. Елишева, Д.Х. Набиев, А.И. Хуторная, И.Н. Мальков

Влияние краевых эффектов смачивания на двухфазные течения жидкостей в цифровой модели неоднородного ядра при динамических режимах вытеснения16
Т.Р. Закиров, М.Г. Храмченков

Вычисление перетоков флюида между скважинами в фильтрационной модели разработки нефтяного пласта с помощью линий тока27
К.А. Поташев, Р.Р. Ахунов, А.Б. Мазо

Геолого-геохимические исследования, поиск и разведка месторождений полезных ископаемых

Ресурсный потенциал гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) в контексте новых данных о строении и продуктивности соленосных надвиговых поясов...36
К.О. Соборнов

Алюминий в кварце месторождения золота Дарасун (Восточное Забайкалье, Россия).....51
Л.Т. Раков, В.Ю. Прокофьев, Е.А. Минервина, Л.Д. Зорина

Морфология и текстурно-структурные особенности хромититовых залежей Главного рудного поля Кемпирсайского массива (Южный Урал, Казахстан)62
Д.Е. Савельев, Д.К. Макатов, В.С. Портнов, Р.А. Гатауллин

Физико-химические условия формирования Ларинского гранито-гнейсового купола (Южный Урал)74
В.И. Сначёв, А.В. Сначёв, В.Ю. Прокофьев

Проблемы геоэкологии

Цифровое картографирование показателей, определяющих сорбционные свойства почв по отношению к поллютантам, по данным дистанционного зондирования Земли с применением машинного обучения.....84
К.Г. Гиниятуллин, И.А. Сахабиев, Е.В. Смирнова, И.А. Уразметов, Р.В. Окунев, К.А. Гордеева

КОЛОНКА ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА

Георесурсы на фоне внешних и внутренних перемен

Колонку к первому выпуску журнала «Георесурсы» в 2022 году приходится писать в условиях начавшихся масштабных изменений в отечественной и мировой системе потребления минеральных и энергетических ресурсов. Этот жестокий процесс принимает необратимый характер. Пока не очень понятно, как долго система мирового потребления будет искать новую *«точку равновесия»*. И сейчас мы наблюдаем, как доля георесурсов России в этой системе уменьшается. При этом счет скорости таяния этой доли пошел от «до конца этого года» до «за несколько лет».

Известно, что последние десятилетия развитие минерально-сырьевой базы РФ было значительно интегрировано в мировое воспроизводство и потребление. Теперь в результате появления новой геополитической и экономической реальности, когда эти «сообщающиеся сосуды» сломались, нам придется искать свою внутреннюю *«точку равновесия»*. И уже сейчас, как представляется, начинают прорисовываться возможные контуры будущего места и роли георесурсов России в мире.

Более «благополучно», если уместно такое определение, просматривается продолжение разведки и добычи минеральных ресурсов, где доля РФ в мировом балансе потребления весьма существенна, и замена поставщика либо не представляется возможным, либо требует длительного времени. Это добыча палладия (доля РФ – 37 %), технических алмазов (33 %), платины (12 %), никеля (9 %), алюминия (6 %), кобальта (4 %), меди (3 %).

Судьба нефти и газа, основных доноров российского бюджета, более неоднозначна. В частности, предстоит ответить на вопрос о сохранении текущих уровней добычи газа и нефти, поскольку основные покупатели этих ресурсов в Западной Европе провозгласили курс на полное прекращение закупок в ближайшей и среднесрочной перспективе. Так например, новая Энергетическая стратегия стран ЕС нацелена на то, чтобы отказаться от 2/3 российского газа к концу 2022 года и на 100 % к 2030. Понятно, что зарабатывать на добыче газа возможно лишь тогда, когда на него есть покупатель.

Не исключено, что решение о целесообразности сохранении текущего уровня добычи нефти тоже надо будет принимать уже в этом 2022 году. Если сохранять добычу, то куда и кому «экспортные излишки» поставлять, где и как долго их хранить, и сохранится ли при этом экономическая целесообразность? Если же будет принято решение вынужденно сокращать добычу, то процесс секвестирования может оказаться ещё болезненнее, чем в апреле 2020 года в рамках сделки ОПЕК+. Оптимизм некоторых «стратегов» по поводу быстрого перераспределения экспортных потоков углеводородного сырья (УВС) в страны Юго-Восточной Азии пока можно отнести к области далеких проектов.

Другой вопрос: как теперь развивать геологоразведку нефти и газа в РФ? Имеет ли смысл? И в лучшие времена это всегда была болезненная тема, которая справедливо базировалась на тезисе «мы должны не только проесть запасы, но и готовить новые». Теперь все подошло к тому, что «проедание» закончилось. Обеспеченность запасами (тема, о которой так много любили порассуждать наши «руководители») будет достигать сотни лет! Искусственное сокращение добычи УВС во имя ликвидации излишков с рынков окончательно подкосит мотивацию новых поисков. Аргументы «все равно надо искать», потому что будут появляться новые центры потребления и рынки сбыта, надо будет подкреплять конкретными фактами. Тем более что сложившиеся мировые высокие цены на энергоносители еще больше будут способствовать к увеличению доли альтернативных источников энергии и подталкивать к отказу от ископаемых видов топлива в рамках начавшегося Энергоперехода.

В новых реалиях стратегически важным становится вопрос честной оценки достоверности ресурсов и качества запасов нашего минерального и энергетического сырья. Вероятно, принятые до известных событий геолого-экономические расчеты и результаты экономической эффективности запасов УВС становятся далеко архаичными.

Редакционная политика журнала «Георесурсы» всегда базировалась на принципах беспристрастной оценки георесурсов. На наших глазах в режиме реального времени очень быстро стала проходить глубокая трансформация системы «Общество – Георесурсы». Ждем от вас, уважаемые авторы, статей на эти актуальные темы. Только вы, владея всей совокупностью знаний, сможете предвидеть наступление таких последствий, которые сегодня еще даже не проглядываются.

И теперь о приятном. Первый выпуск журнала в 2022 году происходит в преддверии Дня Геолога. Для всех нас, геологов, это не просто первый выходной день апреля, это повод встретиться с друзьями-коллегами и сказать самим себе – у нас нет другого выбора, чем продолжать заниматься тем, что мы любим и умеем делать. Мы, геологи, мыслим категориями времени в миллионы лет, и кто, как не мы, понимаем – любая порода разрушается, ее обломки уносятся, и благодаря неумолимым процессам аккумуляции создаются новые, более совершенные формы.



Искренне Ваш,
К.з.-м.н., директор по геологоразведке ООО «Петрогео»,
Главный редактор Научно-технического журнала «Георесурсы»
Соколов А.В.

Управление добычей нефти на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на участке опытно-промышленных работ пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз»

Л.С. Бриллиант¹, М.Р. Дулкарнаев², М.Ю. Данько¹, А.О. Елишева^{1*}, Д.Х. Набиев¹,
А.И. Хуторная¹, И.Н. Мальков¹

¹ООО «Тюменский институт нефти и газа», Тюмень, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия

Оптимизация разработки «зрелых» месторождений в алгоритмах машинного обучения на сегодняшний день является одной из актуальных проблем. Ставится задача по продлению эффективной эксплуатации скважин, оптимизации управления производством на поздней стадии разработки месторождений. На основании поставленной задачи в статье приводится обзор возможных решений в вопросах управления заводнением.

Технология управления добычей рассматривается как альтернатива интенсификации разработки, которая ассоциируется с увеличением темпов отбора жидкости и предполагает поиск решений, направленных на снижение обводненности продукции скважин. Практическая реализация «Нейросетевой технологии управления добычей» включает в себя этапы: оценка, выбор, прогнозная аналитика. Результат – цифровой технологический режим скважин, соответствующий поставленной цели и решению оптимизационной задачи в алгоритмах искусственного интеллекта с использованием программно-аппаратного комплекса (ПАК) «Атлас – Управление заводнением».

«Нейросетевые технологии управления добычей» успешно апробированы на опытно-промышленном участке объекта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения. В статье приведен тщательный и детальный анализ проведенных работ, описаны алгоритмы и результаты расчетов прокси-модели на примере опытно-промышленного участка, а также интеграция функционала ПАК «Атлас» и организация рабочего процесса со специалистами промысла территориально-производственного предприятия «Повхнефтегаз».

Ключевые слова: разработка месторождений, нейросетевая оптимизация, технологический режим, машинное обучение, оптимизационная задача, управление заводнением, добыча нефти, управление добычей нефти, ПАК «Атлас»

Для цитирования: Бриллиант Л.С., Дулкарнаев М.Р., Данько М.Ю., Елишева А.О., Набиев Д.Х., Хуторная А.И., Мальков И.Н. (2022). Управление добычей нефти на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на участке опытно-промышленных работ пласта ЮВ₁ Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз». *Георесурсы*, 24(1), с. 3–15. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.1>

Введение

Перспективным направлением исследований прикладной науки на протяжении многих лет остается разработка и адаптация энергосберегающих технологий и операционных процессов для добычи нефти. Применительно к большей части нефтяных провинций России задача формулируется следующим образом: *продление эффективной эксплуатации скважин, оптимизация управления производством на поздней стадии разработки месторождений*. Поиск решений в целом ряде случаев связывают с разработкой новых цифровых платформ на основе алгоритмов машинного обучения, которые дают предприятиям больше понимания и знаний для тиражирования новых продуктов и компетенций в практику оперативного управления месторождениями и улучшения будущих управленческих решений.

Ключевые области исследований:

- большой массив данных;
- моделирование пластов в алгоритмах машинного обучения и решение сложных задач оптимизации производства;
- разработка инновационных технологий для систем, которые могут поддерживать принятие оперативных и долгосрочных решений по управлению нефтяным активом.

Настоящая публикация продолжает цикл статей, посвященных проблемам оптимизации разработки «зрелых» месторождений в алгоритмах машинного обучения (Потрясов и др., 2016; Бриллиант, 2018; Бриллиант и др., 2019; 2020).

Материалы и методы

Обзор решений в задачах управления заводнением

Переход от начальных стадий разработки к завершающим характеризуется процессом накопления информации о месторождении, сопровождающимся трансформацией моделей геологических объектов от упрощенных и

* Ответственный автор: Александра Олеговна Елишева
e-mail: elishevaAO@togi.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

стохастических к более детальным и детерминированным. Разделяя модели по задачам, становится очевидным, что в отличие от проектирования и долгосрочного планирования, последние не находят применения в практике оперативного управления разработкой. Причины обусловлены высокими квалификационными требованиями, которые ориентированы на соответствующим образом подготовленных специалистов научно-исследовательских подразделений компаний и спецификой расчетов, включая неоднозначность исходных данных, проблемы масштабирования результатов лабораторных экспериментов на геолого-гидродинамические модели, условную схематизацию многочисленных факторов, сопутствующих эксплуатации скважин, применением модификаторов при воспроизведении исторических событий и, как следствие, недопустимая для решения текущих промысловых задач, погрешность вычислений. В совокупности, все это не предоставляет ожидаемых преимуществ по отношению к практическим методикам, опирающимся на трансляцию сложившихся трендов показателей и нормативную эффективность работ.

Статистические методы в отдельных случаях находят применение исключительно с целью установления парных связей, например корреляция Спирмена, отражающих взаимовлияние нагнетательных и добывающих скважин. Иными словами, можно с известной вероятностью предполагать интерференцию скважин, но невозможно выразить эту связь функционально, что крайне важно для определения оптимальных значений приемистости. По этой причине процесс регулирования закачки не формализован, имеет преимущественно субъективный характер и не получает своего развития в практических задачах по управлению заводнением.

Идея оценки степени влияния закачки на добычу, построения функциональных связей отборов от закачки рабочих агентов и расчёта оптимальной приемистости нагнетательных скважин – не новая. Первые публикации на эту тему датируются 1972 г. (Мееров, Литвак, 1972), и к настоящему времени разработано множество разнообразных «концептов» управления заводнением (Арефьев и др., 2017; Степанов и др., 2018; Михайлов и др., 2011; 2012). Прокси-моделирование в этой части является альтернативой 3D-методам, точно так же воспроизводит и позволяет прогнозировать показатели работы скважин, однако ее парадигма совершенно противоположная. Можно сказать, что если 3D-модель – это «подземная» модель, в которой показатели работы скважин – результат физических и химических процессов, происходящих в недрах, то прокси-модель – это, наоборот, «наземная» модель, в которой регистрируются закономерности в откликах скважин на возмущения, выявленные эмпирическим путем.

Наиболее часто в зарубежных публикациях последних лет встречаются прокси-модели CRM (Capacitance-Resistive Models – объемно-резистивная модель) (Albertoni, Lake, 2003) и INSIM-FT (модель межскважинного численного моделирования с отслеживанием фронта) (Guo et al., 2018). Однако следует отметить ряд важных обстоятельств, которые ограничивают область применения методов в практических задачах. По сути, с математической точки зрения, происходит решение уравнения, в котором неизвестных переменных больше, чем исходных

данных. Подбор переменных позволяет получить желаемую аппроксимацию дебита нефти, однако физическая содержательность исходных параметров, таких как функции относительных фазовых проницаемостей, объемы дренирования, проницаемость, сжимаемость пластовой системы, продуктивность скважин, при этом искажается существенным образом, происходит деформация под результат.

В работе (Naugolnov et al., 2018) прогнозирование дебита жидкости и обводненности осуществлялось методом CRM, объединенным с экономической моделью и моделью характеристик падения обводнения, что позволяет минимизировать операционные затраты и максимизировать NPV. Стоит заметить, что сами авторы отмечают краткосрочный характер прогноза – не более одного месяца.

В исследовании (Naugolnov, Murtazin, 2019), являющимся развитием работы (Naugolnov et al., 2018), предложен новый аналитический инструмент экспресс-оценки остаточных запасов нефти на основе модели El-Khatib, комбинации CRM и экономики, что позволяет давать рекомендации по трансформации системы и бурению уплотняющих скважин.

В статье (Gora et al., 2018) описан опыт реализации таких методов, как CRM и RNN (Recurrent Neural Network – рекуррентная нейронная сеть) для анализа дебита/закачки. На реальных зрелых месторождениях CRM показал большое расхождение прогнозных и фактических дебитов жидкости, напротив, RNN показала высокий потенциал в прогнозировании, но на коротком временном интервале (расхождение больше десяти процентов уже через 20 дней прогноза).

Критический анализ решения практических задач управления заводнением в концепте INSIM-FT подробно разбирался специалистами ООО «Тюменский институт нефти и газа» (ООО «ТИНГ») Данько М.Ю., Завьяловым А.С., Елишевой А.О., Нехорошковой А.А. Здесь целесообразно привести выводы, к которым пришли авторы по результатам тестирования метода на синтетических и реальных моделях пласта: «...прокси модели на физических принципах чрезмерно усложняются и все более приближаются к гидродинамическим симуляторам. Возможно, что CRM и INSIM-FT являются тупиковым направлением развития, и следует обратить внимание не на воспроизведение физических полей, а на прямое изучение откликов добычи на закачку, создавая симулятор без сеточной области и конечно-разностных методов» (Нехорошкова и др., 2019). Многочисленные интерпретации зарубежных авторов по модификации решений CRM и INSIM-FT, которые находят отражение в разработках и публикациях отечественных специалистов, унаследуют все отмеченные недостатки (Ручкин и др., 2018). Принимая во внимание, что на первое место в таких случаях выходит не физически содержательная часть решений, а стохастические методы подбора параметров результирующих уравнений.

Таким образом, необходим поиск альтернативных алгоритмов, которые ориентированы исключительно на доступные для инструментальных измерений промысловые показатели эксплуатации скважин, и формирование на этой основе интеллектуальных моделей управления

технологическими процессами – операции с большими данными, нейронные сети, машинное обучение, оптимизационные задачи.

Технологии управления заводнением в алгоритмах нейросетевой оптимизации

Раскрытие потенциала залежей углеводородов – сложная и ответственная задача. Она рассматривается как альтернатива интенсификации разработки, которая ассоциируется с увеличением темпов отборов жидкости и предполагает поиск решений, направленных на снижение обводненности продукции скважин. Спектр технических возможностей в этой области, несмотря на свое многообразие практик – ремонтно-изоляционные работы, дострелы и реперфорация толщин, нестационарное заводнение, закачка химических композиций в пласт, физические и химические методы воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) – тем не менее ограничен по своему масштабу влияния на интегральные показатели разработки объекта. Даже отдельные примеры успешных работ не демонстрируют устойчивых трендов добычи, которые отражают значимые преобразования в системе скважин. Содержательная часть альтернативы, по сути – это **управление заводнением в алгоритмах нейросетевой оптимизации режимов закачки воды**. По отношению к методам геолого-гидродинамического моделирования, в которых решается прямая задача, технология машинного обучения относится к разряду обратных задач, в которых ставится целью воспроизведение желаемых событий на скважинах. Теоретические аспекты нейросетевой оптимизации режимов эксплуатации скважин, которые находят свое отражение в публикациях (Арефьев и др., 2017; Бриллиант, 2018; Бриллиант и др., 2020), рассматривались ведущими специалистами отрасли на экспертном совете Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Российской Федерации (ГКЗ РФ) и рекомендованы в качестве алгоритмов расчета показателей эффективности гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов при выполнении проектных работ (Протокол Экспертно-технического совета ГКЗ РФ от 08.09.2021 г.). Технология, авторские решения и алгоритмы охраняются свидетельствами Российского агентства по патентам и товарным знакам (Бриллиант и др., 2015, 2017, 2020).

Практика работ по оперативному управлению разработкой принципиально отличается от задач, решение которых возможно методами геолого-гидродинамического моделирования и предполагает следующие этапы:

1. **оценка** – аналитика и верификация промысловых данных, условий, которые благоприятствуют или наоборот осложняют процессы создания и обучения нейронной сети, ограничения по перераспределению закачки воды в системе скважин;
2. **выбор** – обоснование целеполагания, соответствующего которому решается оптимизационная задача производства, раскрытия потенциала залежи;
3. **прогнозная аналитика** – оперативный план, индикаторы эффективности.

Итоговый документ – это цифровой технологический режим скважин, содержание которого соответствует поставленной цели и решению оптимизационной задачи в алгоритмах искусственного интеллекта (ИИ),

оперативный план по добыче нефти, прогноз показателей по закачке воды и отборов жидкости по скважинам, элементам заводнения, участкам площади залежи, объектам разработки и промыслового обустройства.

Решение задач по определению оптимальных режимов закачки воды и контролю эффективности работ по нейросетевой оптимизации разработки залежи автоматизировано и реализовано в программно-аппаратном комплексе (ПАК) «Атлас – Управление заводнением» (Свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ № 2020664665 от 16.11.2020 г., правообладатель ООО «ТИНГ»).

Функциональная часть ПАК «Атлас – Управление заводнением» представлена четырьмя группами инструментов, которые отвечают за следующий спектр задач:

- экспертная система оценки данных;
- многомерное пространство решений – расчетное ядро прокси-модели;
- прогнозная аналитика;
- оперативный контроль.

Группа инструментов, отвечающая за экспертную аналитику данных, решает задачи, связанные с формированием генеральной выборки для последующего обучения нейронной сети, обоснованием интегральной и дифференциальной моделей ограничений, оценкой базовых показателей разработки, формирует основу для решения многообразных оптимизационных задач.

Расчетное ядро прокси-модели в алгоритмах машинного обучения вычисляет характеристики взаимовлияния скважин, решает задачу оптимального распределения закачки воды, исходя из постановочных производственных сценариев и оперативного плана.

На основе дизайна распределения закачки и степени влияния каждого элемента заводнения на итоговый потенциал объекта функционал программного продукта позволяет выполнить расчеты по обоснованию профиля добычи нефти, отборов жидкости и закачки воды, сформировать дорожную карту работ.

Большинство задач практического воплощения результатов прокси моделирования решает инструментарий блока «Оперативный контроль» – это построение срезов технологических показателей, структурированный анализ потерь и приобретений добычи нефти на этапах работ, формирование компенсационных мероприятий, направленных на восстановление технической исправности фонда и режимов скважин, контроль индикаторов эффективности нейросетевой оптимизации и их эволюция, которые определяют тренды последующих эффектов.

Таким образом, структура и функционал ПАК «Атлас – Управление заводнением» максимально интегрированы в производственные процессы геологических и технологических подразделений добывающего предприятия, предлагая наилучшие решения по оптимизации и регулированию разработки месторождения. В такой постановке главная производственная задача – **снижение издержек и увеличение прибыли** – сводится к управлению и синхронизации операций на добывающих и нагнетательных скважинах, полагая результатом снижение обводненности скважин и сокращение непроизводительной закачки воды.

Результаты

Опытно-промышленные работы на Ватъеганском месторождении

В период с 2016 г. по 2020 г. «Нейросетевые технологии управления добычей» апробированы на Ватъеганском месторождении, где участком опытно-промышленных работ (ОПР) определён объект ЮВ₁¹. Далее приводятся краткие сведения и геолого-геофизические характеристики залежи нефти.

В административном отношении Ватъеганское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа. В 1983 г. введено в промышленную эксплуатацию. Производственную деятельность на месторождении осуществляет территориально-производственное предприятие (ТПП) «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». В разработке находятся четыре основных объекта АВ₁₋₃, АВ₈, БВ₁₋₂, ЮВ₁.

Объект ЮВ₁ характеризуется проницаемостью – 44 мД, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина – ~7 м, коэффициент нефтенасыщенности – 0,55 д.ед., нефть маловязкая, парафинистая.

С целью организации разработки сформирована трехрядная система с очаговым заводнением. Участок представлен 268 скважинами, в добывающем фонде – 182 ед., в нагнетательном – 86 ед. Из общего числа добывающих скважин: 142 – действующих, 7 – бездействующих, 4 – в консервации, 5 – контрольно-пьезометрических, 19 – ликвидированы, 5 скважины переведены на вышележащий горизонт. В нагнетательном фонде числится: 80 – действующих скважин, 3 – бездействующих, 3 – контрольно-пьезометрических.

Разработка участка ОПР осуществляется с 1990 г. Начальный период с 2000 г. по 2008 г. характеризуется ростом добычи нефти, обусловленным вводом скважин в эксплуатацию из бурения. В 2009 г. достигнут максимум – 857 тыс.т при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов 8 % и обводненности продукции 26 %. Буровые работы на участке завершены в 2014 г.

В период 2009–2015 гг., отмечается увеличение количества проводимых геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию отборов жидкости с целью поддержания уровней добычи нефти. В 2013 г. достигается пиковое значение добычи жидкости при компенсации отборов 142 %. Форсированный отбор жидкости сопровождается увеличением объемов закачиваемой воды, с 1 271 тыс. м³ в 2008 г. до 2 969 тыс. м³ в 2014 г. Тем не менее, несмотря на предпринимаемые меры, добыча нефти неуклонно снижается, годовой темп падения достигает 34 %. Динамика технологических показателей в последующий период демонстрирует, что традиционные решения по наращиванию отборов жидкости и закачки воды с целью поддержания добычи нефти себя исчерпали, при этом доля не вовлечённых в разработку остаточных подвижных запасов остается высокой и составляет 63 %.

Таким образом, основной задачей опытно-промышленных работ по нейросетевой оптимизации является апробация алгоритмов и новой технологии оперативного управления разработкой. Достижение цели предполагает стабилизацию добычи нефти, *сокращение объема попутно-добываемой воды, снижение операционных затрат и*

перераспределение кинематики потоков для вовлечения в разработку ранее недренируемых запасов нефти.

Этапы работ

Этап «Оценка» для участка ОПР сопровождался формированием массива данных для обоснования модели ограничений и построения прокси-модели. Источником исходной информации являются первичные замеры дебита жидкости, обводненности и приемистости, отраженные в «шахматках».

Исходные промысловые показатели, прежде чем начнется обучение искусственной нейронной сети (ИНС) в прокси-модели, проходят этап подготовки и верификации, основная цель которого – детализация сложившихся трендов. Как правило, на промысле процесс верификации не формализован, и вся ответственность за аналитику ложится на плечи геологов цехов, которые руководствуются исключительно субъективным опытом. Для того чтобы исключить влияние человека на конечный результат и формализовать процесс подготовки данных для последующего обучения нейронной сети, разработаны и автоматизированы в модуле «Статистика» прокси-модели методик и алгоритмов верификации промысловых измерений:

1. На первом шаге из массива замеров (дебит жидкости, обводненность и приемистость) в пределах каждого месяца исключаются «выбросные» значения, допустимое число которых составляет 20 % для дебита жидкости и приемистости, 50 % (при условии, что остается не менее трех замеров) – для обводненности;
2. На втором шаге для добывающих скважин – преобладающие периоды эффектов от геолого-технических мероприятий (ГТМ), искажающих влияние закачки на показатели эксплуатации. При этом как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах исключаются показатели эксплуатации, предшествующие актуальному состоянию интервалов перфорации;
3. На заключительном шаге осуществляется интерполяция и фильтрация динамики широко применяемыми в математической статистике методами: метод трендов, метод Савицкого-Голея, метод доверительных фильтров, вейвлет-сглаживание.

Блок-схема, демонстрирующая автоматизированную работу процесса подготовки данных, представлена на рис. 1.

Результатом верификации первичных измерений является обработанная динамика дебитов жидкости, обводненности и приемистости, которая используется в последующих вычислениях (рис. 2).

На следующем шаге в модуле «Взаимовлияние» методом попарного сопоставления и регистрации событий, которые обусловлены реагированием добывающих скважин на изменение закачки воды, осуществляется кластеризация скважин в элементы заводнения. В итоге, всего на участке ОПР сформировано 108 элементов, среднее количество связей в элементе – 5 (рис. 3).

Преобразованная динамика показателей в сформированных элементах заводнения загружается в модуль «Адаптация», где выполняется обучение нейронных



Рис. 1. Блок-схема автоматизированного процесса подготовки исходных промысловых показателей в модуле «Статистика»

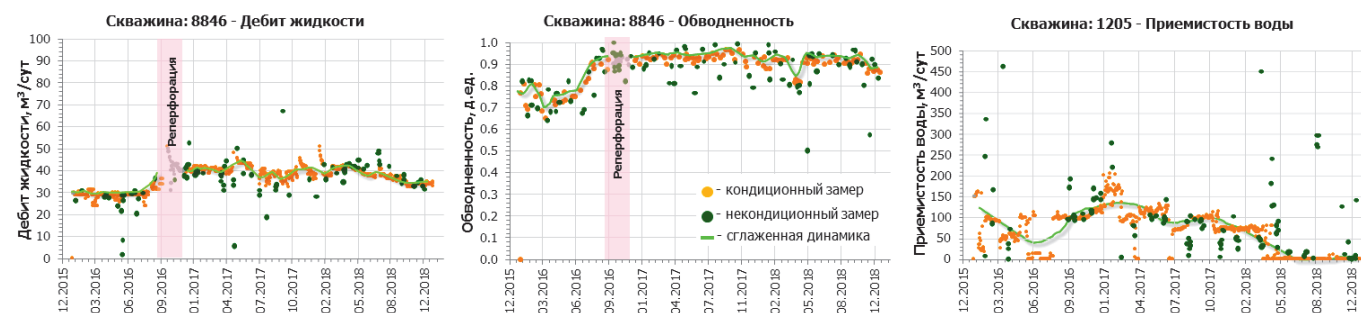


Рис. 2. Примеры верифицированной динамики промысловых показателей участка ОПР

сетей, которые распределены по задачам и источникам данных (рис. 4).

Для решения задачи воспроизведения дебитов жидкости и доли нефти применялся однослойный персептрон, представляющий нейронную сеть образованную элементами трех разных типов: входные нейроны, слой вычислительных нейронов, выходные нейроны (рис. 4). На вход сети подаются посуточные приемистости нагнетательных скважин, которые умножаются на вес w_i и суммируются, затем полученная сумма подвергается преобразованию при помощи активационной функции. Для разных задач: воспроизведение доли нефти или дебита жидкости; подбирается свой вид активационной функции, например для доли нефти используется гиперболический тангенс. Обучение нейронной сети заключается в минимизации расхождения фактических и расчетных данных на выходном слое нейронов, путем изменения значений весов и параметров функции активации (Бриллиант и др., 2017).

Качество адаптации нейронной сети контролируется условиями:

- По дебиту жидкости: допустимый диапазон отклонения не более 20 % на всей обучающей выборке, и не более 10 % на завершающем трехмесячном этапе, предшествующем прогнозу;

- По доле нефти, которая определяется через дебит нефти: для низкодебитных скважин (0–5 т/сут) допустимый коридор отклонения – 2 т/сут на всей и 1 т/сут на всей и предпрогнозной выборке, соответственно; для скважин с дебитом по нефти более 5 т/сут – до 20 % на всей выборке и до 10 % на предпрогнозе.

Результат адаптации прокси-модели – это многофункциональные связи между изменением закачки воды и дебитом нефти в элементах заводнения: из общего числа доля адаптированных элементов заводнения с активными связями составила 96 % (рис. 5).

Этап «Выбор». На основе функциональных зависимостей, полученных для каждого элемента заводнения при адаптации прокси-модели, решается оптимизационная задача (ОЗ) в следующей постановке:

- максимизация целевой функции – суточная добыча нефти;
- ограничения в системе закачки – по объекту, участкам, кустам;
- ограничение по скважинам – обусловлены продуктивностью, энергетикой и оборудованием.

В результате вычислений, в модуле «Потенциал» прокси-модели получено оптимальное распределение

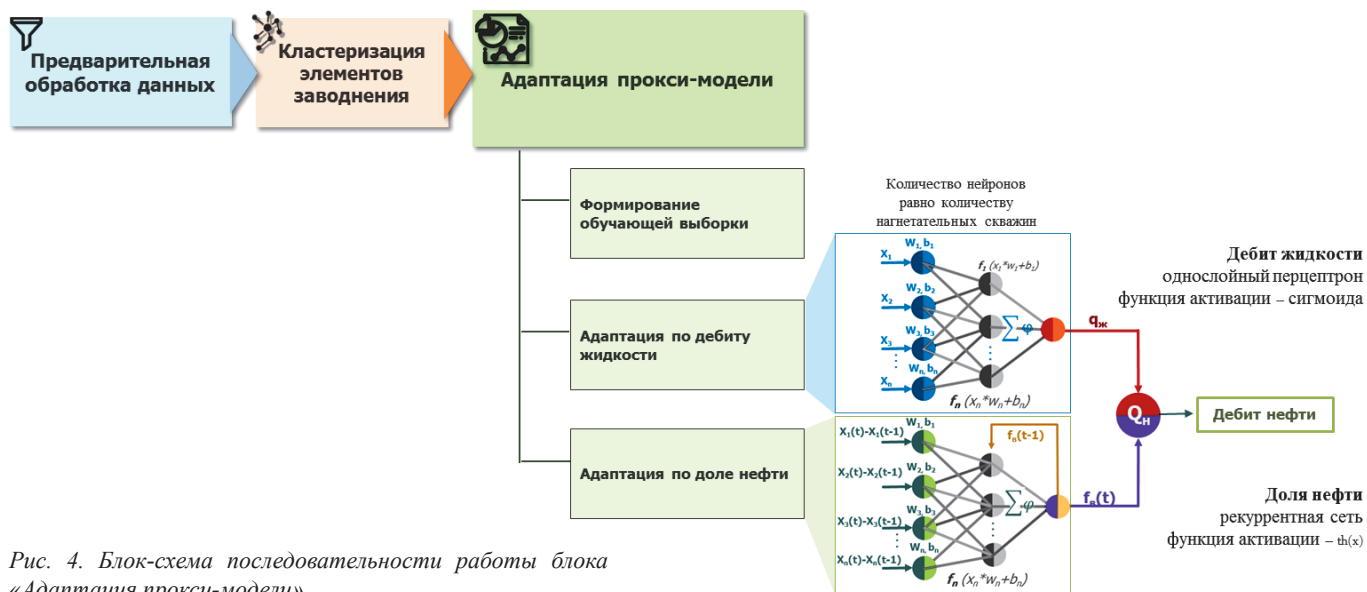
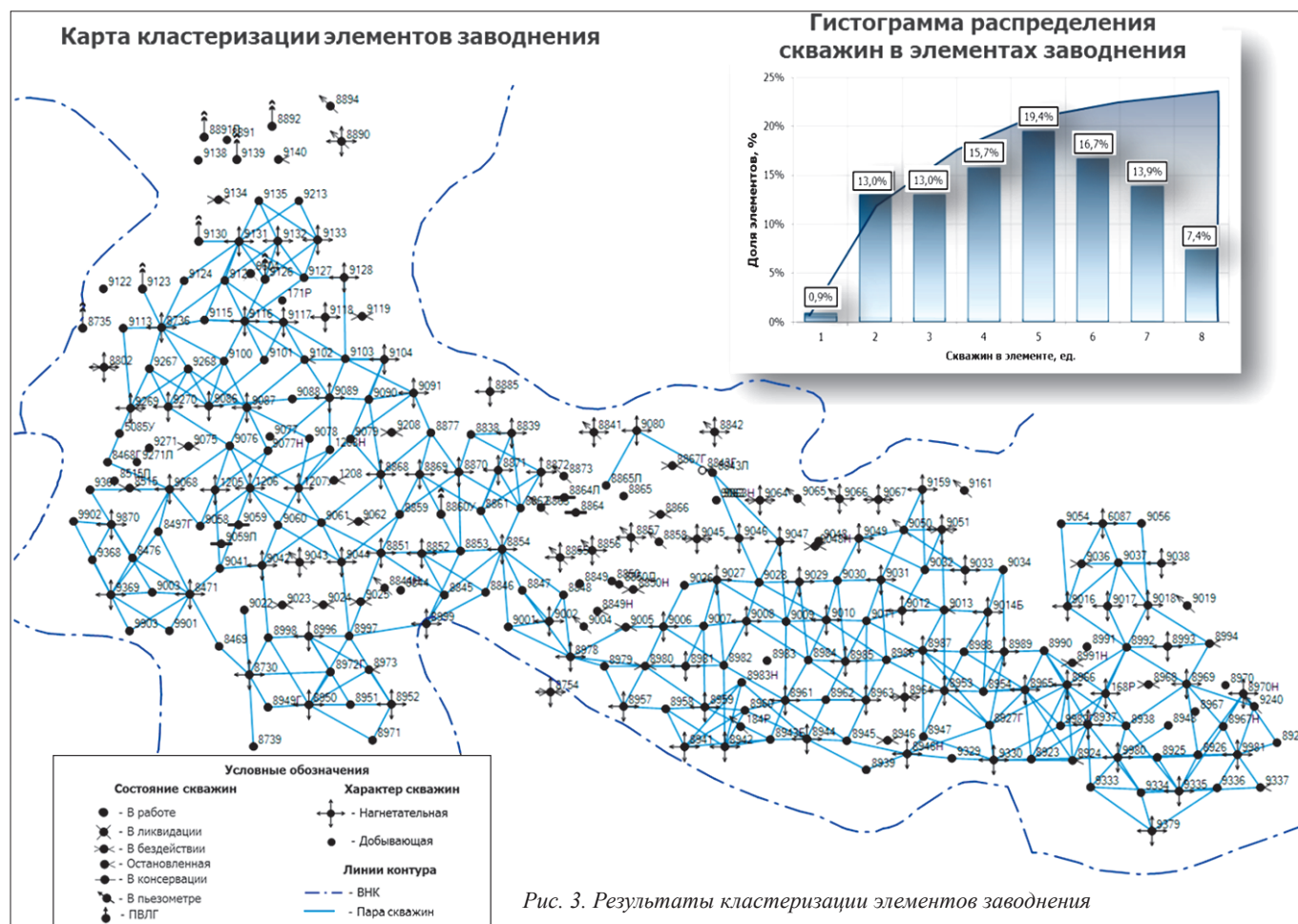


Рис. 4. Блок-схема последовательности работы блока «Адаптация прокси-модели»

преимущества нагнетательных скважин в заданных ограничениях, которые обеспечивают потенциал в добыче нефти в 13 %, сохраняя текущие отбор жидкости и объем закачки воды (рис. 6, табл. 1). Изложенный порядок действий определяет содержание технологии, права на которую охраняются патентами № 2565313 «Способ оперативного управления заводнением пластов» от 20.10.2015 г., № 2614338 «Способ оперативного управления заводнением пластов» от 24.03.2017 г. и № 2715593

«Способ оперативного управления заводнением пластов» от 02.03.2020 г. (Бриллиант и др., 2015, 2017, 2020).

Этап «Прогнозная аналитика». Расчетные оптимальные нормы отборов и закачки составляют основу формирования цифрового технологического режима скважин и дорожной карты работ, составленной исходя из ранжирования элементов по потенциалу в добыче нефти. В новой парадигме стандартные геолого-технические мероприятия вписываются в технологический процесс нейросетевой

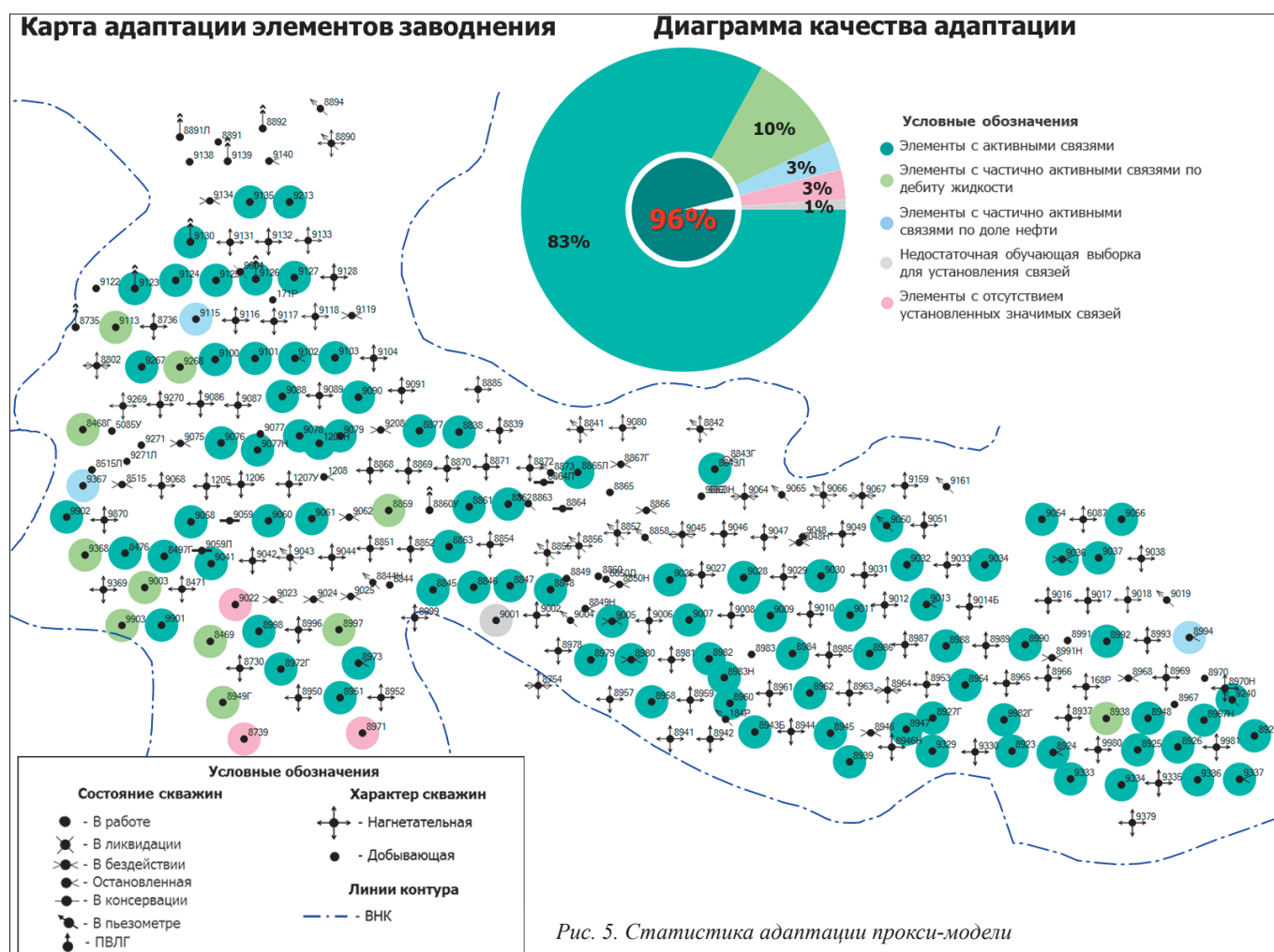


Рис. 5. Статистика адаптации прокси-модели

оптимизации: направлены на вывод нагнетательных скважин на расчетный режим закачки и решают задачу по регулированию отборов жидкости добывающими скважинами в оптимизированных элементах заводнения.

Организация рабочего процесса. Интеграция функционала управления и контроля в архитектуре информационного пространства ПАК «АТЛАС»

С целью испытания технологии и проведения опытно-промышленных работ на Ватъеганском месторождении создана мультидисциплинарная группа, сформированная из специалистов промысла ТПП «Повхнефтегаз» и группы научного сопровождения ООО «ТИНГ». Протокол взаимодействия специалистов закреплён «Положением о мультидисциплинарной группе» и «Регламентом взаимодействия и разграничения ответственности». Руководящие документы максимально адаптированы к графику внутренних процессов оперативного планирования на предприятии: утверждение программы ГТМ на последующий месяц, план финансирования, порядок движения бригад по ремонту скважин, заявки на поставки и ремонт оборудования и т.д.

Специалистами мультидисциплинарной группы решались следующие задачи:

- проведение расчетов и обоснование по скважинам оптимальных норм отборов жидкости и закачки воды;
- формирование технологических режимов работы скважин;

- планирование геолого-технических мероприятий, направленных на достижение расчетных показателей;
- назначение промыслово-геофизических исследований в тех случаях, когда технологии машинного обучения не выявляют устойчивые связи в системе добывающих и нагнетательных скважин;
- ревизия средств учета и контроля, организация тестовых замеров дебитов жидкости, приемистости скважин, обводненности продукции;
- актуализация прогнозной аналитики, плана добычи нефти.

В процессе проведения работ привлекались более узкие специалисты технических служб и других подразделений, к примеру, для решения задач водообеспечения или, наоборот, сброса избыточной закачки, связанных с реинжинирингом системы поверхностного обустройства, необходимостью установки кустовых дожимных насосных установок с целью повышения давления на блоке-гребенке и обеспечения оптимальных приемистостей нагнетательных скважин.

С 2018 г. по мере накопления опыта взаимодействия и оптимизации алгоритмов программы, проект «Нейросетевые технологии управления добычи» перешел в новый формат бизнес-процессов – режим «online», предполагающий формирование ежедневных/еженедельных срезов по добыче и закачке воды, на основании которых оперативно определяются компенсационные мероприятия

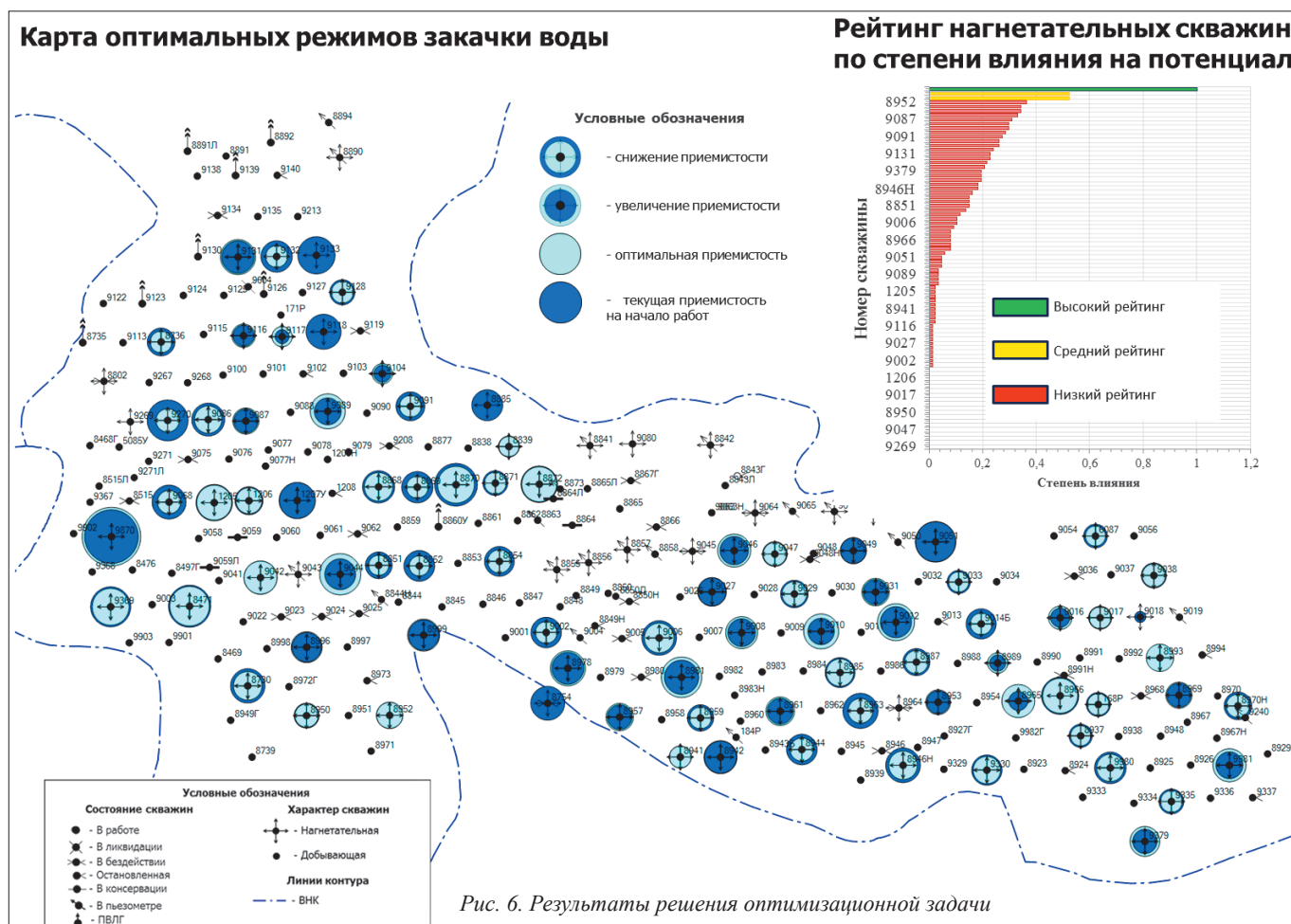


Рис. 6. Результаты решения оптимизационной задачи

Параметр	Ед. изм.	Текущее значение на начало работ	Оптимальное значение	Изменение	
				абс.	%
Закачка воды	м ³ /сут	4 807	4 800	-7	-
Добыча жидкости	т/сут	3 696	3 744	48	-
Добыча нефти	т/сут	474	534	60	+13
Обводненность	%	87	86	-1	-2

Табл. 1. Потенциальные уровни добычи нефти и оптимальные отборы жидкости и закачки воды

по восстановлению и поддержанию оптимальных режимов эксплуатации скважин. Такое решение, благодаря комплексному воздействию и синхронизации мероприятий в системе закачки воды и добычи, создало благоприятные условия для снижения обводненности продукции в добывающих скважинах.

Для оперативного планирования специалистами мультидисциплинарной группы осуществлялось обновление оптимальных режимов, соответствующих текущим условиям эксплуатации скважин. Актуализация режимов предполагает верификацию вновь поступивших первичных замеров дебитов жидкости, обводненности и приемистости; кластеризацию элементов заводнения в соответствии с текущим состоянием фонда скважин; адаптацию прокси-модели и решение оптимизационной задачи в заданной модели ограничений, отвечающей требованиям оптимизации разработки.

В процессе опытно-промышленных работ контроль эффективности осуществлялся с применением цифровых индикаторов модели планирования. Одним из таковых является показатель оптимизированности элемента

заводнения, характеризующий степень отклонения текущих режимов по закачке и добыче от расчетных.

Первый период (2016–2017 гг.) демонстрируется активной стадией выполнения программы работ по управлению заводнением, которая включала подготовительные мероприятия на нагнетательных скважинах: ликвидация аварий, восстановление герметичности колонн, ремонт устьевого оборудования, средств учета и контроля, иными словами – стандартные промысловые операции. Достаточно быстро оптимизированность элементов заводнения превысила 30 %, что самым непосредственным образом отразилось на динамике обводнения скважин. Темпы падения добычи нефти сократились с 35 % в 2015 г. до 4 % в 2016 г. – в семь раз (рис. 7). Несмотря на позитивные тенденции, проявились и проблемы, которые препятствовали восстановлению расчетной приемистости скважин. В ряде случаев, решению способствовали кислотные обработки и реперфорация интервалов пласта, но уже к началу 2017 г. такие возможности практически были исчерпаны. Давление нагнетания в скважинах не превышало 17 МПа, что связано, в первую очередь, с

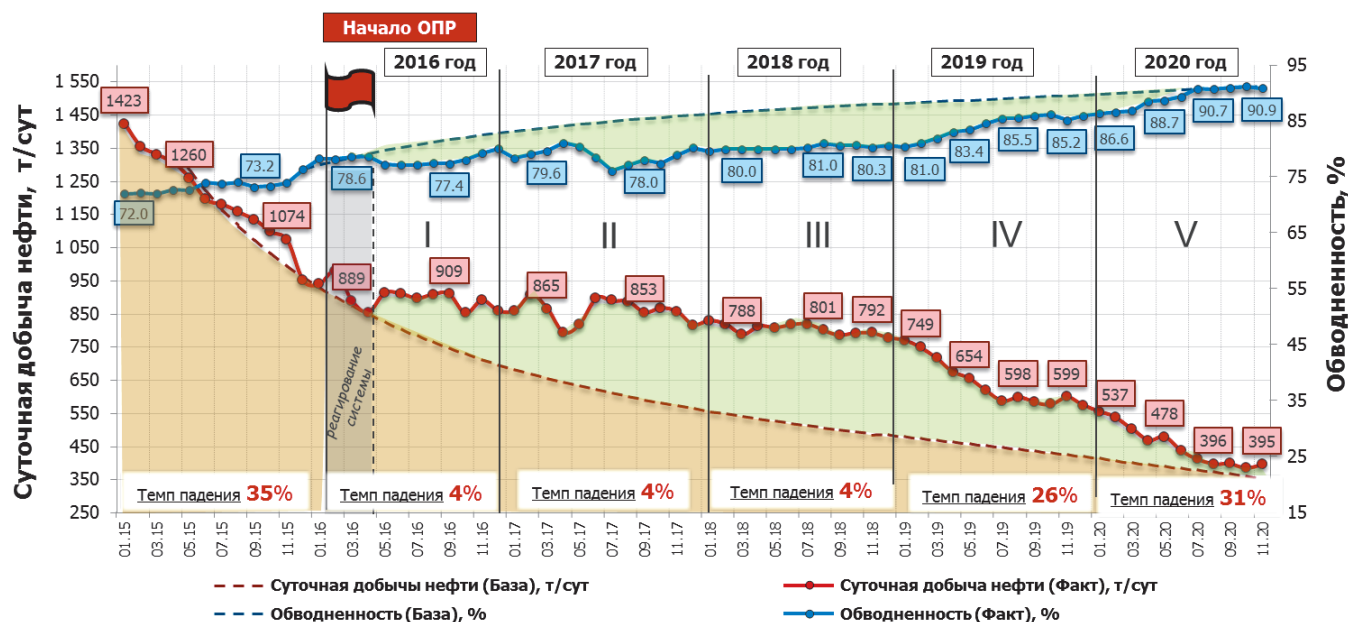


Рис. 7. Динамика технологических показателей участка ОНР

изношенностью и аварийностью водоводов высокого давления. Между тем, расчетные режимы имели историческую предопределенность на временном интервале обучения нейронной сети и представлялись весьма реалистичными. Снижение закачки воды в таких скважинах, по материалам гидродинамических исследований, обуславливалось либо ухудшением состояния ПЗП, либо локальным увеличением пластового давления и, соответственно, снижения репрессии на пласт. В сложившихся условиях, службой главного инженера осуществлялись мероприятия по восстановлению давления нагнетания: установлены дожимные насосы на блок-гребенках, а в отдельных случаях и на устье нагнетательных скважин.

Совокупность работ позволила к концу 2017 г. вывести до 55 % элементов заводнения на расчетный режим закачки, что позитивно отразилось на тенденциях разработки участка и, замедляя темпы обводнения, позволило сохранить устойчивую динамику добычи нефти. В последующий период в течение 2018 г. проводились мероприятия по

поддержанию оптимальных режимов работы нагнетательных скважин, организации дополнительных источников водоснабжения и сброса избыточной закачки. В ряде случаев, при невозможности проведения восстановительных работ в скважинах, последние заменялись новыми очагами заводнения. Роль оптимизационных процессов по совершенствованию разработки – определяющая. Так ранее, в период, предшествующий опытно-промышленным работам, при сокращении закачки воды с 8 752 м³/сут до 6 065 м³/сут, отмечается снижение отборов жидкости с 5 084 т/сут до 4 113 т/сут (рис. 8), обводненность при этом увеличилась с 72 % до 78 %. Соответственно, цель не достигнута, и добыча нефти резко «упала» с 1 423 т/сут до 808 т/сут.

В процессе опытно-промышленных работ алгоритмы прокси-модели совершенствовались соответственно проблематике разработки участка. В первую очередь, это относится к необходимости дифференциации площади залежи сообразно энергетике пластовой системы,

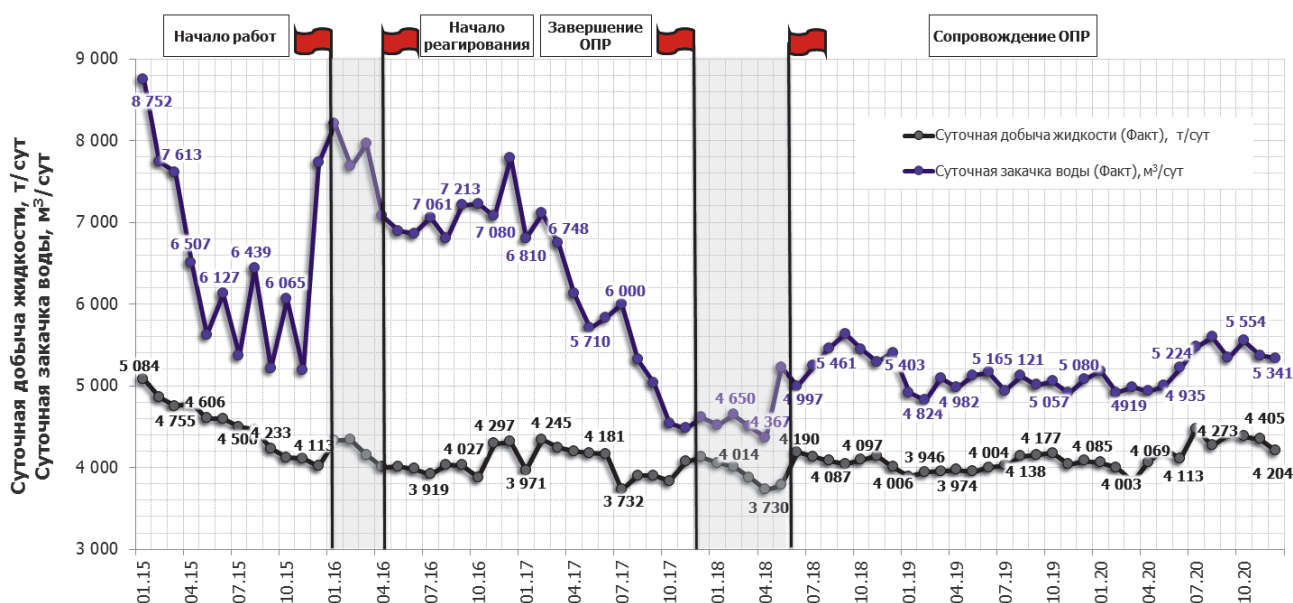


Рис. 8. Динамика суточной добычи жидкости и закачки участка ОНР

переформатированию модели ограничений и решению локальной задачи оптимизации по отдельным группам элементов заводнения. Такие алгоритмы прошли апробацию в районах кустов №№ 87, 96, 575, где, ввиду снижения пластового давления, осуществлялась локальная оптимизация, заключающаяся в поэтапном увеличении и перераспределении закачки воды в системе скважин на основе решения оптимизационной задачи. Анализируя последующие тенденции разработки участка необходимо отметить, что в период с 2016 по 2018 гг. включительно, оптимизированность в элементах заводнения оставалась ниже нормативной и не превышала 50 %. На начальном этапе работ, по мере вывода нагнетательных скважин на режим этого было достаточно для стабилизации добычи нефти. Однако, в последующий период в 2019 и 2020 гг. отсутствие прогресса привело к увеличению обводненности продукции скважин и снижению добычи нефти. Тем не менее, даже в таких условиях на протяжении опытно-промышленных работ достигнуты впечатляющие результаты, которые демонстрируются следующими показателями:

- Производительность скважин по нефти сохраняет свою устойчивость при неизменных отборах жидкости. Вследствие увеличения оптимизированных элементов до 49 % в августе 2017 г. удалось добиться роста среднего дебита нефти с 7 т/сут до 9 т/сут, дополнительная добыча составила 322 тыс.т, в том числе 3 тыс.т на добывающую скважину;
- Эффективность работ достигнута, несмотря на существенное сокращение со 142 до 102 скважин действующего добывающего фонда;

- Сохраняется стабильная динамика отборов жидкости 4 500 т/сут несмотря на значительное уменьшение объемов закачки воды в пласт: с 8 653 м³/сут в 2016 г. до 5 786 м³/сут в 2018 г. (24 %);
- Процесс разработки представляется более сбалансированным, текущая компенсация снизилась со 177 % до 127 %;
- Доказанная минимальная продолжительность эффекта составляет пять лет (табл. 2), которая ограничена исключительно возможностями промысла по поддержанию расчетных режимов закачки воды в пласт.

Прирост добычи нефти	тыс.т.	322
Сокращение действующего добывающего фонда	%	28
Сокращение закачки воды	%	24
Снижение компенсации	п.п	50

Табл. 2. Результаты внедрения технологии на участке ОИР

Важнейшим результатом апробации технологий искусственного интеллекта при оптимизации процессов нефтеизвлечения являются новые возможности по вовлечению в разработку ранее не дренируемых запасов нефти, рассредоточенных по площади залежи и локализованных в застойных зонах. Индикатором успешности в этом случае является снижение и стабилизация на неизменном уровне обводненности продукции залежи. Положительные тенденции демонстрируются классической зависимостью изменений темпа отбора нефти от начальных подвижных запасов и величины отбора подвижных запасов (рис. 9).

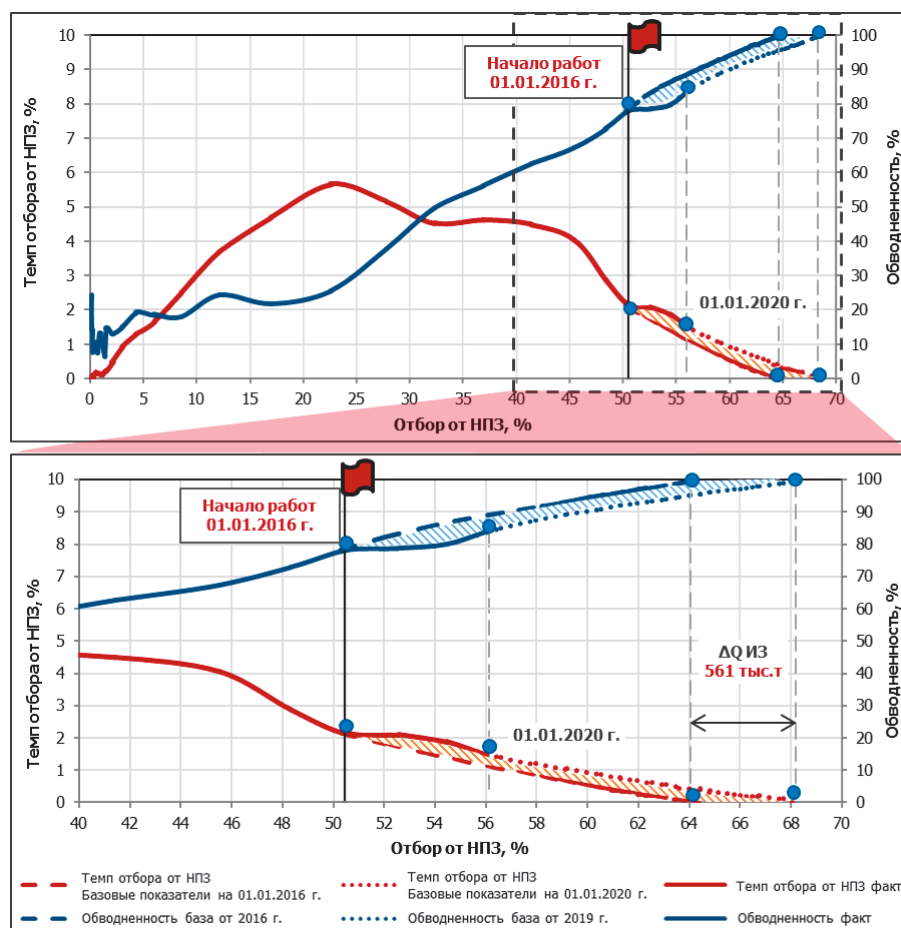


Рис. 9. Характеристика «Темп отбора подвижных запасов от Отбора подвижных запасов»

Параметры	Ед. изм.	Камбаров	Пирвердян	Равенко В.М.	Сипачев-Посевич	Темп падения $[1/(A+K \cdot T)]$	Темп падения $[Exp(A-K \cdot T)]$	Средняя характеристика
Период настройки	мес.	4	4	23	11	16	33	4
Коэффициент корреляции	ед.	0,91	0,93	0,96	0,91	0,93	0,97	0,98
Коэффициент аппроксимации	ед.	0,02	0,02	0,05	0,04	0,05	0,05	0,03
Коэффициент детерминации	ед.	0,83	0,87	0,93	0,83	0,87	0,93	0,97
% отклонения от последнего фактического месяца	%	1,95	1,74	0	3,02	1,95	2,49	0,35

Табл. 3. Сопоставительный анализ статистик аппроксимации по характеристикам вытеснения

Здесь можно увидеть поведение характеристики вытеснения, которое демонстрирует увеличение дренируемых запасов нефти. В этой связи, учитывая продолжительный период работ по управлению заводнением, представляется возможным количественно определить не только дополнительно добытую нефть, но и прирост остаточных извлекаемых запасов, в том числе конечный коэффициент извлечения нефти. Алгоритм вычислений стандартизован и предполагает сравнение характеристик вытеснения на различных временных интервалах работ. Прогноз осуществляется до достижения критической обводненности продукции и определяет величину извлекаемых запасов нефти. Расчеты выполнены в инструменте ПАК «Атлас – Управление заводнением» – «Характеристики вытеснения», что позволило рассмотреть широкий спектр авторских аналитик, провести сопоставительный анализ статистик аппроксимации. Для повышения объективности базового уровня добычи нефти действующими регламентами рекомендуется использовать в расчетах не менее трех характеристик вытеснения (кривые падения или обводнения). По характеристикам вытеснения, удовлетворяющим критериям настройки (РД 153-39.1-004-96), определяются среднеарифметические значения базовой добычи нефти, как функция времени или в других координатах, которая и принимается в качестве расчетной (табл. 3). Согласно расчетам прирост извлекаемых запасов составляет 561 тыс.т, что соответствует увеличению КИН на 0,020 д.ед. (5 %), коэффициент охвата ($K_{охв}$) – на 0,038 д.ед., остаточные извлекаемые запасы увеличились с 1 899 до 2 460 тыс.т, кратность запасов – с 8 до 12 лет, в 1,5 раза (табл. 4).

КИН базовый	д.ед.	0,342
КИН с учетом нейросетевой оптимизации	д.ед.	0,362
Прирост КИН	%	5
Извлекаемые запасы	тыс.т	10 108
Прирост извлекаемых запасов	тыс.т / %	561 / 5
Остаточные извлекаемые запасы	тыс.т	2 460
Прирост остаточных извлекаемых запасов	%	30
$K_{охв}$ (базовый / с учетом нейросетевой оптимизации)	д.ед.	0,645 / 0,683
Прирост извлекаемых запасов на нагнетательную скважину	тыс.т	7
Увеличение кратности запасов	в 1,5 раза	

Табл. 4. Технологический эффект от применения технологии Нейросетевой оптимизации режимов закачки воды на участке ОПР

Заключение

Пилотные опытно-промышленные работы, проведенные совместно со специалистами ТПП «Повхнефтегаз» компании ПАО «ЛУКОЙЛ», демонстрируют преимущества технологии управления заводнением в алгоритмах нейросетевой оптимизации режимов закачки воды, открывают перспективы продления жизни «зрелых» месторождений и создают предпосылки для новых возможностей:

- объективная оценка и раскрытие потенциала месторождения;
- исключение субъективных решений при систематизации и преобразовании промысловых данных;
- трансформация массива промысловых измерений в знания, последующее преобразование знаний в оптимизацию процессов добычи и эксплуатации скважин;
- повышение эффективности разработки стимулированием процессов воздействия закачки воды на застойные не дренируемые запасы, снижение обводненности продукции скважин, увеличение добычи нефти, сокращение избыточной закачки и добычи попутной воды;
- синергия стратегий и методов интегрированных операций: увеличение капитализации за счет принятия более качественных и быстрых решений на основе оперативного обмена информацией, раскрытия потенциала нефтяного месторождения;
- вовлечение специалистов в повышение эффективности операционной деятельности, новые компетенции и профессиональные навыки, расширение прав и полномочий адаптированные к интеграции технологий искусственного интеллекта в промышленную практику управления и оперативного планирования на производстве.

Таким образом, реализация ОПР позволила, с одной стороны, определить новые возможности для роста предприятия, т.е. улучшить операционную эффективность (экономическую), а с другой стороны, принимать ключевые решения с учетом неопределенностей и рисков при разработке месторождений. Особо отметим, что реализация подобных проектов позволит кардинально изменить подходы к решению задач добычи нефти на современном этапе.

Литература

Арефьев С.В., Юнусов Р.Р., Валеев А.С., Корниенко А.Н., Дулкараев М.Р., Лабутин Д.В., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Кокорин Д.А., Грандов Д.В., Комягин А.И. (2017). Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР

- пласта ЮВ, Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»). *Недропользование XXI век*, 6(69), с. 60–81.
- Бриллиант Л.С. (2018). Цифровые решения в управлении добычей на «зрелых» нефтяных месторождениях. *Нефть. Газ. Новации*, 4, с. 61–64.
- Бриллиант Л.С., Дулкарнаев М.Р., Данько М.Ю., Елишева А.О., Цинкевич О.В. (2020). Архитектура цифровых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки зрелых месторождений нефти. *Недропользование XXI век*, 4(87), с. 98–107.
- Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Данько М.Ю. (2020). Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент РФ № 2715593 от 02.03.2020.
- Бриллиант Л.С., Комягин А.И., Бляшук М.М., Цинкевич О.В., Журавлёва А.А. (2017). Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент РФ № 2614338 от 24.03.2017.
- Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Бляшук М.М., Цинкевич О.В., Алексеев А.С. (2019). Развитие практических решений в задачах Управления Заводнением на основе нейросетевой оптимизации режимов работы нагнетательных скважин. *Недропользование XXI век*, 4(80), с. 114–123.
- Бриллиант Л.С., Смирнов И.А., Комягин А.И., Потрясов А.В., Печеркин М.Ф., Барышников А.В. (2015). Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент РФ № 2565313 от 20.10.2015.
- Мееров М.В., Литвак Б.Л. (1972). Оптимизация систем многосвязного управления. М.: Наука, 344 с.
- Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. (2011). Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий. *Георесурсы*, 3(39), с. 43–48.
- Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Волков Ю.А. (2012). Проблемы и опыт проектирования разработки длительно эксплуатируемых залежей нефти на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири. *Труды межд. научно-практ. конф.: Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений*. Казань: Фэн, с. 255–257.
- Нехорошкова А.А., Данько М.Ю., Завьялов А.С., Елишева А.О. (2019). Критический анализ метода прокси-моделирования INSIM-FT (Interwell Numerical Simulation Front Tracking models) на синтетических моделях и реальном месторождении. *Нефть. Газ. Новации*, 12(229), с. 49–55.
- Потрясов А.А., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Комягин А.И. (2016). Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении. *Недропользование XXI век*, 6(63), с. 112–121.
- Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В., Степанов А.В., Корытов А.В., Авсянко И.Н. (2018). Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 4, с. 148–168.
- Степанов С.В., Соколов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В., Князев А.В., Корытов А.В. (2018). Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 3, с. 146–164.
- Albertoni, Alejandro & Lake, Larry (2003). Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6, pp. 6–16. <https://doi.org/10.2118/83381-PA>
- Gopa, Konstantin, Yamov, Sergey, Naugolnov, Mihail, Perets, Dmitrii, and Maksim Simonov (2018). Cognitive Analytical System Based on

Data-Driven Approach for Mature Reservoir Management. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/191592-18RPTC-MS>

Guo, Zhenyu, Reynolds, Albert C., & Zhao, Hui (2018). Waterflooding optimization with the INSIM-FT data-driven model. *Computational Geosciences* (Dordrecht Online), 22(3), pp. 745–761. <http://dx.doi.org/10.1007/s10596-018-9723-y>

Naugolnov, Mikhail, and Rustam Murtazin (2019). Reservoir Value-Engineering for West Siberian Oil Fields. *Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference*. Baku. <https://doi.org/10.2118/198374-MS>

Naugolnov, Mikhail, Teplyakov, Nikolay, and Maxim Bolshakov (2018). Cost-Engineering Waterflooding Management Methods. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/191580-18RPTC-MS>

Сведения об авторах

Леонид Самуилович Бриллиант – кандидат тех. наук, академик РАЕН, член ЦКР Роснедра, генеральный директор, ООО «Тюменский институт нефти и газа»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 64

Марат Рафаилович Дулкарнаев – кандидат тех. наук, заместитель генерального директора по разработке месторождений – главный геолог, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз»

Россия, 628484, Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20

Михаил Юрьевич Данько – заместитель генерального директора по науке, ООО «Тюменский институт нефти и газа»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 64

Александра Олеговна Елишева – директор департамента анализа и проектирования разработки нефтегазовых месторождений, ООО «Тюменский институт нефти и газа»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 64

e-mail: ElishevaAO@togi.ru

Динар Халитович Набиев – заведующий лабораторией, ООО «Тюменский институт нефти и газа»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 64

Анастасия Игоревна Хуторная – ведущий инженер, ООО «Тюменский институт нефти и газа»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 64

Иван Николаевич Мальков – инженер I категории, ООО «Тюменский институт нефти и газа»

Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, д. 64

Статья поступила в редакцию 01.02.2022;

Принята к публикации 10.03.2022; Опубликовано 30.03.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Oil production management based on neural network optimization of well operation at the pilot project site of the Vatyeganskoe field (Territorial Production Enterprise Povkhneftegaz)

L.S. Brilliant¹, M.R. Dulkarnaev², M.Yu. Danko¹, A.O. Elisheva^{1*}, D.Kh. Nabiev¹, A.I. Khutornaya¹, I.N. Malkov¹

¹Tyumen Oil & Gas Institute, Tyumen, Russian Federation

²ООО LUKOIL-Zapadnaya Sibir TPE Povkhneftegaz, Kogalym, Russian Federation

*Corresponding autor: Aleksandra O. Elisheva, e-mail: elishevaAO@togi.ru

Abstract. Optimization of the “mature” fields development in machine learning algorithms is one of the urgent problems nowadays. The task is set to extend the effective operation

of wells, optimize production management at the late stage of field development. Based on the task set, the article provides an overview of possible solutions in waterflooding

management problems. Production management technology is considered as an alternative to intensification of operation, which is associated with an increase in the production rate and involves finding solutions aimed at reducing the water cut of well production. The practical implementation of the “Neural technologies for production improvement” includes the following steps: evaluation, selection, predictive analytics. The result is a digital technological regime of wells that corresponds to the set goal and the solution of the optimization problem in artificial intelligence algorithms using the software and hardware complex “Atlas – Waterflood Management”.

“Neural technologies for production improvement” have been successfully tested at the pilot project site of the productive formation of the Vatyeganskoe field. The article provides a thorough and detailed analysis of the work performed, describes the algorithms and calculation results of the proxy model using the example of the pilot area, as well as the integration of the “Atlas – Waterflood Management” and the organization of the workflow with the field professionals of the Territorial Production Enterprise Povkhneftegaz.

Keywords: field development, neural network optimization, technological regime, machine learning, optimization problem, flood control, oil production, oil production management

Recommended citation: Brilliant L.S., Dulkarnaev M.R., Danko M.Yu., Elisheva A.O., Nabiev D.Kh., Khutornaya A.I., Malkov I.N. (2022). Oil production management based on neural network optimization of well operation at the pilot project site of the Vatyeganskoe field (Territorial Production Enterprise Povkhneftegaz). *Georesursy = Georesources*, 24(1), pp. 3–15. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.1>

References

- Albertoni, Alejandro & Lake, Larry (2003). Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6, pp. 6–16. <https://doi.org/10.2118/83381-PA>
- Arefiev S.V., Yunusov R.R., Valeev A.S., Kornienko A.N., Dulkarnaev M.R., Labutin D.V., Brilliant L.S., Pecherkin M.F., Kokorin D.A., Grandov D.V., Komyagin A.I. (2017). Methodical foundations and experience in the implementation of digital technologies for operational planning and management of the operating modes of production and injection wells in the OPR area of the Yuv1 reservoir of the Vatyeganskoye deposit of the Povkhneftegaz TPP (OOO Lukoil-Western Siberia). *Nedropolzovanie XXI vek*, 6(69), pp. 60–81. (In Russ.)
- Brilliant L.S. (2018). Digital Solutions for Production Management at Mature Oil Fields. *Neft. Gaz. Novatsii*, 4, pp. 61–64. (In Russ.)
- Brilliant L.S., Dulkarnaev M.R., Danko M.Yu., Elisheva A.O., Tsinkevich O.V. (2020). Challenges of efficient brownfield development: architecture of digital solutions in control of well operation conditions. *Nedropolzovanie XXI vek*, 4(87), pp. 98–107. (In Russ.)
- Brilliant L.S., Komyagin A.I., Blyashuk M.M., Tsinkevich O.V., Zhuravleva A.A. (2017). The method of operational control of waterflooding. Patent RF 2614338; publ. 24.03.2017.
- Brilliant L.S., Pecherkin M.F., Blyashuk M.M., Tsinkevich O.V., Alekseev A.S. (2019). Development of Practical Solutions for Water Flood Control Problems Based on Neural Network Optimization of Injection Wells Operating Modes. *Nedropolzovanie XXI vek*, 4(80), pp. 114–123. (In Russ.)
- Brilliant L.S., Smirnov I.A., Komyagin A.I., Potryasov A.V., Pechorkin M.F., Baryshnikov A.V. (2015). The method of operational control of waterflooding. Patent RF 2565313; publ. 20.10.2015.
- Brilliant L.S., Zavyalov A.S., Danko M.Yu. (2020). The method of operational control of waterflooding. Patent RF 2715593; publ. 02.03.2020.
- Gopa, Konstantin, Yamov, Sergey, Naugolnov, Mihail, Perets, Dmitrii, and Maksim Simonov (2018). Cognitive Analytical System Based on Data-Driven Approach for Mature Reservoir Management. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/191592-18RPTC-MS>

Guo, Zhenyu, Reynolds, Albert C., & Zhao, Hui (2018). Waterflooding optimization with the INSIM-FT data-driven model. *Computational Geosciences* (Dordrecht Online), 22(3), pp. 745–761. <http://dx.doi.org/10.1007/s10596-018-9723-y>

Meerov M.V., Litvak B.L. (1972). Optimization of Multiconnected Control Systems. Moscow: Nauka, 344 p. (In Russ.)

Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A., Dulkarnaev M.R. (2011). Iterative technique of geological hydrodynamic modeling for the estimation of residual oil reserves distribution and planning of geological and technological works. *Georesursy*, 3(39), pp. 43–48. (In Russ.)

Mikhaylov B.N., Dulkarnaev M.R., Volkov Yu.A. (2012). Problems and experience in development design of long-term exploited oil deposits on the example of the Vatyeganskoe field in Western Siberia. *Proc. Conf.: High-viscosity oil and natural bitumen: problems and improving the efficiency of exploration and field development*. Kazan: Fen, pp. 255–257. (In Russ.)

Naugolnov, Mikhail, and Rustam Murtazin (2019). Reservoir Value-Engineering for West Siberian Oil Fields. *Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference*. Baku. <https://doi.org/10.2118/198374-MS>

Naugolnov, Mikhail, Teplyakov, Nikolay, and Maxim Bolshakov (2018). Cost-Engineering Waterflooding Management Methods. *Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/191580-18RPTC-MS>

Nekhoroshkova A.A., Danko M.Yu., Zavyalov A.C., Elisheva A.O. (2019). Critical analysis of the proxy modeling method INSIM-FT (Interwell Numerical Simulation Front Tracking models) on synthetic models and a real field. *Neft. Gaz. Novatsii*, 12(229), pp. 49–55. (In Russ.)

Potryasov A.A., Brilliant L.S., Pecherkin M.F., Komyagin A.I. (2016). Automation of waterflooding control processes in an oil field. *Nedropolzovanie XXI vek*, 6(63), pp. 112–121. (In Russ.)

Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsyanko I.N. (2018). Applying CRM Model to Study Well Interference. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4, pp. 148–168. (In Russ.)

Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V., Knyazev A.V., Korytov A.V. (2018). Considerations on Mathematical Modeling of Producer-Injector Interference. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 3, pp. 146–164. (In Russ.)

About the Authors

Leonid S. Brilliant – PhD (Engineering), Director General Tyumen Oil & Gas Institute
64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Marat R. Dulkarnaev – PhD (Engineering), Deputy Director General for Field Development – Chief Geologist OOO LUKOIL-Zapadnaya Sibir TPE Povkhneftegaz
20, Pribaltiyskaya st., Kogalym, 628484, Russian Federation

Mikhail Yu. Danko – Deputy Director General for Science Tyumen Oil & Gas Institute
64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Aleksandra O. Elisheva – Director of the Department of Analysis and Design of Oil and Gas Field Development Tyumen Oil & Gas Institute
64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation
e-mail: ElishevaAO@togi.ru

Dinar K. Nabiev – Head of the Laboratory Tyumen Oil & Gas Institute
64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Anastasiya I. Khutornaya – Leading Engineer Tyumen Oil & Gas Institute
64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Ivan N. Malkov – Engineer Tyumen Oil & Gas Institute
64, Gertsen st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Manuscript received 1 February 2022;

Accepted 10 March 2022; Published 30 March 2022

Влияние краевых эффектов смачивания на двухфазные течения жидкостей в цифровой модели неоднородного ядра при динамических режимах вытеснения

Т.Р. Закиров*, М.Г. Храмченков

Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Работа посвящена исследованию влияния краевых эффектов смачивания на характеристики двухфазного течения жидкостей в двухмерных искусственно сгенерированных цифровых моделях пористых сред. Особенностью работы является изучение вытеснения при динамических условиях, при которых действие вязких сил трения является существенным. В качестве инструмента исследования используются методы математического моделирования – решеточные уравнения Больцмана в сочетании с моделью градиента цветового поля, описывающей межфазные взаимодействия. Вычислительные эксперименты проводятся в цифровой модели пористой среды, отличающейся высокой степенью неоднородности порового пространства. В работе построена карта режимов течения в координатах «число капиллярности – краевой угол смачивания». Проведена идентификация четырех переходных режимов кроссовера между течениями с капиллярными, вязкими пальцами и со стабильным фронтом вытеснения. Отдельное внимание уделено изучению влияния эффектов смачивания на удельную длину межфазной границы раздела «нагнетаемая жидкость – скелет».

Ключевые слова: угол смачивания, число капиллярности, дренирование, пропитка, решеточные уравнения Больцмана

Для цитирования: Закиров Т.Р., Храмченков М.Г. (2022). Влияние краевых эффектов смачивания на двухфазные течения жидкостей в цифровой модели неоднородного ядра при динамических режимах вытеснения. *Георесурсы*, 24(1), с. 16–26. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.2>

1. Введение

Понимание механики многофазного движения жидкостей в пористых средах играют важную роль во многих инженерных и промышленных процессах и дисциплинах, таких как разработка нефтяных и газовых месторождений, подземная гидромеханика, механика пористых сред и многие другие. При несмачиваемом вытеснении, именуемом дренированием, когда нагнетаемый флюид является несмачивающей скелет пористой среды жидкостью, механика двухфазного течения контролируется балансом между капиллярными и вязкими силами и зависит от двух безразмерных параметров – числа капиллярности Ca и соотношения вязкостей между нагнетаемой и вытесняемой жидкостью M (Lenormand et al., 1988). При $M < 1$, когда нагнетаемый флюид менее вязкий, чем вытесняемый (например, при вытеснении нефти водой), совместное течение сопровождается формированием неустойчивостей межфазного фронта или так называемых «пальцев». При преобладании капиллярных или вязких сил наблюдаются, соответственно, капиллярные (в данной работе обозначено как CF – capillary fingering) или вязкие (обозначено как VF – viscous fingering) пальцы (Bakhshian et al., 2019; Tsuji et al., 2016; Zakirov et al., 2018). Переходным режимом между CF и VF является зона кроссовера (обозначено

как CZ – crossover zone) (Cottin et al., 2018). При $M > 1$ несмешиваемое вытеснение характеризуется стабильным межфазным фронтом (обозначено как CD – compact displacement) (Liu et al., 2016; Tsuji et al., 2016; Zakirov et al., 2018).

В случае, если поверхность скелета пористой среды является смачивающей для нагнетаемой жидкости, механика двухфазного течения соответствует режиму пропитки (Jafari et al., 2017; Li et al., 2017). Переход от дренирования к пропитке происходит при изменении условий смачивания, которые численно могут быть описаны при помощи краевого угла, измеренного на границе раздела двух жидкостей и твердой поверхности скелета. В настоящей работе краевой угол $\theta < 90^\circ$ соответствует течению дренированию, тогда как при $\theta > 90^\circ$ наблюдается режим пропитки. Таким образом, переход от дренирования к пропитке возникает при увеличении краевого угла.

На сегодняшний день опубликовано большое количество работ, исследующих влияние эффектов смачивания на характеристики вытеснения в условиях квази-стационарного режима – потока при пренебрежительной малости вязких сил трения по сравнению с капиллярным давлением. В работах (Cieplak, Robbins, 1988; 1990) впервые описаны явления взрывов, касаний и перекрытий, возникающие при миграции межфазной границы раздела, которые объясняют механику вытеснения при различных углах смачивания. Показано, что уменьшение пористости приводит к увеличению критического угла смачивания, определяющего начало режима CD. Позднее в работах (Geistlinger, Zulfikar, 2020; Jung et al., 2016) было

* Ответственный автор: Тимур Рустамович Закиров
e-mail: tirzakirov@kpfu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

показано, что увеличение угла смачивания способствует стабилизации межфазного фронта и переходу от режима CF к CD. Было обнаружено, что частота явлений касаний и перекрытий намного превышает частоту событий взрыва при $\theta > 90^\circ$, тогда как явления взрыва доминируют при течении дренирования. Влияние эффектов смачивания в пористых структурах с различной неоднородностью было рассмотрено в (Holtzman, Serge, 2015; Hu et al., 2019). Выявлено, что неоднородность негативно влияет на стабилизацию межфазного фронта и способствует увеличению критического угла смачивания для зоны CD.

При динамических условиях течения вязкие силы трения не могут считаться пренебрежимо малыми по сравнению с капиллярным давлением. Необходимость учета дополнительной силы вязкого трения значительно усложняет понимание процессов вытеснения и прогноз его типа. В работе (Stokes et al., 1986) обнаружена обратно пропорциональная зависимость между толщиной пальцев и числом капиллярности. Влияние эффектов смачивания при $M > 1$ исследовано в (Hu et al., 2018). Показано, что критический угол смачивания, определяющий начало режима CD, увеличивается с ростом Ca .

При $M < 1$ вязкие силы, в отличие от течений при $M > 1$, дестабилизируют межфазный фронт и способствуют образованию вязких пальцев (Liu et al., 2013). Таким образом, при $M < 1$ прогнозирование влияния эффектов смачивания является более сложным. Результаты экспериментальных исследований, проведенные при $M \ll 1$, представлены в (Lan et al., 2020; Primkulov et al., 2018; Trojer et al., 2015; Zhao et al., 2016) в виде карт режимов течений в координатах «число капиллярности – угол смачивания». Показано, что переход от дренирования к пропитке сопровождается стабилизацией межфазного фронта и способствует течению в режиме CD. Увеличение значимости вязких сил приводит к подавлению влияния угла смачивания.

В работах (Hu et al., 2018; Lan et al., 2020) для упорядоченных пористых структур с высоким уровнем однородности разработаны теоретические модели, предсказывающие переход от CF к CD для различных углов смачивания в динамических условиях течения. Теоретическая модель для квази-стационарного режима при $M \ll 1$ описана в (Holtzman, Serge, 2015). В работе (Hu et al., 2019) представлена теоретическая модель, учитывающая неоднородность порового пространства.

На сегодняшний день результаты влияния числа капиллярности совместно с краевыми эффектами смачивания на двухфазные течения в высоко неоднородных пористых средах являются ограниченными и не имеют систематического описания. Целью данной работы является систематическое изучение влияния краевых эффектов смачивания на характеристики двухфазного течения жидкостей в условиях динамических режимов вытеснения. Исследование проведено в цифровой модели зерна при $M < 1$, отличающегося высокой степенью неоднородности порового пространства, что также определяет особенность проведенного исследования. В работе построена карта режимов течения в координатах «число капиллярности – краевой угол смачивания», связанная с набором параметров (удельная длина межфазной границы «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость», фрактальная размерность, эффективность вытеснения),

численно описывающих распределение жидкостей в поровом пространстве. Представленные карты и распределения имеют свои специфические численные значения для высоко неоднородной структуры. В работе проведена идентификация четырех переходных режимов кроссовера между течениями с капиллярными, вязкими пальцами и со стабильным фронтом вытеснения. Отдельное внимание уделено изучению влияния эффектов смачивания на удельную длину межфазной границы раздела «нагнетаемая жидкость – скелет».

2. Методы исследования

2.1. Математическая модель

В настоящей работе, исследование многофазного течения жидкостей в цифровой модели пористой среды проводится при помощи методов математического моделирования. Возможности применения цифровой модели пористой среды для исследования фильтрационных процессов описаны в работе (Герке и др., 2021). Для описания совместного течения двух несмешивающихся несжимаемых жидкостей используются решеточные уравнения Больцмана (LBE – lattice Boltzmann equations) в сочетании с Multi-relaxation time оператором столкновения. Явления, возникающие на границах раздела жидкостей друг с другом и с поверхностью твердых частиц, описываются при помощи модели градиента цветового поля. Комбинация данных моделей не является новой и уже была опубликована в большом количестве работ (Huang et al., 2014; Leclaire et al., 2012; 2017; Zakirov, Khranchenkov, 2020a; 2020b). По данной причине в настоящей работе приводится лишь краткое описание математической постановки задачи.

В рамках LBE течение среды рассматривается с точки зрения динамики ансамбля частиц с заданным конечным числом возможных скоростей. В качестве переменных, описывающих состояние системы в каждом узле сетки, используются функции распределения $f(\mathbf{r}, \mathbf{u}, t)$ (Succi et al., 2001). В качестве возможных для перемещения направлений $\mathbf{e}_i$ используется модель D2Q9 с шагом сетки равным Δl . Базисные вектора задаются следующим образом: $\mathbf{e}_1 = c \cdot (0, 0)$, $\mathbf{e}_2 = c \cdot (1, 0)$, $\mathbf{e}_3 = c \cdot (0, 1)$, $\mathbf{e}_4 = c \cdot (-1, 0)$, $\mathbf{e}_5 = c \cdot (0, -1)$, $\mathbf{e}_6 = c \cdot (1, 1)$, $\mathbf{e}_7 = c \cdot (-1, 1)$, $\mathbf{e}_8 = c \cdot (-1, -1)$, $\mathbf{e}_9 = c \cdot (1, -1)$, где $c = \Delta l / \Delta t$ – сеточная скорость, Δt – шаг по времени. Переменные $f(\mathbf{r}, \mathbf{u}, t)$ представлены дискретным набором функций распределения f_i^k , где $i = 1 \dots 9$ указывает направление перемещения частиц в модели D2Q9; $k = 1, 2$ характеризует одну из жидкостей.

Эволюция функции распределения каждой жидкости во времени и пространстве описывается при помощи уравнения:

$$f_i^k(\mathbf{r} + \mathbf{e}_i \Delta t, t + \Delta t) = f_i^k(\mathbf{r}, t) + (\Omega_i^k(\mathbf{r}, t))^1 + (\Omega_i^k(\mathbf{r}, t))^2 \quad (1)$$

где $(\Omega_i^k)^1$ – оператор столкновения, $(\Omega_i^k)^2$ – оператор, описывающий межфазное взаимодействие и эффекты смачивания. Макроскопические плотности жидкостей и их суммарная скорость в каждом узле расчетной области вычисляются следующим образом (Huang et al., 2014):

$$\rho^k(\mathbf{r}, t) = \sum_{i=1}^9 f_i^k(\mathbf{r}, t) \quad (2)$$

$$\mathbf{u}(\mathbf{r}, t) = \frac{1}{\rho} \sum_{k=1}^2 \sum_{i=1}^9 \mathbf{e}_i f_i^k(\mathbf{r}, t) \quad (3)$$

где $\rho = \rho^1 + \rho^2$.

Давление P^k в LBE, создаваемое каждым флюидом, связано с его плотностью следующим соотношением (Succi et al., 2001): $P^k = \rho^k c^2/3$.

Кинематическая вязкость жидкости μ^k контролируется при помощи параметра релаксации τ^k :

$$\mu^k = \left(\frac{2\tau^k - 1}{6} \right) \frac{\Delta t^2}{\Delta t} \quad (4)$$

Алгоритм сглаживания τ^k на границе раздела жидкостей описан в работах (Zakirov, Khramchenkov, 2020a; Huang et al., 2014).

Оператор столкновения $(\Omega_i^k)^1$ в уравнении (1) описывается при помощи Multi-relaxation time модели (Zakirov, Khranchenkov, 2020a; Huang et al., 2014). Выбор данного метода обусловлен более высокой точностью результатов по сравнению с моделью Single-relaxation time (Pan et al., 2006). Для расчета $(\Omega_i^k)^2$ в уравнении (1) используется наиболее современная версия модели градиента цветового поля, описанная, например, в (Huang et al., 2014; Leclaire et al., 2012; Zakirov, Khranchenkov, 2020b).

В настоящей работе используется сетка «mid-grid», в которой непроницаемая граница расположена в полушаге от центров соседствующих ячеек, являющихся порой и скелетом (Zakirov, Galeev, 2019). На непроницаемых областях используются граничные условия «bounce back» (Succi et al., 2001). Граничные условия на входной и выходной областях описываются при помощи соотношений Zou и He (Zou, He, 1997).

Валидация данной математической модели в нашем исполнении программного кода уже была проведена ранее и описана в работах (Zakirov, Khramchenkov, 2020a; 2020b).

2.2. Параметры вычислительных экспериментов

В данной работе, вычислительные эксперименты проводятся в цифровой модели порового пространства,

сгенерированной при помощи метода Монте-Карло. Алгоритм подробно описан в (Zakirov, Khranchenkov, 2020c). Поровое пространство цифровой модели, показанное на рис. 1, является изотропным и состоящим из гранул разного размера, форма которых близка к округлой. Размер области течения составляет 900 ячеек по оси ОХ и 700 ячеек по оси ОУ. Шаг сетки равен 5 мкм. Пористость образца 0.65, абсолютная проницаемость 47.2 мкм².

Для численного описания неоднородности пористой структуры используется коэффициент беспорядочности, вычисляемый по формуле (Laubie et al., 2017):

$$H = \sum_{i=1}^N \sqrt{\frac{(\varphi_i^\alpha - \varphi)^2}{N-1}} \quad (5)$$

где ϕ – пористость образца, ϕ_i^α – локальная пористость, вычисленная в i -ой ячейке, N – количество ячеек для измерения локальной пористости. Неоднородность рассматриваемой цифровой модели составляет 0.214, что, согласно (Zakirov, Khranchenkov, 2020c), указывает на высокую неоднородность порового пространства. Для сравнения, в большинстве современных исследований эксперименты проводятся на упорядоченных моделях с низкой степенью неоднородности (Holtzman, Serge, 2015; Hu et al., 2018; 2019; Lan et al., 2020).

В начальный момент времени область течения целиком заполнена вытесняемой жидкостью, например, нефтью. Входная и выходная границы области течения соприкасаются со слоями толщиной 10 и 5 ячеек, соответственно, полностью заполненными нагнетаемой и вытесняемой жидкостями (рис. 1). Нагнетаемая жидкость подается на входную границу области при известной и постоянной скорости $u_x = u_0$. На выходной границе устанавливается постоянное давление. Отбор обеих жидкостей проводится через выходную границу. Касательная ко входной и выходной границам компонента скорости u_y равна нулю. Внешние границы считаются непроницаемыми

Вычислительные эксперименты проводятся при контактных углах смачивания θ , варьирующихся в пределах

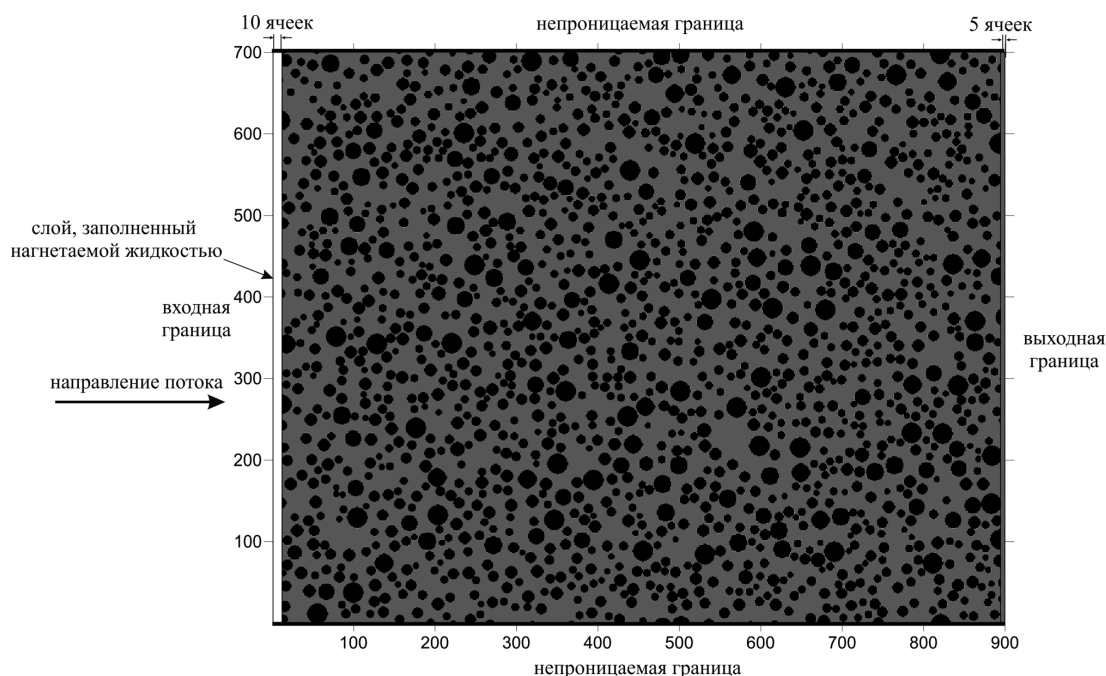


Рис. 1. Цифровая модель порового пространства: черное – скелет, серое – поры

от 30° до 150° . Увеличение угла смачивания обозначает переход между дренированием и пропиткой. Соотношение вязкостей между нагнетаемой и вытесняемой жидкостями составляет $1/10$, что, к примеру, соответствует вытеснению легкой нефти водой. Динамические условия течения создаются различными соотношениями между скоростью течения u_0 и межфазным натяжением σ . Значения $\log_{10} Ca$ варьируются в пределах от -5.5 до -2.7 , что соответствует режимам течения как с преобладанием капиллярных, так и вязких сил.

3. Результаты исследования

3.1. Влияние числа капиллярности и угла смачивания на перепад давления

Благодаря результатам многочисленных исследований (Bakhshian et al., 2019; Lenormand et al., 1988; Tsuji et al., 2016; Zakirov et al., 2018) хорошо известно, что динамика совместного течения двух жидкостей в пористой среде контролируется балансом сил вязкого трения и капиллярного сопротивления. На рис. 2 показано влияние числа Ca на перепады давления ΔP между входным и выходным сечениями цифрового керна, измеренные при различных краевых углах смачивания. Черные кривые на рис. 2 измерены при отсутствии капиллярных сил, т.е. при $\sigma = 0$ мН/м, и характеризуют действие сил вязкого трения ΔP_{visc} . Величина сил капиллярного давления оценена по формуле: $\Delta P_{\text{cap}} = \Delta P - \Delta P_{\text{visc}}$.

Согласно построенным на рис. 2 кривым выявлено, что увеличение числа капиллярности способствует росту сил вязкого трения и уменьшению соотношения между ΔP_{visc} и ΔP_{cap} . Данная тенденция является ожидаемой и обусловлена классическим определением числа капиллярности: $Ca = \Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$. Яркие выраженные флуктуации, наблюдаемые при дренировании ($\theta < 90^\circ$), обусловлены «скачками Хайнса» при миграции межфазной границы из узкого горла поры в ее широкое тело (Zakirov, Khranchenkov, 2020d).

Основываясь на измеренной динамике перепада давления, проведена оценка соотношения $\Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$ для каждого числа Ca . ΔP_{visc} и ΔP_{cap} усреднены во времени ввиду их нестационарности; оценка ΔP_{cap} проведена для $\theta = 30^\circ$. При $\log_{10} Ca = -5.5$ и -5 $\Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$ ($\theta = 30^\circ$) $\approx 1/20 \div 1/8$, что указывает на ярко выраженное преобладание капиллярного давления для данных режимов. Таким

образом, течения при $\log_{10} Ca \leq 5$ можно считать квази-стационарными. При увеличении числа капиллярности ($\log_{10} Ca = -4.75$ и -4.6) капиллярные силы продолжают доминировать, однако влияние вязких сил трения возрастает: $\Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$ ($\theta = 30^\circ$) $\approx 1/5 \div 1/2$. Дальнейший рост числа капиллярности способствует преобладанию сил вязкого трения над силами капиллярного сопротивления.

Как показано на рис. 2, с увеличением краевого угла смачивания, т.е. при переходе течения от дренирования к пропитке, наблюдается значительное снижение перепада давления ΔP . Причем чем меньше число капиллярности (т.е. чем больше влияние капиллярных сил), тем выше чувствительность перепада давления к варьированию угла смачивания.

На рис. 3 показаны распределения жидкостей при $\log_{10} Ca = -5.5$ и $\theta = 60^\circ, 90^\circ, 130^\circ$. Согласно полученным изображениям можно отметить, что межфазные мениски образуют выпуклые поверхности. Такие мениски создают капиллярное сопротивление, которое вносит положительный вклад в общий перепад давления ΔP . На увеличенных изображениях отчетливо видно, что кривизна менисков уменьшается с увеличением угла смачивания, а, следовательно, возрастает радиус межфазной поверхности. Согласно формуле Лапласа ($\Delta P_{\text{Lap}} = \sigma \cdot \cos(\theta) / R$, где R – радиус кривизны), увеличение радиуса мениска способствует уменьшению капиллярного сопротивления, что и отражается на поведении кривых на рис. 2.

3.2. Карта режимов течений

Согласно теоретическим и экспериментальным исследованиям, результаты которых описаны в работах (Hu et al., 2018; Lan et al., 2020), специфика двухфазного вытеснения в пористых средах при динамических режимах и различных условиях смачивания определяется тремя механизмами – касания и перекрытия, взрывы и вязкое трение. На рис. 4 показана карта распределения жидкостей на момент прорыва нагнетаемой жидкости через выходное сечение в координатах «число капиллярности – угол смачивания». При анализе построенной карты идентифицировано четыре переходных режима кроссовера между VF, CD и CF. Баланс между вязкими и капиллярными силами ($\Delta P_{\text{visc}} / \Delta P_{\text{cap}}$), оцененный в предыдущем разделе для каждого числа капиллярности, отражен на рис. 4 в виде указания доминирующей силы (квази-стационарный режим, доминирование капиллярных сил и т.д.).

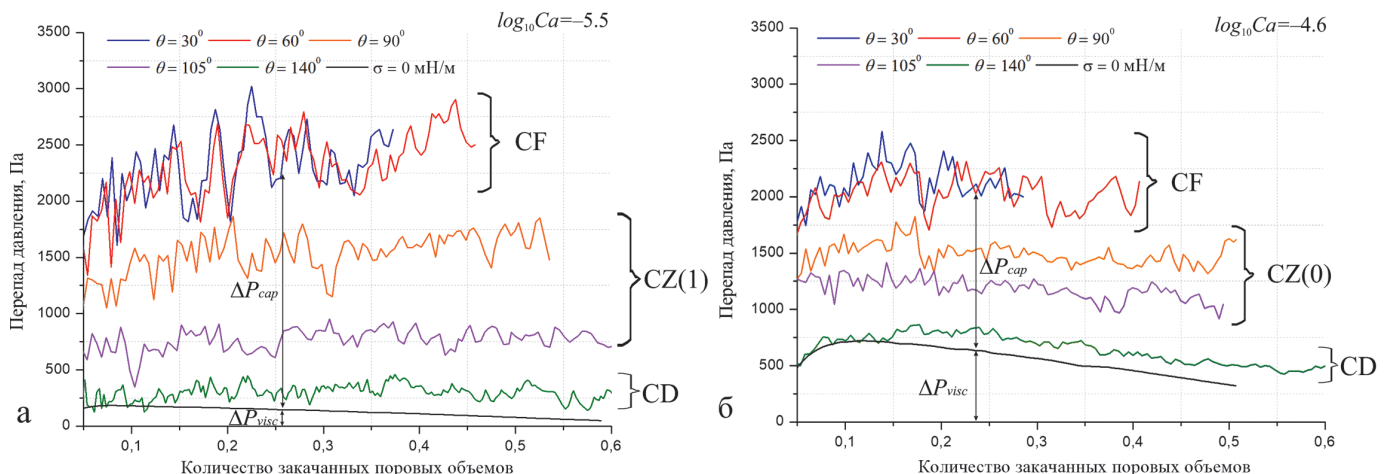


Рис. 2. Влияние краевого угла смачивания на динамику перепада давления: а – $\log_{10} Ca = -5.5$; б – $\log_{10} Ca = -4.6$

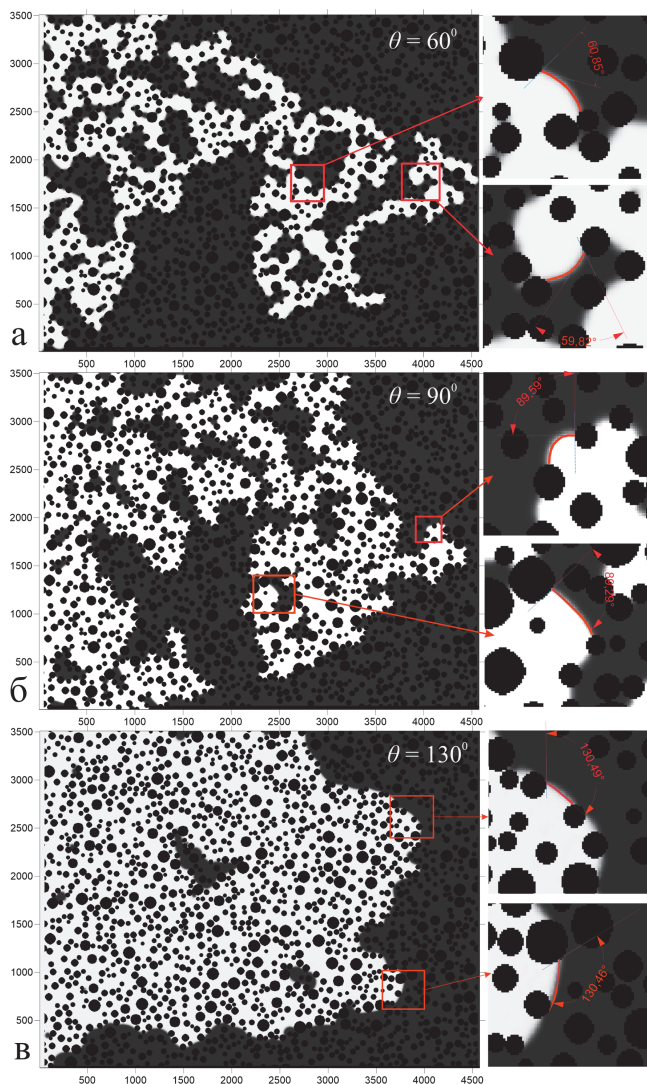


Рис. 3. Распределения жидкостей при различных краевых углах смачивания: а – $\theta = 60^\circ$; б – $\theta = 90^\circ$; в – $\theta = 130^\circ$. Красная линия на увеличенных изображениях указывает на границу раздела «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость».

1. В квази-стационарном режиме ($\log_{10} Ca \leq -5$), т.е. при пренебрежении силами вязкого трения, справедливо выполнение следующего условия: $\Delta P_{\text{visc}} \ll \Delta P_{\text{cap}}$ (см. предыдущий раздел). В зависимости от угла смачивания механика вытеснения соответствует режимам CF или CD (рис. 4). Переходный режим течения между CF и CD возникает при отсутствии доминирования стабилизирующих фронт касаний и перекрытий и дестабилизирующих фронт взрывов. Данный режим кроссовера обозначен на рис. 4 как CZ(1).

2. При течении дренирования, в случае, когда $\theta < 70^\circ$, события касаний и перекрытий практически отсутствуют (Cieplak, Robbins, 1988; 1990; Jung et al., 2016). В данных условиях режим течения определяется балансом между дестабилизирующими фронт силами вязкого трения и капиллярным давлением, возникающим при событиях взрыва. При доминировании одного из данных механизмов наблюдаются режимы VF или CF. Кроссовер между капиллярными и вязкими пальцами обозначен на рис. 4 как CZ(2).

3. При течении пропитки, когда $\theta > 120^\circ$, количество явлений взрыва значительно снижается (Cieplak, Robbins,

1988; 1990; Jung et al., 2016). В зависимости от соотношения между силами вязкого трения и капиллярного сопротивления механика вытеснения соответствует режимам с формированием вязких пальцев (VF) или со стабильным фронтом (CD). Переходный режим течения между VF и CD обозначен на рис. 4 как CZ(3).

4. В диапазоне $-4.75 < \log_{10} Ca < -3.7$, силы капиллярного сопротивления и вязкого трения являются величинами одного порядка. При краевых углах $70^\circ < \theta < 120^\circ$ частоты событий касаний и перекрытий, а также явлений взрыва, являются также сопоставимыми величинами (Cieplak, Robbins, 1988, 1990; Jung et al., 2016). В данных условиях в образце формируется наиболее сложная переходная зона, обозначенная на рис. 4 как CZ(0), в которой все дестабилизирующие и стабилизирующие межфазный фронт механизмы являются величинами одного порядка и конкурируют друг с другом.

Распределения жидкостей в образце, представленные на карте режимов течения (рис. 4), могут быть численно описаны при помощи следующего набора параметров – удельная длина границы раздела «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость» L_{FF} , фрактальная размерность D_f и эффективность вытеснения S_{nw} . Параметр L_{FF} («FF» – «Fluid – Fluid») измеряется как отношение длины межфазной границы «жидкость – жидкость» к количеству ячеек, заполненных нагнетаемым флюидом (Lan et al., 2020). Фрактальная размерность D_f измеряется на основе метода «box-counting» (Primkulov et al., 2018). Эффективность вытеснения вычисляется как отношение количества ячеек, заполненных нагнетаемой жидкостью, к общему количеству ячеек, относящихся к поровому пространству.

На рис. 5 показано влияние угла смачивания на L_{FF} для течений с различными числами Ca . Наиболее выраженное влияние эффектов смачивания на L_{FF} наблюдается в режимах доминирования капиллярных сил при ($\log_{10} Ca \leq -4.6$). Увеличение вязких сил трения способствует уменьшению чувствительности L_{FF} к изменению угла смачивания, что также отмечено на рис. 4 и согласуется с экспериментальными исследованиями (Holtzman, Serge, 2015; Zhao et al., 2016). Как показано на рис. 5, увеличение капиллярных сил, выраженное в уменьшении числа Ca , приводит к падению длины межфазного контакта, что обусловлено минимизацией свободной поверхности, напрямую связанной с капиллярным давлением (Porter et al., 2009).

Режим капиллярных пальцев (CF) обнаружен при $\theta \leq 70^\circ$ и $\log_{10} Ca \leq -4.6$ (рис. 4). При данном типе вытеснения параметр L_{FF} практически не зависит от θ и Ca (рис. 5). Заметное уменьшение L_{FF} обнаружено при $\theta > 70^\circ$, что свидетельствует о переходе между CF и CZ. Стоит отметить, что критический угол, определяющий конец зоны CF, одинаков для всех $\log_{10} Ca \leq -4.6$ (рис. 4). Данное наблюдение противоречит результатам работы (Lan et al., 2020), но согласуется с (Holtzman, Segre, 2015). В отличие от настоящего исследования, в (Lan et al., 2020; Holtzman, Segre, 2015) исследования проведены на упорядоченных моделях с высокой степенью однородности порового пространства. В работе (Lan et al., 2020) критический угол смачивания между зонами CF и CZ зависит от Ca и превышает 90° , при доминировании событий касаний и перекрытий. В (Holtzman, Segre, 2015) критический угол $\theta \approx 70^\circ$ и не зависит от Ca .

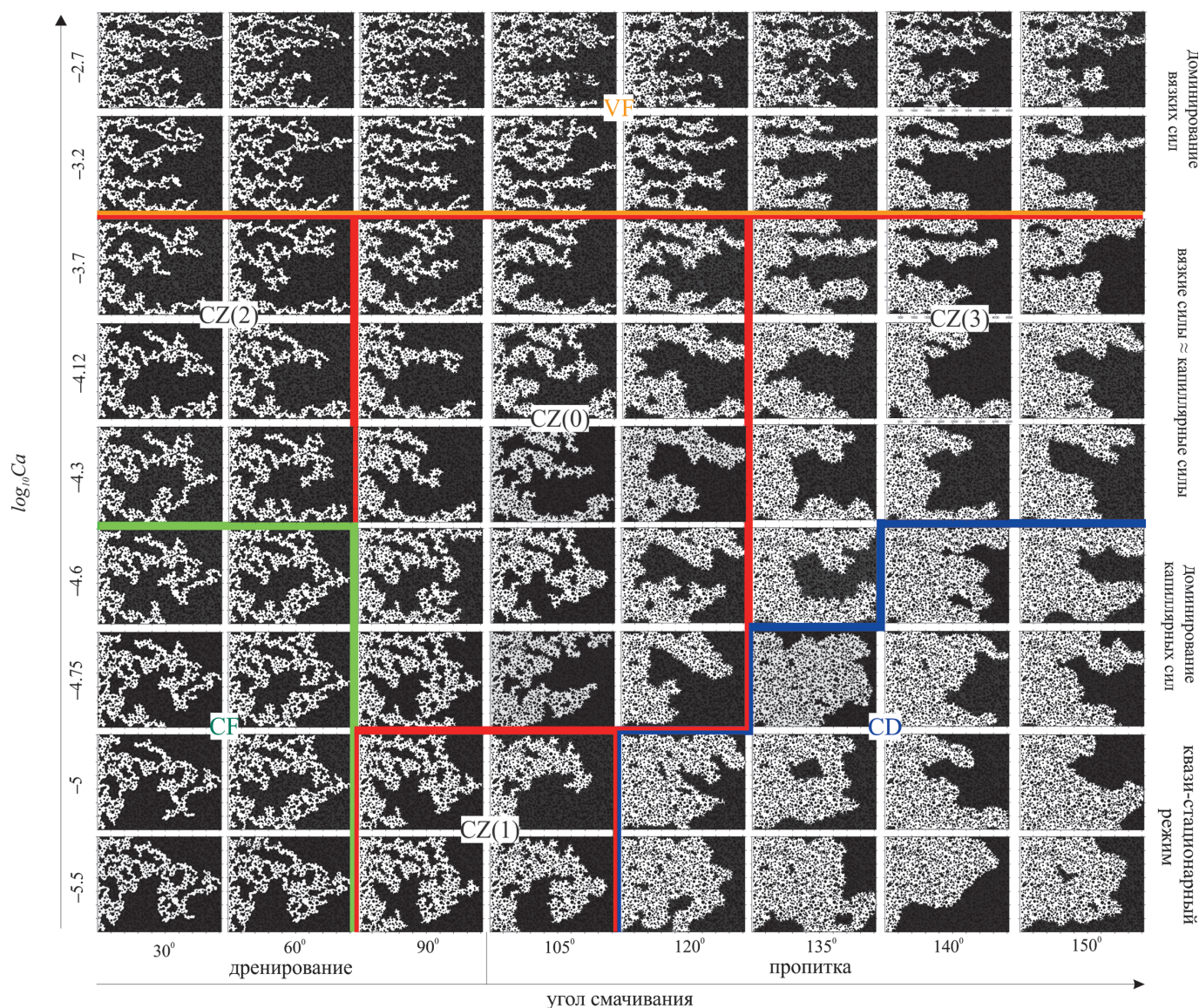


Рис. 4. Карта режимов течений в координатах « $Ca - \theta$ »: белое – нагнетаемая жидкость; серое – вытесняемая жидкость; черное – скелет

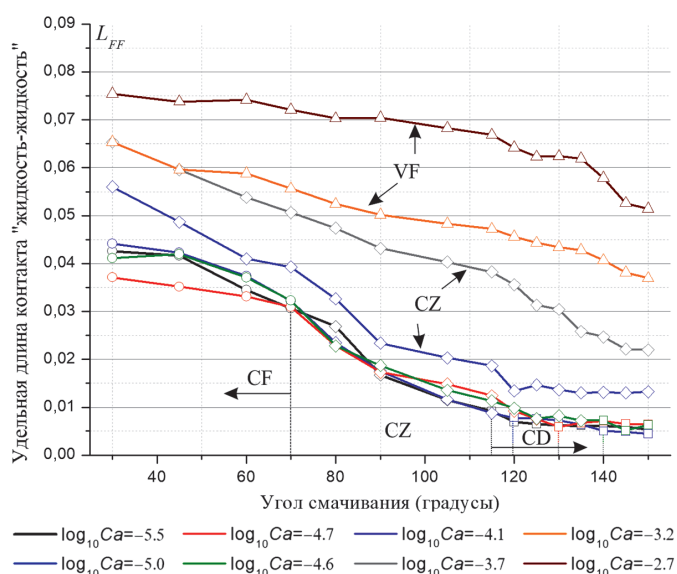


Рис. 5. Влияние угла смачивания на удельную длину межфазной границы «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость» L_{FF} , измеренную при различных числах капиллярности. Геометрические символы характеризуют тип течения: круг – CF, квадрат – CD, треугольник – VF, ромб – CZ.

Режим стабильного вытеснения (CD) обнаружен при $\theta \approx [115^\circ \div 150^\circ]$ и $\log_{10} Ca \leq -4.6$ (рис. 4) и подтверждается минимальной удельной длиной межфазного контакта (рис. 5). Сверхнизкие значения L_{FF} свидетельствуют о высокой стабильности межфазного фронта и отсутствии неустойчивостей, наблюдаемых при режимах CF и VF.

В режиме формирования вязких пальцев (VF) при $\log_{10} Ca \leq -3.2$ наблюдаются наибольшие значения L_{FF} (рис. 5), обусловленные формированием большого количества неустойчивостей межфазного фронта, отличающихся малой толщиной (рис. 4). Параметр L_{FF} имеет низкую чувствительность к изменению θ , что характеризует подавляющее действие вязких сил трения на эффекты смачивания.

На рис. 6 показаны карты фрактальной размерности D_f и эффективности вытеснения S_{mv} в координатах « $Ca - \theta$ ». Согласно рис. 6а, для режима CD характерны значения $D_f < -1.86$, тогда как для упорядоченных моделей, рассматриваемых в работах (Lan et al., 2020; Trojer et al., 2015; Zhao et al., 2016), критическое значение D_f , определяющее начало зоны стабильного вытеснения, составляет -1.89 . Также стоит отметить, что эффективность вытеснения в

зоне CD для неоднородной модели, рассматриваемой в данной работе, равна 0.63 ± 0.03 . Данная величина значительно ниже эффективности вытеснения в однородных моделях ($S_{nw} > 0.73$) (Lan et al., 2020; Trojer et al., 2015; Zhao et al., 2016).

Для зоны VF – $D_f = [-1.63 \div -1.70]$ и $S_{nw} = [0.35 \div 0.41]$. Для зоны CF – $D_f = [-1.70 \div -1.77]$, $S_{nw} = [0.42 \div 0.50]$. Данные показатели, в целом, согласуются с (Lan et al., 2020; Trojer et al., 2015).

Четыре переходных зоны кроссовера также показаны на рис. 6. Различия между данными переходными режимами отчетливо видны на карте фрактальной размерности, что подтверждает корректность идентификации четырех зон: для CZ(1) – $D_f \approx [-1.76 \div -1.83]$; для CZ(2) – $D_f \approx [-1.64 \div -1.69]$; для CZ(3) – $D_f \approx [-1.75 \div -1.85]$; для CZ(0) – $D_f \approx [-1.63 \div -1.85]$.

Как показано на рис. 4, критический угол, определяющий начало режима CD, увеличивается с ростом числа Ca . Данный эффект также обнаружен в (Lan et al., 2020) при исследовании упорядоченных пористых сред, однако в (Holtzman, Segre, 2015) зависимость критического угла смачивания от Ca не отмечена. Увеличение критического угла смачивания для зоны CD отчетливо видно на карте фрактальной размерности (рис. 6а). Согласно (Primkulov et al., 2019), движущей силой режима стабильного вытеснения при пропитке является перепад давления, создаваемый вогнутым мениском. Причем чем больше угол смачивания, тем величина данного перепада давления также будет больше. С другой стороны, с ростом числа капиллярности вязкие силы трения ΔP_{visc} также возрастают. Таким образом, для преодоления увеличивающихся с ростом Ca действия вязких сил трения, дестабилизирующих межфазный фронт, требуется увеличение движущей силы вогнутого мениска, что и происходит при росте θ . Однако, несмотря на сформулированное объяснение, механизмы данного эффекта требуют более детального исследования и пояснения.

Основные результаты работы основаны на вычислительных экспериментах, которые были проведены на двухмерных искусственно сгенерированных цифровых моделях пористых сред. Основные различия между

трехмерными реальными пористыми структурами и двухмерными искусственными моделями определяются двумя факторами. Трехмерные модели имеют меньшую пористость ($0.15 \div 0.35$) по сравнению с двухмерными средами (0.5 и выше) и, соответственно, более низкие значения абсолютной проницаемости (Bakhshian et al., 2019; Tsuji et al., 2016). Кроме того, природные пористые среды отличаются более высокой неоднородностью порового пространства (Tao et al., 2019). Основываясь на результатах работы (Zakirov, Khrumchenkov, 2020a), снижение абсолютной проницаемости способствует сдвигу границ режимов течений (VF, CF и CD) в сторону более низких чисел Ca . В результате, режим течения с преобладанием капиллярных сил, который положительно влияет на эффективность вытеснения, ожидается для более низких чисел Ca .

Рост неоднородности отрицательно влияет на эффективность вытеснения (Hu et al., 2019). Таким образом, тенденции, обнаруженные на рис. 6, будут справедливыми и для трехмерных природных образцов пористых сред, однако для конкретной пары « $\theta - Ca$ » значения эффективности вытеснения и фрактальной размерности ожидаются ниже и выше, соответственно, чем при сравнении с двухмерными моделями.

3.3. Карта межфазных контактов

«жидкость – скелет»

В данном разделе приводятся результаты исследования влияния числа Ca и краевого угла смачивания на динамику развития межфазной границы «нагнетаемая жидкость – скелет» (обозначено как L_{FS} , «FS» – «Fluid – Solid»). Важность изучения данной характеристики совместного течения обусловлена различными технологическими процессами при разработке нефтяных и газовых месторождений, такими как соляно-кислотная обработка приквасинных зон, закачка поверхностно-активных веществ, различные геохимические реакции. В настоящей работе параметр L_{FS} измеряется как отношение длины межфазной границы «нагнетаемая жидкость – скелет» к количеству ячеек, заполненных нагнетаемым флюидом. На рис. 7 показана карта межфазных контактов «жидкость – скелет» в координатах « $\theta - \log_{10} Ca$ ».

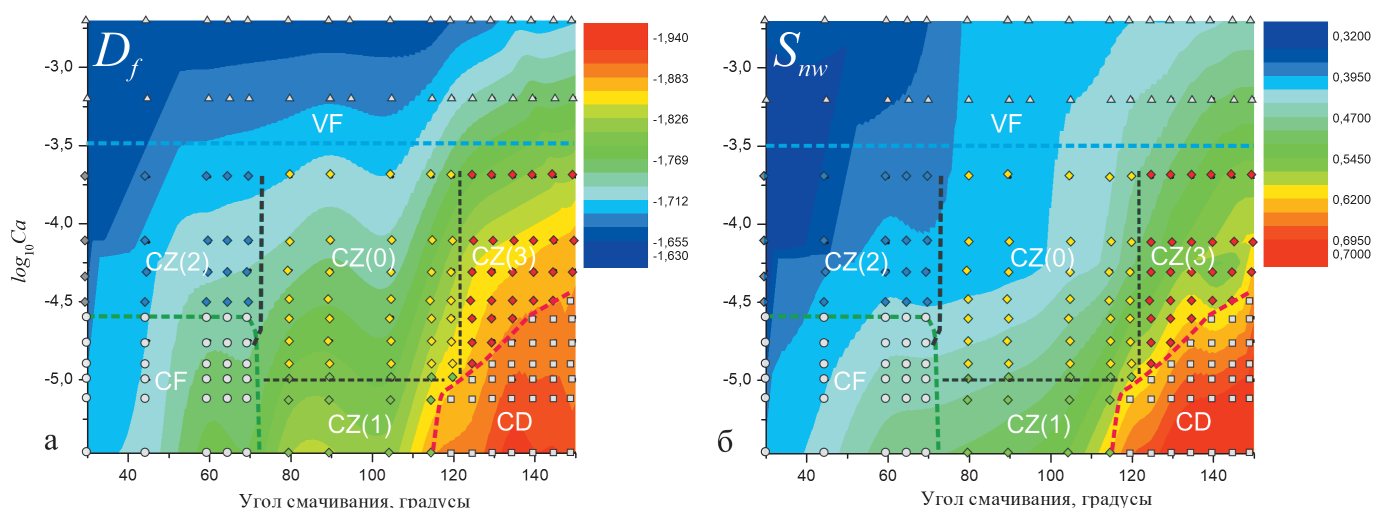


Рис. 6. Карты фрактальной размерности (а) и эффективности вытеснения (б) в координатах « $\theta - \log_{10} Ca$ ». Пунктирные линии обозначают границы режимов течений. Геометрические символы характеризуют тип течения: круг – CF, квадрат – CD, треугольник – VF, ромб – CZ.

Согласно полученным на рис. 7 данным, рост краевого угла смачивания, т.е. переход течения от дренирования к пропитке, способствует увеличению эффективности взаимодействия нагнетаемой жидкости со скелетом цифрового ядра. Наибольшие значения L_{FS} обнаружены в режиме стабильного вытеснения (CD), а наименьшие – в режиме формирования вязких пальцев (VF). Причем различие между максимальным и минимальным значениями L_{FS} весьма существенно и достигает до двух раз.

На рис. 8 показаны распределения жидкостей в режиме стабильного вытеснения (рис. 8а) и при течении с формированием вязких пальцев (рис. 8б). Ввиду наименьших

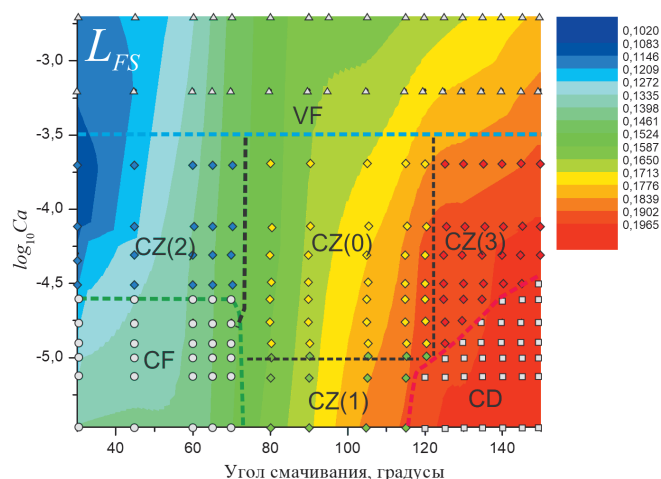


Рис. 7. Карта удельной длины межфазной границы «нагнетаемая жидкость – скелет» L_{FS} в координатах « $\theta - \log_{10} Ca$ ». Пунктирные линии обозначают границы режимов течений. Геометрические символы характеризуют тип течения: круг – CF, квадрат – CD, треугольник – VF, ромб – CZ.

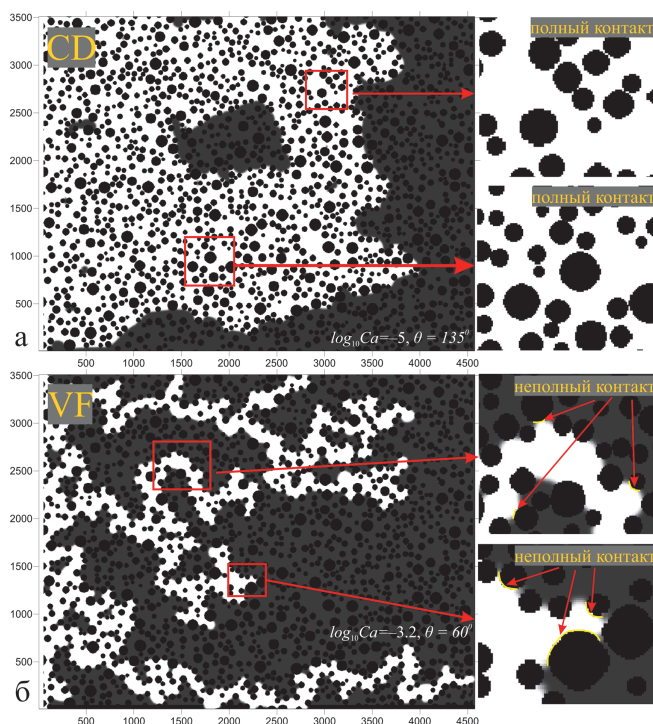


Рис. 8. Распределения жидкостей в режимах течений со стабильным фронтом (а) и с вязкими пальцами (б). На увеличенных изображениях показаны полные (для режима CD на рис. 8а) и неполные контакты (для режима VF на рис. 8б) нагнетаемой жидкости со скелетом цифрового ядра.

значений параметра L_{FF} (рис. 5), характеризующих стабильный фронт вытеснения, режим CD сопровождается полными контактами нагнетаемого флюида с зернами, дающими, очевидно, большой вклад в параметр L_{FS} . В режиме течения VF, для которого свойственно формирование пальцев преимущественно малой толщины, нагнетаемая жидкость контактирует лишь с частью поверхности скелета цифрового ядра, что обуславливает низкие значения параметра L_{FS} и высокие значения L_{FF} (рис. 5). Увеличение L_{FS} при переходе от VF к CF (или от VF к CZ(0) и CZ(1)) обусловлено возрастанием доли полных контактов при усилении влияния капиллярных сил.

Стоит отметить, что уменьшение числа капиллярности (при фиксированном θ), способствующее переходу от VF к CF или от VF к CD, приводит к незначительному увеличению параметра L_{FS} . Данная закономерность согласуется с результатами работы (Zakirov, Khranchenkov, 2021), исследующей характеристики вытеснения при $\theta = 30^\circ$, и обусловлена увеличением количества полных контактов нагнетаемой жидкости со скелетом при переходе от VF к CF и от VF к CD.

Выводы

В настоящей работе представлено численное исследование влияния эффектов смачивания на характеристики двухфазного течения при различных соотношениях между капиллярными и вязкими силами. Построены карты режимов течений в координатах «число капиллярности – угол смачивания». Идентифицированы четыре переходных режима кроссовера. Распределения жидкостей, представленным в виде графических иллюстраций, поставлены в соответствие следующие численные параметры: удельная длина межфазной границы «нагнетаемая жидкость – вытесняемая жидкость», фрактальная размерность и эффективность вытеснения. Получены следующие результаты:

- 1) Увеличение числа капиллярности способствует уменьшению чувствительности характеристик потока к изменению угла смачивания;
- 2) Критический угол смачивания, определяющий переход между течением с капиллярными пальцами и кроссовером, равен 70° и не зависит от числа капиллярности;
- 3) С ростом числа капиллярности, критический угол смачивания, определяющий начало режима стабильного вытеснения, также увеличивается;
- 4) С увеличением действия капиллярных сил, отражающегося в уменьшении числа капиллярности, удельная длина межфазной границы «жидкость – жидкость» значительно снижается; увеличение угла смачивания также способствует уменьшению удельной длины данного типа межфазного контакта.

Показано, что эффективность взаимодействия нагнетаемой жидкости со скелетом пористой среды увеличивается с ростом угла смачивания. Максимальные значения удельной длины границы раздела «жидкость – скелет» обнаружены в режиме стабильного вытеснения, а минимальные – в режиме вязких пальцев. Данный эффект объясняется увеличением количества полных контактов нагнетаемой жидкости со скелетом при переходе от течения с вязкими пальцами к другим режимам.

Финансирование

Работа выполнена частично при поддержке гранта РФФИ №20-35-80003, а также за счет средств субсидии, выделенной Казанскому университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности (проект № 075-00216-20-05 от 04.06.2020 (часть II, раздел I)).

Благодарности

Авторы работы выражают благодарность и признательность рецензентам и редактору за тщательное изучение данной работы и ценные комментарии, благодаря которым она была улучшена.

Литература

- Герке К.М., Корост Д.В., Карсанина М.В., Корост С.Р., Васильев Р.В., Лаврухин Е.В., Гафурова Д.Р. (2021). Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей ядра и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства. *Георесурсы*, 23(2), с. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>
- Bakhshian S., Hosseini S.A., Shokri N. (2019). Pore-scale characteristics of multiphase flow in heterogeneous porous media using the lattice Boltzmann method. *Scientific Reports*, 9(1), 3377. DOI: 10.1038/s41598-019-39741-x
- Hu R., Lan T., Wei G.J., Chen Y.F. (2019). Phase diagram of quasi static immiscible displacement in disordered porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, pp. 448–475. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.504>
- Cieplak M., Robbins M.O. (1988). Dynamical transition in quasi static fluid invasion in porous media. *Physical Review Letters*, 60(20), pp. 2042–2045. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.60.2042>
- Cieplak M., Robbins M.O. (1990). Influence of contact angle on quasi static fluid invasion of porous media. *Physical Review B*, 41(16), pp. 11508–11521. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.41.11508>
- Cottin C., Bodiguel H., Colin A. (2018). Drainage in two-dimensional porous media: From capillary fingering to viscous flow. *Phys. Rev. E*, 82, 046315. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.82.046315>
- Geistlinger H., Zulfikar B. (2020). The impact of wettability and surface roughness on fluid displacement and capillary trapping in 2 D and 3 D porous media: 1. Wettability controlled phase transition of trapping efficiency in glass beads packs. *Water Resources Research*, 56, e2019WR026826. <https://doi.org/10.1029/2019WR026826>
- Jafari I., Masihi M., Zarandi M.N. (2017). Numerical simulation of counter-current spontaneous imbibitions in water-wet fractured porous media: Influences of water injection velocity, fracture aperture, and grains geometry. *Physics of Fluids*, 29, 113305. <https://doi.org/10.1063/1.4999999>
- Jung M., Brinkmann M., Seemann R., Hiller T., de la Loma M.S., Herminghaus S. (2016). Wettability controls slow immiscible displacement through local interfacial instabilities. *Physical Review Fluids*, 1, 074202. <https://doi.org/10.1103/PhysRevFluids.1.074202>
- Holtzman R., Segre E. (2015). Wettability stabilizes fluid invasion into porous media via nonlocal, cooperative pore filling. *Physical Review Letters*, 115(6), 164501. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.115.164501>
- Hu R., Wan J., Yang Z., Chen Y.-F., Tokunaga T. (2018). Wettability and flow rate impacts on immiscible displacement: A theoretical model. *Geophysical Research Letters*, 45, pp. 3077–3086. <https://doi.org/10.1002/2017GL076600>
- Hu R., Lan T., Wei G.J., Chen Y.F. (2019). Phase diagram of quasi static immiscible displacement in disordered porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, pp. 448–475. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.504>
- Huang H., Huang J.-J., Lu X.-Y. (2014). Study of immiscible displacements in porous media using a color-gradient-based multiphase lattice Boltzmann method. *Computers & Fluids*, 93, pp. 164–172. <https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2014.01.025>
- Lan T., Hu R., Yang Z., Wu D.S., Chen Y.F. (2020). Transitions of fluid invasion patterns in porous media. *Geophysical Research Letters*, 47, e2020GL089682. <https://doi.org/10.1029/2020GL089682>
- Laubie H., Monfared S., Radjaï F., Pellenq R., Ulm F.-J. (2017). Disorder-induced stiffness degradation of highly disordered porous materials. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 106, pp. 207–228. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jmps.2017.05.008>
- Leclaire S., Reggio M., Trépanier J.-Y. (2012). Numerical evaluation of two recoloring operators for an immiscible two-phase flow lattice Boltzmann model. *Applied Mathematical Modelling*, 36, pp. 2237–2252. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2011.08.027>
- Leclaire S., Parmigiani A., Malaspinas O., Chopard B., Latt J. (2017). Generalized three-dimensional lattice Boltzmann color-gradient method for immiscible two-phase pore-scale imbibition and drainage in porous media. *Physical Review E*, 95, 033306. DOI: 10.1103/PhysRevE.95.033306
- Lenormand R., Touboul E., Zarcone C. (1988). Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 189, pp. 165–187.
- Li J., McDougall S.R., Sorbie K.S. (2017). Dynamic pore-scale network model (PNM) of water imbibition in porous media. *Advances in Water Resources*, 107, pp. 191–211. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.06.017>
- Liu H., Valocchi A.J., Kang Q., Werth C. (2013). Pore-Scale Simulations of Gas Displacing Liquid in a Homogeneous Pore Network Using the Lattice Boltzmann Method. *Transport in Porous Media*, 99, pp. 555–580. <https://doi.org/10.1007/s11242-013-0200-8>
- Liu H., Kang Q., Leonardi C.R., Schmieschek S., Narváez A., Jones B.D., Williams J.R., Valocchi A.J., Harting J. (2016). Multiphase lattice Boltzmann simulations for porous media applications. *Computational Geosciences*, 20(4), pp. 777–805. DOI: 10.1007/s10596-015-9542-3
- Pan C., Luo L.S., Miller C.T. (2006). An evaluation of lattice Boltzmann schemes for porous medium flow simulation. *Computers and Fluids*, 35, pp. 898–909. DOI: 10.1016/j.compfluid.2005.03.008
- Porter M.L., Schaap M.G., Wildenschild D. (2009). Lattice-Boltzmann simulations of the capillary pressure-saturation-interfacial area relationship for porous media. *Advances in Water Resources*, 32, pp. 1632–1640. DOI: 10.1016/j.advwatres.2009.08.009.
- Primkulov B.K., Talman S., Khaleghi K., Shokri A.R., Chalaturnyk R., Zhao B. Z. (2018). Quasi static fluid displacement in porous media: Invasion percolation through a wetting transition. *Physical Review Fluids*, 3, 104001. <https://doi.org/10.1103/PhysRevFluids.3.104001>
- Primkulov B.K., Pahlavan A.A., Fu X.J., Zhao B.Z., MacMinn C.W., Juanes R. (2019). Signatures of fluid fluid displacement in porous media: Wettability, patterns and pressures. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, R4. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.554>
- Stokes J.P., Weitz D.A., Gollub J.P., Dougherty A., Robbins M.O., Chaikin P.M., Lindsay H.M. (1986). Interfacial Stability of Immiscible Displacement in a Porous Medium. *Phys. Rev. Lett.* 57, 1718. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.57.1718>
- Succi S. (2001). The Lattice Boltzmann Equation for Fluid Dynamics and Beyond. *Oxford University Press*, UK.
- Tao, L., Min, L., Xueqi, J., Wenlian, X., Qingwu, C. (2019). Influence mechanism of pore-scale anisotropy and pore distribution heterogeneity on permeability of porous media. *Petrol. Explor. Develop.*, 46(3), pp. 594–604. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60039-X](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60039-X)
- Trojer M., Szulczewski M.L., Juanes R. (2015). Stabilizing fluid-fluid displacements in porous media through wettability alteration. *Physical Review Applied*, 3(5), 054008. <https://doi.org/10.1103/PhysRevApplied.3.054008>
- Tsuji T., Jiang F., Christensen K.T. (2016). Characterization of immiscible fluid displacement processes with various capillary numbers and viscosity ratios in 3D natural sandstone. *Advances in Water Resources*, 95, pp. 3–15. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2016.03.005>
- Zakirov T.R., Galeev A.A., Khranchenkov M.G. (2018). Pore-scale Investigation of Two-Phase Flows in Three-Dimensional Digital Models of Natural Sandstones. *Fluid Dynamics*, 53(5), pp. 76–91. <https://doi.org/10.1134/S0015462818050087>
- Zakirov T.R., Galeev A.A. (2019). Absolute permeability calculations in micro-computed tomography models of sandstones by Navier-Stokes and lattice Boltzmann equations. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, pp. 415–426. <https://doi.org/10.1016/j.jheatmasstransfer.2018.09.119>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020a). Characterization of two-phase displacement mechanisms in porous media by capillary and viscous forces estimation using the lattice Boltzmann simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106575. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106575
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020b). Simulation of Two-Phase Fluid Flow in the Digital Model of a Pore Space of Sandstone at Different Surface Tensions. *Journal of Engineering Physics and Thermodynamics*, 93 (3), pp. 733–742. <https://doi.org/10.1007/s10891-020-02173-w>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020c). Prediction of permeability and tortuosity in heterogeneous porous media using a disorder parameter.

Chemical Engineering Science, 227, 115893. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2020.115893>

Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020d). Pore-scale investigation of the displacement fluid mechanics during two-phase flows in natural porous media under the dominance of capillary forces. *Georesursy*, 22(1), pp. 4–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.4-12>

Zakirov T.R., Khranchenkov M.G., Galeev A.A. (2021). Lattice Boltzmann Simulations of the Interface Dynamics During Two-Phase Flow in Porous Media. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 42(1), pp. 236–255. DOI: 10.1134/S1995080221010297

Zhao B., Macminn C. W., Juanes R. (2016). Wettability control on multi-phase flow in patterned microfluidics. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 113(37), pp. 10251–10256. <https://doi.org/10.1073/pnas.1603387113>

Zou Q., He X. (1997). On pressure and velocity boundary conditions for the lattice Boltzmann BGK model. *Phys. Fluids*, 9, pp. 1591–1598. DOI: 10.1063/1.869307

Сведения об авторах

Тимур Рустамович Закиров – канд. физ.-мат. н., доцент кафедры математических методов в геологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) Федеральный университет
Россия, 420033, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5
e-mail: tirzakirov@kpfu.ru

Максим Георгиевич Храмченков – д. физ.-мат. н., профессор, заведующий кафедрой математических методов в геологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий
Казанский (Приволжский) Федеральный университет
Россия, 420033, Казань, ул. Кремлёвская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 24.06.2021;

Принята к публикации 12.10.2021; Опубликована 30.03.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Investigation of the wetting effects on two-phase fluid flows in a heterogeneous digital core under dynamic conditions

T.R. Zakirov*, M.G. Khranchenkov

Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Timur R. Zakirov, e-mail: tirzakirov@kpfu.ru

Abstract. The paper studies the wetting effects on the characteristics of two-phase fluid flows in porous media. The originality of paper is a study of displacement under dynamic conditions when the action of viscous forces is significant. As a research tool, the methods of mathematical modeling are used – the lattice Boltzmann equations in a combination with a color-gradient model that describes interfacial interactions. Numerical experiments are carried out in a digital model of a porous medium characterized by a high degree of the pore space heterogeneity. In this work, a map of flow regimes in the coordinates “capillarity number – contact angle” is performed. The identification of four crossover modes between flows with capillary, viscous fingers and with a stable displacement front is carried out. Special attention is paid to the study of the influence of wetting effects on the specific length of the “injected fluid – skeleton” interface.

Keywords: wetting angle; capillarity number; drainage; imbibitions; lattice Boltzmann equations

Acknowledgements

The work was partially supported by the RFBR grant No. 20-35-80003, as well as the subsidy allocated to Kazan University to fulfill the state task in the field of scientific activity (project No. 075-00216-20-05 dated 06/04/2020 (part II, section I)).

The authors are grateful to the reviewers and the editor for a thorough study of this work and valuable comments, thanks to which it was improved.

Recommended citation: Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2022). Investigation of the wetting effects on two-phase fluid flows in a heterogeneous digital core under dynamic conditions. *Georesursy = Georesources*, 24(1), pp. 16–26. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.2>

References

- Bakhshian S., Hosseini S.A., Shokri N. (2019). Pore-scale characteristics of multiphase flow in heterogeneous porous media using the lattice Boltzmann method. *Scientific Reports*, 9(1), 3377. DOI: 10.1038/s41598-019-39741-x
- Hu R., Lan T., Wei G.J., Chen Y.F. (2019). Phase diagram of quasi static immiscible displacement in disordered porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, pp. 448–475. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.504>
- Cieplak M., Robbins M.O. (1988). Dynamical transition in quasi static fluid invasion in porous media. *Physical Review Letters*, 60(20), pp. 2042–2045. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.60.2042>
- Cieplak M., Robbins M.O. (1990). Influence of contact angle on quasi static fluid invasion of porous media. *Physical Review B*, 41(16), pp. 11508–11521. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.41.11508>
- Cottin C., Bodiguel H., Colin A. (2018). Drainage in two-dimensional porous media: From capillary fingering to viscous flow. *Phys. Rev. E*, 82, 046315. <https://doi.org/10.1103/PhysRevE.82.046315>
- Geistlinger H., Zulfiqar B. (2020). The impact of wettability and surface roughness on fluid displacement and capillary trapping in 2 D and 3 D porous media: 1. Wettability controlled phase transition of trapping efficiency in glass beads packs. *Water Resources Research*, 56, e2019WR026826. <https://doi.org/10.1029/2019WR026826>
- Gerke K.M., Korost D.V., Karsanina M.V., Korost S.R., Vasiliev R.V., Lavrukhin E.V., Gafurova D.R. (2021). Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>
- Jafari I., Masihi M., Zarandi M.N. (2017). Numerical simulation of counter-current spontaneous imbibitions in water-wet fractured porous media: Influences of water injection velocity, fracture aperture, and grains geometry. *Physics of Fluids*, 29, 113305. <https://doi.org/10.1063/1.4999999>
- Jung M., Brinkmann M., Seemann R., Hiller T., de la Lama M.S., Herminghaus S. (2016). Wettability controls slow immiscible displacement through local interfacial instabilities. *Physical Review Fluids*, 1, 074202. <https://doi.org/10.1103/PhysRevFluids.1.074202>
- Holtzman R., Segre E. (2015). Wettability stabilizes fluid invasion into porous media via nonlocal, cooperative pore filling. *Physical Review Letters*, 115(6), 164501. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.115.164501>
- Hu R., Wan J., Yang Z., Chen Y.-F., Tokunaga T. (2018). Wettability and flow rate impacts on immiscible displacement: A theoretical model. *Geophysical Research Letters*, 45, pp. 3077–3086. <https://doi.org/10.1002/2017GL076600>
- Hu R., Lan T., Wei G.J., Chen Y.F. (2019). Phase diagram of quasi static immiscible displacement in disordered porous media. *Journal of Fluid*

- Mechanics*, 875, pp. 448–475. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.504>
- Huang H., Huang J.-J., Lu X.-Y. (2014). Study of immiscible displacements in porous media using a color-gradient-based multiphase lattice Boltzmann method. *Computers & Fluids*, 93, pp. 164–172. <https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2014.01.025>
- Lan T., Hu R., Yang Z., Wu D.S., Chen Y.F. (2020). Transitions of fluid invasion patterns in porous media. *Geophysical Research Letters*, 47, e2020GL089682. <https://doi.org/10.1029/2020GL089682>
- Laubie H., Monfared S., Radjai F., Pellenq R., Ulm F.-J. (2017). Disorder-induced stiffness degradation of highly disordered porous materials. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 106, pp. 207–228. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jmps.2017.05.008>
- Leclaire S., Reggio M., Trépanier J.-Y. (2012). Numerical evaluation of two recoloring operators for an immiscible two-phase flow lattice Boltzmann model. *Applied Mathematical Modelling*, 36, pp. 2237–2252. <https://doi.org/10.1016/j.apm.2011.08.027>
- Leclaire S., Parmigiani A., Malaspinas O., Chopard B., Latt J. (2017). Generalized three-dimensional lattice Boltzmann color-gradient method for immiscible two-phase pore-scale imbibition and drainage in porous media. *Physical Review E*, 95, 033306. DOI: 10.1103/PhysRevE.95.033306
- Lenormand R., Touboul E., Zarcone C. (1988). Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media. *Journal of Fluid Mechanics*, 189, pp. 165–187.
- Li J., McDougall S.R., Sorbie K.S. (2017). Dynamic pore-scale network model (PNM) of water imbibition in porous media. *Advances in Water Resources*, 107, pp. 191–211. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.06.017>
- Liu H., Valocchi A.J., Kang Q., Werth C. (2013). Pore-Scale Simulations of Gas Displacing Liquid in a Homogeneous Pore Network Using the Lattice Boltzmann Method. *Transport in Porous Media*, 99, pp. 555–580. <https://doi.org/10.1007/s11242-013-0200-8>
- Liu H., Kang Q., Leonardi C.R., Schmieschek S., Narváez A., Jones B.D., Williams J.R., Valocchi A.J., Harting J. (2016). Multiphase lattice Boltzmann simulations for porous media applications. *Computational Geosciences*, 20(4), pp. 777–805. DOI: 10.1007/s10596-015-9542-3
- Pan C., Luo L.S., Miller C.T. (2006). An evaluation of lattice Boltzmann schemes for porous medium flow simulation. *Computers and Fluids*, 35, pp. 898–909. DOI: 10.1016/j.compfluid.2005.03.008
- Porter M.L., Schaap M.G., Wildenschild D. (2009). Lattice-Boltzmann simulations of the capillary pressure-saturation-interfacial area relationship for porous media. *Advances in Water Resources*, 32, pp. 1632–1640. DOI: 10.1016/j.advwatres.2009.08.009
- Primkulov B.K., Talman S., Khaleghi K., Shokri A.R., Chalaturnyk R., Zhao B. Z. (2018). Quasi static fluid fluid displacement in porous media: Invasion percolation through a wetting transition. *Physical Review Fluids*, 3, 104001. <https://doi.org/10.1103/PhysRevFluids.3.104001>
- Primkulov B.K., Pahlavan A.A., Fu X.J., Zhao B.Z., MacMinn C.W., Juanes R. (2019). Signatures of fluid fluid displacement in porous media: Wettability, patterns and pressures. *Journal of Fluid Mechanics*, 875, R4. <https://doi.org/10.1017/jfm.2019.554>
- Stokes J.P., Weitz D.A., Gollub J.P., Dougherty A., Robbins M.O., Chaikin P.M., Lindsay H.M. (1986). Interfacial Stability of Immiscible Displacement in a Porous Medium. *Phys. Rev. Lett.* 57, 1718. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.57.1718>
- Succi S. (2001). The Lattice Boltzmann Equation for Fluid Dynamics and Beyond. *Oxford University Press*, UK.
- Tao, L., Min, L., Xueqi, J., Wenlian, X., Qingwu, C. (2019). Influence mechanism of pore-scale anisotropy and pore distribution heterogeneity on permeability of porous media. *Petrol. Explor. Develop.*, 46(3), pp. 594–604. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60039-X](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60039-X)
- Trojer M., Szulczewski M.L., Juanes R. (2015). Stabilizing fluid-fluid displacements in porous media through wettability alteration. *Physical Review Applied*, 3(5), 054008. <https://doi.org/10.1103/PhysRevApplied.3.054008>
- Tsuji T., Jiang F., Christensen K.T. (2016). Characterization of immiscible fluid displacement processes with various capillary numbers and viscosity ratios in 3D natural sandstone. *Advances in Water Resources*, 95, pp. 3–15. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2016.03.005>
- Zakirov T.R., Galeev A.A., Khranchenkov M.G. (2018). Pore-scale Investigation of Two-Phase Flows in Three-Dimensional Digital Models of Natural Sandstones. *Fluid Dynamics*, 53(5), pp. 76–91. <https://doi.org/10.1134/S0015462818050087>
- Zakirov T.R., Galeev A.A. (2019). Absolute permeability calculations in micro-computed tomography models of sandstones by Navier-Stokes and lattice Boltzmann equations. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, pp. 415–426. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.09.119>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020a). Characterization of two-phase displacement mechanisms in porous media by capillary and viscous forces estimation using the lattice Boltzmann simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106575. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106575
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020b). Simulation of Two-Phase Fluid Flow in the Digital Model of a Pore Space of Sandstone at Different Surface Tensions. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 93 (3), pp. 733–742. <https://doi.org/10.1007/s10891-020-02173-w>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020c). Prediction of permeability and tortuosity in heterogeneous porous media using a disorder parameter. *Chemical Engineering Science*, 227, 115893. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2020.115893>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G. (2020d). Pore-scale investigation of the displacement fluid mechanics during two-phase flows in natural porous media under the dominance of capillary forces. *Georesursy*, 22(1), pp. 4–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.4-12>
- Zakirov T.R., Khranchenkov M.G., Galeev A.A. (2021). Lattice Boltzmann Simulations of the Interface Dynamics During Two-Phase Flow in Porous Media. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 42(1), pp. 236–255. DOI: 10.1134/S1995080221010297
- Zhao B., MacMinn C. W., Juanes R. (2016). Wettability control on multi-phase flow in patterned microfluidics. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 113(37), pp. 10251–10256. <https://doi.org/10.1073/pnas.1603387113>
- Zou Q., He X. (1997). On pressure and velocity boundary conditions for the lattice Boltzmann BGK model. *Phys. Fluids*, 9, pp. 1591–1598. DOI: 10.1063/1.869307

About the Authors

Timur R. Zakirov – PhD (Physics and Mathematics), Associate Professor, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies

Kazan Federal University

4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420033, Russian Federation

Maxim G. Khranchenkov – DSc (Physics and Mathematics), Professor, Head of the Department of Mathematical Methods in Geology

Kazan Federal University

4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420033, Russian Federation

Manuscript received 24 June 2021;

Accepted 12 October 2021; Published 30 March 2022

Вычисление перетоков флюида между скважинами в фильтрационной модели разработки нефтяного пласта с помощью линий тока

К.А. Поташев, Р.Р. Ахунов*, А.Б. Мазо

Институт математики и механики им. Н.И. Лобачевского, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Для анализа системы заводнения нефтяного пласта и прогноза эффективности геолого-технических мероприятий требуется информация о распределении приемистости нагнетательных скважин между реагирующими добывающими скважинами, а также границей пласта. Наиболее достоверными способами вычисления данных характеристик являются методы, базирующиеся на гидродинамическом моделировании фильтрационных потоков. Современные коммерческие программные комплексы реализуют для этих целей алгоритмы, основанные на построении и анализе линий тока. В то же время надежные оценки точности указанных алгоритмов и рекомендации по выбору оптимальных параметров в доступной литературе отсутствуют.

В настоящей работе предложен алгоритм вычисления долей распределения общего расхода скважины между окружающими скважинами и границей участка с использованием линий тока. Линии тока строятся на основе конечно-элементного решения осредненной по толщине пласта задачи фильтрации и определяют границы трубок тока, соединяющих соответствующие скважины. Расход по трубкам тока вычисляется путем численного интегрирования поля скорости фильтрации – решения указанной двумерной задачи. Аprobация алгоритма выполнена на идеализированных примерах элементов заводнения типичных схем расстановки скважин, когда известно точное распределение долей закачиваемой в пласт жидкости, и на примере сравнения с решением задачи имитации закачки в пласт трассера. Представлены рекомендации по выбору стартовых точек для трассировки линий тока, позволяющие достичь минимального уровня погрешности определения взаимовлияния скважин в широком диапазоне детальности расчетной сетки фильтрационной модели.

Более общим приложением изложенного метода без значимых изменений является оснащение модели фильтрации высокого разрешения вдоль фиксированных трубок тока их расходными характеристиками.

Ключевые слова: нефтяной пласт, взаимодействие скважин, двумерная задача фильтрации, трубки тока, линии тока, численное моделирование, метод конечных элементов

Для цитирования: Поташев К.А., Ахунов Р.Р., Мазо А.Б. (2022). Вычисление перетоков флюида между скважинами в фильтрационной модели разработки нефтяного пласта с помощью линий тока. *Георесурсы*, 24(1), с. 27–35. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.3>

Введение

Анализ структуры фильтрационных потоков в нефтяном пласте предполагает определение взаимодействующих нагнетательных и добывающих скважин по наличию между ними сформированных трубок тока с вычислением вдоль них суммарного расхода. Под степенью взаимодействия нагнетательной скважины с окружающими добывающими скважинами понимают как долю ее приемистости, приходящуюся на отток к заданной добывающей скважине (долю оттока), так и наоборот, долю дебита каждой добывающей скважины, приходящуюся на приток от заданной нагнетательной скважины (долю притока).

Определение взаимовлияния скважин необходимо, во-первых, для анализа эффективности и оптимизации выбранной системы заводнения нефтяного пласта (Muskat, Wyckoff, 1934; Willhite, 1986; Желтов, 1986; Zheltov, 1986; Поташев и др., 2016), поскольку позволяет оценивать

равномерность распределения закачки по окружающим добывающим скважинам, величины контурных притоков к добывающим скважинам, а также законтурных оттоков, свидетельствующих о неэффективной закачке. Во-вторых, знание структуры потоков между нагнетательными и добывающими скважинами используется при проектировании сложных площадных методов воздействия на пласт, направленных на повышение его нефтеотдачи. Кроме того, точность определения расхода вдоль произвольной трубки тока между парой скважин определяет точность моделирования геолого-технических мероприятий с помощью модели фильтрации с фиксированными трубками тока (Поташев и др., 2016, 2020; Мазо и др., 2017, 2020; Potashev, Mazo, 2021).

Методы определения взаимовлияния скважин можно разделить на две основные группы – экспериментальные и теоретические. К экспериментальным относятся такие методы, как закачка трассеров и гидропрослушивание (Zemel, 1996; Соколовский и др., 1989; Чернорубашкин и др., 1985; Саулей и др., 2004; Бузинов, Умрихин, 1984). Экспериментальные методы отражают фактическую картину распределения потоков, однако являются весьма дорогостоящими, а в случае индикаторных методов, еще

* Ответственный автор: Ахунов Рустам Рашид угли
e-mail: rustam777-96@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

и довольно длительными, что осложняет интерпретацию наблюдений в условиях изменения структуры фильтрационных потоков, например, вследствие изменения режимов эксплуатации скважин. Теоретические методы можно разделить на две категории – использующие и не использующие гидродинамическое моделирование фильтрационных течений (Степанов и др., 2018; Albertoni, Lake, 2003). Во втором случае речь идет об упрощенных подходах, не требующих построения сложных фильтрационных моделей нефтяного пласта и основанных лишь на анализе технологических показателей работы скважин – статистический или частотный анализ данных, емкостно-резистивные модели и др. (Albertoni, Lake, 2003; Holanda et al., 2018). Наиболее простым аналитическим методом является геометрический подход, при котором доли потока рассчитываются как доля угла между прямыми, исходящими из точки пластопересечения нагнетательной скважины, например, к серединам сторон элемента заводнения, вершинами которого являются добывающие скважины. Применение такого метода, очевидно, имеет ряд ограничений, связанных с однородностью свойств коллектора и симметрией режимов работы скважин, поэтому их применение оправдано, только если отсутствует возможность применения более обоснованных подходов (Степанов и др., 2018). Методы, не использующие фильтрационных моделей, относительно просты в использовании и лишены трудностей, связанных с построением и адаптацией гидродинамической модели, особенно в условиях недостатка или высокой степени неопределенности исходной информации о геологической модели пласта. Однако результат подобных методов обладает меньшей степенью обоснованности по сравнению с полноценным моделированием фильтрационных течений, а решаемые задачи идентификации параметров межскважинного взаимодействия в общем случае являются некорректными, требуя существенных дополнительных ограничений с помощью экспертного подхода.

Среди основанных на моделировании фильтрационных течений методов определения взаимовлияния скважин, можно выделить те, что представляют собой имитацию перечисленных экспериментальных методов с помощью численного эксперимента (Loula et al., 1995; Шацкий и др., 2005), и те, где непосредственно вычисляется величина общего потока между скважинами. Последние обычно опираются на построение линий тока между нагнетательными и добывающими скважинами (Batycky, 1997; Shahvali et al., 2011). В современных коммерческих пакетах гидродинамического моделирования нефтяных пластов, основанных на конечно-разностных и конечно-объемных вычислительных схемах, для определения потока между скважинами строится набор линий тока по стартовым точкам, равномерно распределенным по граням содержащего нагнетательную скважину блока расчетной сетки. Для этого обычно применяется метод Поллока (Pollock, 1988), и полный поток флюида через грань блока равномерно распределяется по всем проходящим через нее линиям тока. Надежные оценки точности указанных алгоритмов и рекомендации по выбору оптимальных параметров в доступной литературе отсутствуют.

В данной работе подробно изложены теоретические основы, и представлена апробация метода оценки

взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин, состоящего из двух этапов. На первом этапе строится конечно-элементное численное решение двумерной стационарной задачи фильтрации в горизонтальной плоскости осредненного по толщине пласта – строится поле скорости фильтрации, формируются линии тока (Поташев и др., 2016, 2020; Мазо, Поташев, 2020; Potashev, Mazo, 2021; Spirina et al., 2019). На втором этапе по построенным линиям тока вычисляются межскважинные и контурные перетоки пластового флюида. Исследована точность определения степени взаимовлияния скважин и определены оптимальные параметры вычислительного алгоритма на основе модельных задач, позволяющих получить точные величины. Основная вычислительная сложность алгоритма заключается в построении линий тока по найденному полю скоростей. Алгоритм не требует решения нестационарных задач по сравнению с аналогами – методами численной имитации закачки трассеров или гидропрослушивания скважин, а также позволяет вычислять расходы вдоль произвольно выбранных трубок тока, что необходимо также для оснащения расходными характеристиками модели фильтрации вдоль фиксированной трубки тока (Поташев, Мазо, 2020; Potashev, Mazo, 2021; Мазо и др., 2017)¹. Проведенное сравнение алгоритма с методом имитации закачки трассеров показывает совпадение результатов расчетов при значительной экономии вычислительных ресурсов.

1. Алгоритм вычисления взаимовлияния скважин

1.1. Математическая постановка задачи

Рассматриваем некоторый участок D нефтяного пласта, на котором расположено N_{inj} совершенных вертикальных нагнетательных и N_{prod} добывающих скважин γ_j , $j = 1..N_w$, $N_w = N_{inj} + N_{prod}$ (рис. 1) с известными дебитами q_j (м³/с). Для добывающих скважин $q_j > 0$, для нагнетательных скважин $q_j < 0$. Силой тяжести, капиллярностью и упругостью пренебрегаем. Кровлю и подошву пласта считаем непроницаемыми.

В рамках указанных ограничений распределение фильтрационных потоков в D будем определять по полю средней по толщине пласта скорости фильтрации $\mathbf{u}(x,y)$, которое является решением двумерной стационарной задачи:

$$\operatorname{div}(h\mathbf{u}) = 0, \quad \mathbf{u} = -\sigma \operatorname{grad} p, \quad (x,y) \in D, \quad (1)$$

$$(x,y) \in \partial D: \quad \sigma \frac{\partial p}{\partial n} = -\alpha(p - P_e);$$

$$(x,y) \in \gamma_j: \quad p = p_j, \quad j = 1..N_w \quad (2)$$

Здесь $h(x,y)$ – толщина пласта (м); $p(x,y)$ – среднее по толщине пласта поровое давление (Па); $\sigma(x,y) = k/\mu$, $k(x,y)$ – абсолютная проницаемость пласта (м²), μ – динамическая вязкость пластового флюида (Па·с); n – внешняя к границе области D нормаль; α (м/Па·с) и P_e (Па) – параметры граничного условия, моделирующие гидродинамическую связь участка D с внешней областью нефтяного пласта; (x_j, y_j) – координаты скважины γ_j .

¹ Основы рассматриваемого подхода были представлены в магистерской диссертации Ахунова Р.Р., Казань, КФУ, 2021 г.

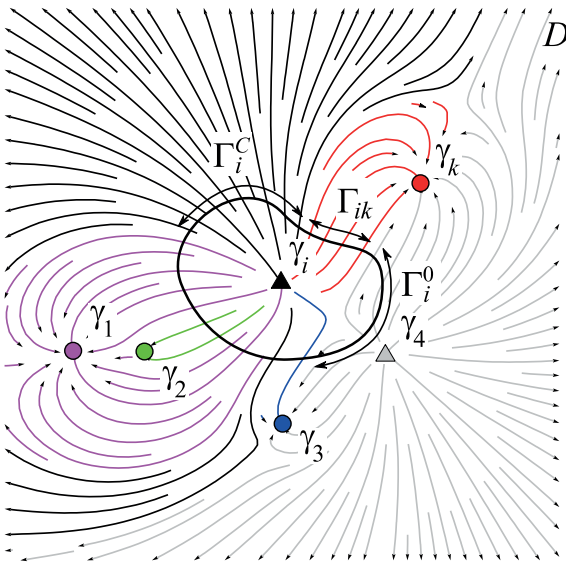


Рис. 1. Схема расположения скважин и структуры линий тока: D – область решения; Γ – пересечение контура с трубками тока; γ – скважины; нижние индексы – индексы скважин

Дебит q_j ($\text{м}^3/\text{с}$) скважины определяется потоком через ее поверхность γ_j :

$$q_j = \int_{\gamma_j} h u_n d\gamma = - \int_{\gamma_j} h \sigma \frac{\partial p}{\partial n} d\gamma \quad (3)$$

и является положительным для добывающих и отрицательным для нагнетательных скважин.

Для вычисления величины потока $q_{ik} > 0$ от нагнетательной скважины γ_i к добывающей скважине γ_k , а также величины потока $q_i^c > 0$ от той же нагнетательной скважины γ_i за контур C , являющийся границей области D , окружим скважину γ_i с центром в точке (x_i, y_i) произвольным замкнутым контуром Γ_i так, чтобы внутри этого контура не оказалось других скважин. Область внутри Γ_i обозначим через D_i . Трубка тока между скважинами γ_i и γ_k пересекается с контуром Γ_i на участке Γ_{ik} , который, вообще говоря, может состоять из нескольких непрерывных частей, как показано на рис. 1 на примере взаимодействия скважин γ_i и γ_1 . Через Γ_i^c обозначим пересечение контура Γ_i с трубками тока, проходящими между скважиной γ_i и контуром C .

Поскольку расход через любое сечение трубки тока одинаков (Седов, 1976), то его можно вычислить, выбрав в качестве такого сечения ее пересечение с контуром Γ_i :

$$q_{ik} = \int_{\Gamma_{ik}} h u_n d\gamma, \quad q_i^c = \int_{\Gamma_i^c} h u_n d\gamma \quad (4)$$

где u_n – проекция скорости фильтрации на нормаль к контуру Γ_i внешней по отношению к D_i .

Учитывая балансовое соотношение

$$\sum_k q_{ik} + q_i^c = -q_i \quad (5)$$

и интегрируя уравнение (1) по области D_i , можно показать, что общий поток через сечения Γ_i^0 трубок тока, не связанных со скважиной γ_i (см. трубки тока от нагнетательной скважины γ_4 на рис. 1), равен нулю.

В рамках введенных обозначений определим *долю оттока* от нагнетательной скважины γ_i с приемистостью $q_i < 0$ в сторону добывающей скважины γ_k :

$$\varphi_{ik} = -q_{ik}/q_i$$

и *долю притока* к добывающей скважине γ_k с дебитом $q_k > 0$ от нагнетательной скважины γ_i :

$$\psi_{ik} = q_{ik}/q_k.$$

Для учета контурных перетоков аналогично (3) определим также *долю законтурного оттока* от нагнетательной скважины γ_i за границу C :

$$\varphi_i^c = -q_i^c/q_i.$$

Значения ψ_{ik} могут быть вычислены после определения расходов q_{ik} и долей ϕ_{ik} :

$$\psi_{ik} = \frac{q_{ik}}{q_k} = \frac{q_{ik}}{q_i} \frac{q_i}{q_k} = -\varphi_{ik} \frac{q_i}{q_k},$$

а значения доли законтурного оттока ϕ_i^c и *доли контурного притока* ψ_k^c с контура C к добывающей скважине γ_k можно определить из условия баланса потоков и дебитов, аналогичных (5):

$$\varphi_i^c = 1 - \sum_k \varphi_{ik}, \quad \psi_k^c = 1 - \sum_i \psi_{ik}.$$

1.2 Вычислительный алгоритм

Для вычисления потока q_{ik} между скважинами γ_i и γ_k по формуле (4) кроме построения поля скорости фильтрации $\mathbf{u}$ из решения задачи (1), (2) необходимо определить на контуре Γ_i его участок Γ_{ik} , через каждую точку которого проходит линия тока, соединяющая скважины γ_i и γ_k . Предлагается использовать следующий алгоритм.

1. В качестве контура Γ_i задается окружность с центром в точке (x_i, y_i) радиуса R , не превышающего расстояния до ближайших скважин.
2. Вдоль окружности Γ_i с равным шагом $s = 2\pi R/N$ расставляются N стартовых точек (x^j, y^j) .
3. По найденному из решения задачи (1), (2) полю скорости фильтрации $\mathbf{u}$ через каждую стартовую точку (x^j, y^j) проводится линия тока L_j ; построение линий тока прекращается при достижении ими границы C либо попадании в малую окрестность границ скважин.
4. Среди всех L_j , $j = 1..N$ отыскиваются такие линии тока L_m , $m = 1..M$, которые проходят от скважины γ_i к скважине γ_k .
5. Интеграл в формуле (4) аппроксимируется суммой элементарных потоков через элементы контура Γ_{ik} длины s в окрестности точек (x_m, y_m) линий тока L_m :

$$q_{ik} = \int_{\Gamma_{ik}} h u_n d\gamma \approx \sum_{m=1}^M (h^m u_n^m s) = s \sum_{m=1}^M h^m u_n^m.$$

Здесь $h^m = h(x^m, y^m)$; $u_n^m = u_n(x^m, y^m)$ – проекция скорости фильтрации на нормаль к контуру Γ_i в точке (x^m, y^m) . Заметим, что при увеличении числа стартовых точек и линий тока $N, M \rightarrow 0$ и результат вычисления q_{ik} стремится к точному значению.

2. Оценка применимости метода

Численное решение задачи (1), (2) строилось методом конечных элементов на треугольной сетке с линейными базисными функциями для давления, с постоянными скоростями в пределах каждого конечного элемента (Поташев, Мазо, 2020; Potashev, Mazo, 2021). Вблизи скважин выполнялась регуляризация расчетной сетки, отражающая локальный радиальный характер потока (Панин, Поташев, 2020). Точность построения численного

решения была оценена для случая пятиточечной схемы расстановки скважин, для которой известно аналитическое решение (Muskat, 1937). На сетках, содержащих порядка $n = 50$ конечных элементов между нагнетательной и добывающей скважинами погрешность вычисления дебита составила менее 1 %.

При построении линий тока на основе найденной сеточной функции давления, стартовые точки вдоль контура Γ расставлялись таким образом, чтобы в один конечный элемент попадало не более одной стартовой точки. Выполнение данного условия обеспечивалось выбором N для заданного R из соотношения $2\pi R/N = s \geq h$, где h – средний шаг двумерной расчетной сетки.

2.1. Сравнение с точным решением

Точные величины долей оттока от нагнетательной к добывающим скважинам можно получить для ячеек периодичности регулярных элементов заводнения нефтяного пласта, содержащих одну нагнетательную и несколько добывающих скважин, поскольку в силу непроницаемости границ таких ячеек дебиты добывающих скважин обеспечиваются лишь потоком из нагнетательной скважины.

Рассмотрим девятиточечную схему расстановки скважин (рис. 2а) в квадратном элементе заводнения со стороны $2H = 2$ с заданными давлениями на нагнетательной скважине $p_1 = 1$ и на добывающих скважинах $p_2 = p_3 = -1$. Толщину пласта h будем считать постоянной.

Из численного решения задачи для каждого n определялись значения дебитов всех трех скважин $q_i = 1..3$, по которым вычислялись точные доли потока $\phi_{ik}^e = -q_k/q_1$ от нагнетательной скважины 1 к каждой добывающей скважине $k = 2, 3$. Эти величины сравнивались со значениями долей $\phi_{ik} = -q_{ik}/q_1$, в которых потоки q_{ik} вычислялись по изложенному алгоритму с помощью линий тока. Закачиваемая жидкость распределялась между добывающими скважинами неравномерно – на сетках высокого разрешения дебиты добывающих скважин принимали значения $q_2 = 0.126, q_3 = 0.056$. На рис. 3 показана зависимость среднеквадратического отклонения расчетных и точных долей распределения закачки от числа линий тока N :

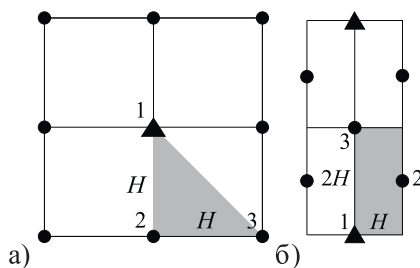


Рис. 2. Обращенная девятиточечная (а) и трехрядная (б) схемы расстановки скважин; заливкой указаны области ячеек периодичности; H – шаг сетки скважин; 1, 2, 3 – номера скважин; ● – добывающие скважины; ▲ – нагнетательные скважины

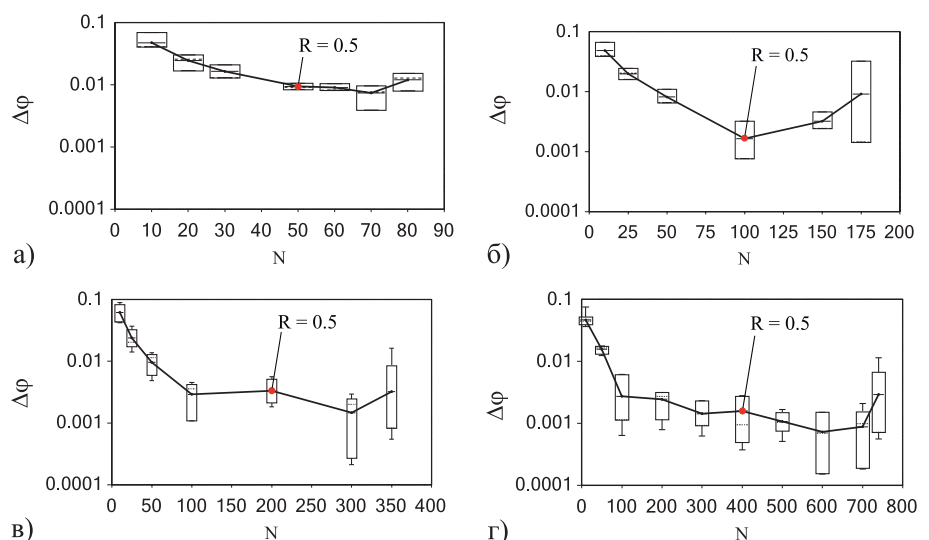


Рис. 3. Сходимость алгоритма по числу линий тока N на расчетных сетках различной размерности: а) $n = 10$; б) $n = 25$; в) $n = 50$; г) $n = 100$; R – радиус расположения стартовых точек. Показаны минимальное и максимальное значения, процентиля 5 % и 95 %, пунктирной линией обозначены медианы, сплошной линией соединены средние значения.

$$\Delta\varphi(N) = \sqrt{\frac{1}{N_{prod}} \sum_{k=1}^{N_{prod}} (\varphi_{ik}(N) - \varphi_{ik}^e)^2}.$$

Показанная на рис. 3 вариация значений $\Delta\varphi$ получена за счет различий в генерации расчетной сетки с сохранением среднего числа элементов между скважинами. Символы на свечных диаграммах показывают основные статистические параметры распределения полученных наборов значений среднеквадратического отклонения при каждой размерности сетки: минимальные и максимальные значения; минимальный и максимальный пределы, вероятность выхода за которые составляет менее 5 % (процентили 5 %, 95 %); среднеарифметическое значение и медиана – среднее по номеру значение в упорядоченном массиве.

Как видно из рис. 3, чрезмерное увеличение числа линий тока за счет увеличения радиуса расположения стартовых точек может приводить к снижению точности вычислительного алгоритма. Происходит это, когда на окружности, вдоль которой располагаются стартовые точки, появляются участки с направлением касательной, близким к направлению линий тока, вследствие чего сетка линий тока, выпущенных из таких стартовых точек, не полностью покрывает область течения между скважинами (рис. 4). Другими словами, радиус окружности стартовых точек должен быть достаточно велик для увеличения числа линий тока, но должен оставаться в той области, где структура фильтрационного потока близка к радиальной. В качестве наиболее надежного варианта для снижения погрешности алгоритма рекомендуется расположение стартовых точек от исследуемой скважины на половине расстояния до ближайшей соседней скважины.

Поскольку при построении фильтрационной модели нефтяного пласта часто используются сетки, содержащие всего порядка десяти сеточных блоков между скважинами, то отдельный интерес представляет поведение алгоритма на расчетных сетках различной детальности. На рис. 5 показана структура линий тока на сетках различной размерности при рекомендованном выше значении $R = H/2 = 0.5$.

На рис. 6 показана зависимость невязки от размерности

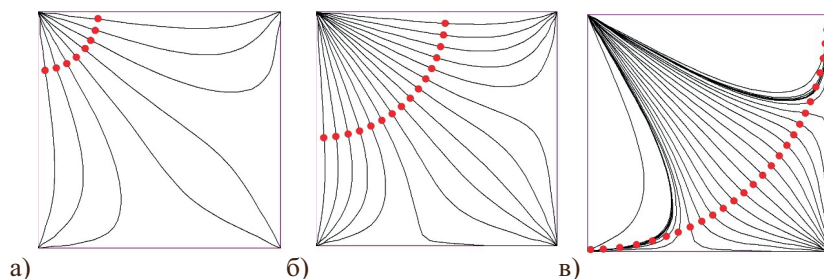


Рис. 4. Структура линий тока (показана каждая третья линия) и расположение стартовых точек в четверти элемента девяти-точечной схемы расстановки скважин на сетке $n = 50$: а) $N = 100$; б) $N = 200$; в) $N = 350$

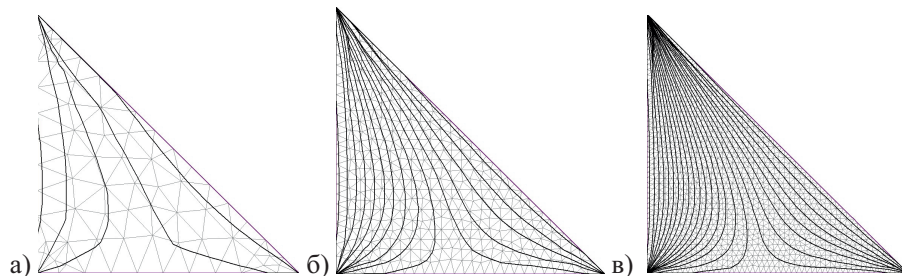


Рис. 5. Структура линий тока при $R = 0.5$ на фоне расчетной сетки с детальностью а) $n = 10$, б) $n = 25$, в) $n = 50$

сетки n для рекомендуемого значения параметра $R = 0.5$. Видно, что уже для сеток, содержащих порядка 10 элементов между скважинами, погрешность алгоритма не превосходит 1 %.

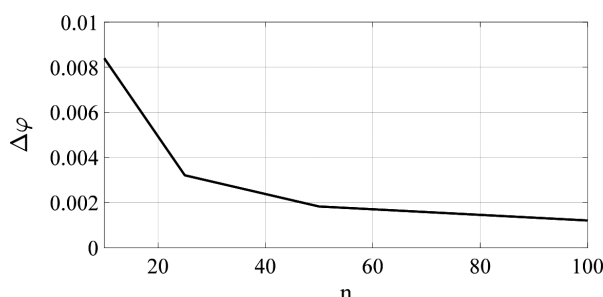


Рис. 6. Сходимость алгоритма при оптимальном числе линий тока по шагу расчетной сетки

2.2 Сравнение с имитацией закачки трассеров

В общем случае точного решения о распределении преимуществ нагнетательной скважины между реагирующими добывающими скважинами не существует. В такой ситуации можно использовать в качестве «точного» решение задачи имитации закачки невесомых пассивных примесей в пласт через нагнетательные скважины с условной концентрацией $C_i = 1$, $i = 1..N_{inj}$. С помощью индекса i будем различать трассеры, закачиваемые в разные скважины; через C_0 обозначим концентрацию трассера, поступающего с входной части границы участка ∂D . Уравнения переноса трассеров базируются на стационарной XY-модели (1) и имеют вид:

$$\begin{aligned} h \frac{\partial C_i}{\partial t} + \operatorname{div}(h C_i \mathbf{u}) &= 0, \quad (x, y) \in D, \quad i = 0, 1..N_{inj}; \\ t = 0: C_i &= 0, \quad i = 0, 1..N_{inj}; \\ \partial D, u_n < 0: C_0 &= 1; \quad \gamma_i, u_n < 0: C_i = 1, \quad i = 1..N_{inj}. \end{aligned} \quad (6)$$

Полагая, что толщина пласта меняется незначительно вдоль контура поперечного сечения скважины, и в каждый момент времени t нормальная проекция скорости

фильтрации вдоль того же контура неизменна (Поташев, Ахунов, 2020), можно подсчитать значение концентрации C_i в продукции добывающей скважины γ_k по формуле:

$$C_{ik}(t) = \frac{1}{q_k} \int_{\gamma_k} h u_n C_i d\gamma = \frac{h u_{nk}}{q_k} \int_0^{2\pi} C_i(r_w, \varphi; t) r_w d\varphi, \quad k = 1..N_{prod}. \quad (7)$$

Важно понимать, что концентрация C_i не постоянна на поверхности добывающей скважины γ_k . С течением времени, при $t \rightarrow \infty$ решение задачи (6) установится и будет удовлетворять стационарному уравнению задачи:

$$\begin{aligned} \operatorname{div}(h C_i \mathbf{u}) &= 0, \quad (x, y) \in D, \quad i = 0, 1..N_{inj}; \\ \partial D, u_n < 0: C_0 &= 1; \quad \gamma_i, u_n < 0: C_i = 1, \quad i = 1..N_{inj}. \end{aligned}$$

Проекция этого уравнения на линию тока между нагнетательной γ_i и добывающей γ_k скважинами приводит к тому, что концентрация трассера не меняется вдоль линии тока и согласно граничному условию всюду равна единице. Тогда (7) принимает вид:

$$C_{ik}(\infty) = \psi_{ik} = \frac{h u_{nk}}{q_k} 2\pi r_w \phi_{ik} = \frac{h u_{nk} 2\pi r_w \phi_{ik}}{2\pi r_w h u_{nk}} = \phi_{ik},$$

где ϕ_{ik} – доля поверхности добывающей скважины γ_k , которая принимает поток жидкости от инжектора γ_i .

Продemonстрируем сравнение алгоритмов определения взаимодействия скважин, основанных на решении нестационарной задачи закачки трассера (6) и на использовании стационарных линий тока, на примере модельного участка, подобного фрагменту девятиточечной схемы расстановки скважин (рис. 7) при $H = 1$, с заданным давлением на границе $p = 0$, с одной нагнетательной γ_1 и тремя добывающими скважинами γ_k , $k = 2..4$. На скважинах заданы забойные давления: $p_1 = 1, p_2 = -0.5, p_3 = p_4 = -1$.

Сходимость численного решения задачи имитации закачки трассера в зависимости от детальности сетки n показана на рис. 8 в виде графика относительного отклонения предельных концентраций трассера от величин, полученных на максимально детальной расчетной сетке $n = 60$.

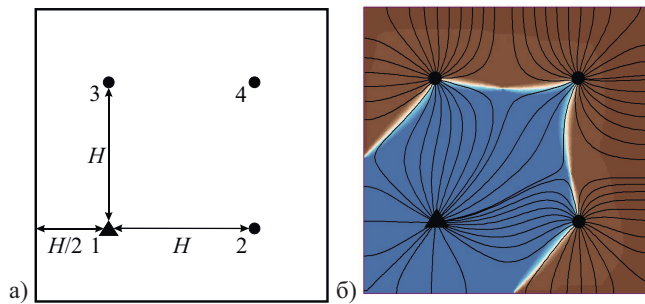


Рис. 7. Схема участка заводнения (а) и предельное распределение трассера и линий тока (б): H – шаг сетки скважин; 1, 2, 3, 4 – номера скважин

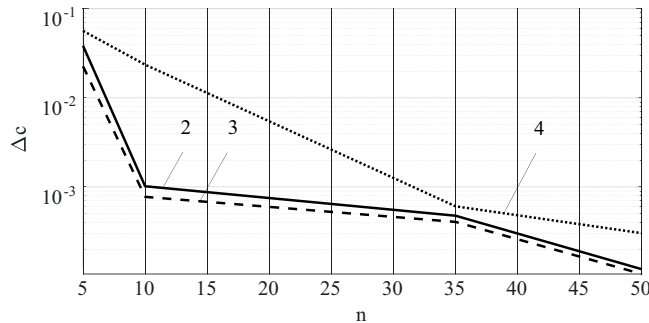


Рис. 8. Сеточная сходимость численного решения задачи имитации закачки трассера: 2, 3, 4 – номера добывающих скважин

На рис. 9 показана динамика стремления концентрации трассера в отбираемой добывающими скважинами жидкости к предельным величинам, определяющим точные значения ψ_{1k}^e долей притока к ним от нагнетательной скважины. Среднеквадратическое по всем добывающим скважинам отклонение $\Delta\psi$ величин ψ_{1k} , полученных с помощью линий тока при разном числе стартовых точек N , от точных значений ψ_{1k}^e приведено в табл. 1 и на рис. 10. На том же рисунке приведен соответствующий увеличению числа N рост радиуса R окружности, на которой располагались стартовые точки для линий тока.

Отметим, что решение нестационарной задачи (6) во всей области D требует на несколько порядков больше машинного времени по сравнению с алгоритмом трассировки линий тока с последующим подсчетом потоков. Кроме того, метод имитации закачки трассеров позволяет определять только полные потоки между парами скважин, тогда как предложенный алгоритм делает возможным вычислять расход вдоль произвольной трубки тока, что является необходимым для оснащения расходными характеристиками модели фильтрации вдоль фиксированных

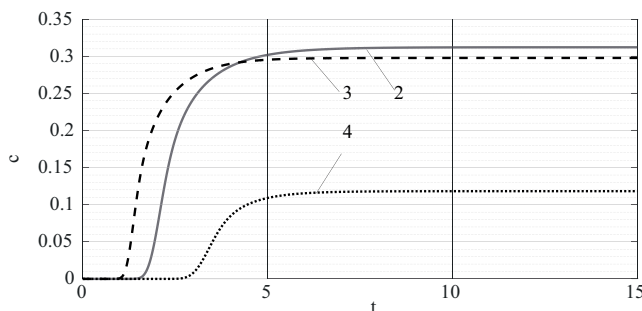


Рис. 9. Динамика концентрации трассера на добывающих скважинах 2, 3, 4

Скв. k	ψ_{1k}^e	$N=20$ $R=0.05$	$N=40$ $R=0.1$	$N=100$ $R=0.25$	$N=190$ $R=0.5$
2	0.3198	0.3438	0.3054	0.3291	0.3238
3	0.2946	0.2852	0.2862	0.3027	0.3072
4	0.1161	0.1017	0.1227	0.1176	0.1147

Табл. 1. Точные и расчетные значения долей притока к добывающим скважинам

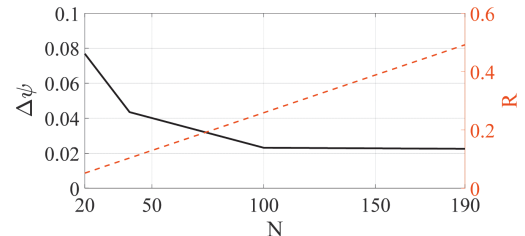


Рис. 10. Среднеквадратическое отклонение (сплошная линия) долей притока к добывающим скважинам при $n=60$ и радиус (штриховая линия) окружности расстановки стартовых точек

трубок тока (Поташев, Мазо, 2020; Potashev, Mazo, 2021; Мазо и др., 2017).

Аналогичная задача была решена в программном комплексе tNavigator, реализующим решение задач фильтрации на основе метода конечных объемов. Закачка трассера моделировалась на конечно-объемной сетке с разрешением, соответствующим параметру $n=60$, до достижения равновесных значений концентрации трассера в отбираемой жидкости каждой добывающей скважины. Указанные концентрации сравнивались со значениями степени взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин, полученными в том же программном комплексе с помощью встроенного автоматизированного алгоритма, основанного на построении и анализе линий тока. Среднеквадратическое отклонение оцененных такими двумя способами в комплексе tNavigator долей притока нагнетаемой жидкости к добывающим скважинам составило 6.98 %, что соответствует уровню погрешности изложенного в настоящей работе алгоритма при использовании всего порядка $N=10$ линий тока.

2.3 Оценка динамики взаимовлияния скважин в процессе заводнения

В качестве примера применения предложенного алгоритма рассчитаем динамику распределения закачки по реагирующим добывающим скважинам в процессе заводнения ячеек периодичности двух схем расстановки скважин – обращенной девятиточечной и смещенной трехрядной (Muskat, Wyckoff, 1934; Willhite, 1986; Желтов, 1986) (рис. 2), когда на скважинах поддерживается постоянное забойное давление: $p_1 = 1$, $p_2 = p_3 = -1$. Для решения такой задачи постановка (1), (2) дополняется уравнением переноса приведенной водонасыщенности s с начальным условием и граничным условием на нагнетательной скважине:

$$mh \frac{\partial s}{\partial t} + \text{div}(h f \mathbf{u}), (x, y) \in D;$$

$$t=0: s=0; (x, y) \in \gamma_i: s=1.$$

Здесь $f(s) = s^\alpha / F(s)$; $F(s) = s^\alpha + K_\mu (1-s)^\alpha$; $K_\mu = 1$ отношение вязкостей водной и нефтяной фаз; $\alpha = 3$; а входящая в уравнения (1), (2) величина $\sigma = F(s)k / \mu$.

Точные значения долей оттока в каждый момент времени определялись по мгновенным дебитам скважин и сравнивались со значениями, определенными по предложенному алгоритму на основе мгновенного поля скорости фильтрации u .

Из приведенных графиков (рис. 11, 12) видно, что погрешность предложенного алгоритма пренебрежимо мала. С позиции же проектирования заводнения нефтяного пласта интерес представляет существенное перераспределение закачиваемой жидкости между добывающими скважинами в течение этого процесса. При поочередном достижении фронтом насыщенности добывающих скважин распределение между ними долей закачки может меняться более чем на 20 % в виду снижения подвижности двухфазной смеси в малой окрестности добывающих скважин, где происходит максимальная потеря давления. В данном вычислительном эксперименте вязкость водной и нефтяной фаз считалась одинаковой, а функции их относительных проницаемостей задавались в виде кубических зависимостей от насыщенности.

Заключение

Сформулированы теоретические основы алгоритма вычисления расхода пластового флюида вдоль произвольной трубки тока, построенной по полю скорости из численного решения осредненной по толщине пласта задачи фильтрации. Представлен способ реализации алгоритма для вычисления долей оттока и притока между нагнетательными и добывающими скважинами. Применение данного алгоритма продемонстрировано на типичных схемах расстановки скважин. Представлены рекомендации по выбору стартовых точек для трассировки линий тока, позволяющие достичь минимального уровня погрешности определения взаимовлияния скважин в широком диапазоне детальности расчетной сетки фильтрационной модели. Более общим приложением изложенного метода без значимых изменений является оснащение модели фильтрации высокого разрешения вдоль фиксированных трубок тока их расходными характеристиками.

Финансирование

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета («ПРИОРИТЕТ-2030»).

Литература

- Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. (1984). Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 269 с.
- Желтов Ю.П. (1986). Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 332 с.
- Мазо А.Б., Поташев К.А. (2020). Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений. М.: ИНФРА-М, 220 с.
- Мазо А.Б., Поташев К.А., Баушин В.В., Булыгин Д.В. (2017). Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока. *Георесурсы*, 19(1), с. 15–20. <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.3>
- Панин Д.А., Поташев К.А. (2020). Модификация МКЭ-сеток вблизи скважин в двумерных задачах фильтрации. *Мат. докладов Всероссийской научной конференции: «Актуальные проблемы механики сплошной среды – 2020»*. Казань, с. 339–344.
- Поташев К.А., Ахунов Р.Р. (2020). Оценка неоднородности притока пластового флюида к контуру поперечного сечения вертикальной скважины. *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. Науки*, 162(2), с. 180–192. DOI: 10.26907/2541-7746.2020.2.180-192
- Поташев К.А., Мазо А.Б. (2020). Численное моделирование локального воздействия на нефтяной пласт с применением фиксированных трубок тока для типичных схем заводнения. *Георесурсы*, 22(4), с. 70–78. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.70-78>
- Поташев К.А., Мазо А.Б., Рамазанов Р.Г., Булыгин Д.В. (2016). Анализ и проектирование разработки участка нефтяного пласта с использованием модели фиксированной трубки тока. *Нефть. Газ. Новации*, 187(4), с. 32–40.
- Саулей В.И., Хозяинов М.С., Тренчиков Ю.И. (2004). Комплексное изучение гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами индикаторными и геофизическими методами. *Каротажник*, с. 123–124.
- Седов Л.И. (1976). Механика сплошной среды. Т. 1. М.: Наука, 536 с.
- Соколовский Э.В., Чижов С.И., Тренчиков Ю.И. и др. (1989). Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей. РД 39-014-7428-235-89. Грозный: СевКавНИПИнефть.
- Степанов С.В., Соколов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В., Князев А.В., Корытов А.В. (2018). Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 4(3),

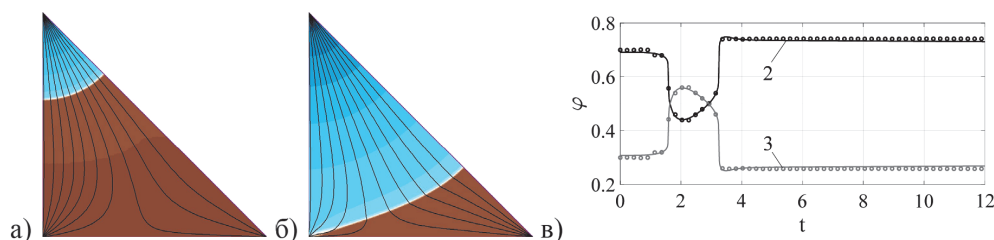


Рис. 11. Структура линий тока и поле насыщенности в начале (а) и в момент $t = 2$ (б) в ячейке заводнения девятиточечной схемы расстановки скважин и динамика долей оттока закачки к добывающим скважинам 2 и 3 (в): линии – точные значения; маркеры – расчет по линиям тока

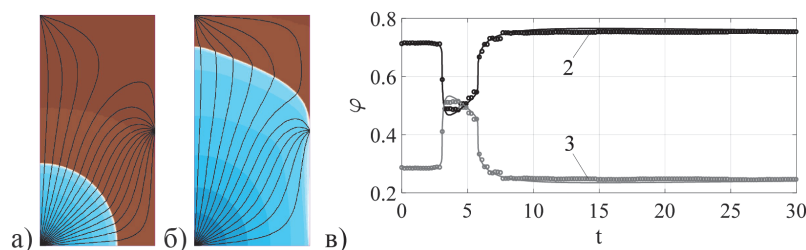


Рис. 12. Структура линий тока и поле насыщенности в начале (а) и в момент $t = 5$ (б) в ячейке заводнения трехрядной схемы расстановки скважин и динамика долей оттока закачки к добывающим скважинам 2 и 3 (в): линии – точные значения; маркеры – расчет по линиям тока

c. 146–164. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164>

Чернорубашкин А.И., Макеев Г.А., Гавриленко Г.А. (1985). Применение индикаторных методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. Обзорная информация. Сер. нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 37 с.

Шацкий А.В., Колесов В.В., Шацкий Д.А., Митрофанов А.Д., Бодрягин А.В., Никитин А.Ю. (2005). Имитационное гидропрослушивание и новые возможности метода трассерных исследований. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 8, с. 50–58.

Albertoni A. Lake, L.W. (2003). Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods. *SPE Reserv. Eval. Eng.*, 6, pp. 6–16. <https://doi.org/10.2118/83381-PA>

Batycky, R.P. (1997). A Three-Dimensional Two-Phase Field Scale Streamline Simulator. Ph.D. Thesis, Department of Petroleum Engineering, School of Earth Science, Stanford University, Stanford, California, USA.

Holanda R.F., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. (2018). A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*, 11, 3368, pp. 1–46. <https://doi.org/10.3390/en1123368>

Loula A.F.D., Guerreiro J.N.C., Ribeiro F.L.B., Landau L. (1995). Tracer injection simulations by finite element methods. *SPE 27047*.

Muskat M., Wyckoff R.D. (1934). A Theoretical Analysis of Waterflooding Networks. *Trans., AIME*, 107, pp. 62–77. <https://doi.org/10.2118/934062-G>

Muskat M., Wyckoff R.D. (1937). The flow of homogeneous fluids through porous media. *New York, London, McGraw-Hill Book Co*, XIX, 763 p.

Pollock D.W. (1988). Semianalytical Computation of Pathlines for Finite-Difference Models. *Groundwater*, 26(6), pp. 743–750. <https://doi.org/10.1111/j.1745-6584.1988.tb00425.x>

Potashev K.A., Mazo A.B. (2021) Mathematical Modeling of Oil Reservoir Waterflooding Using Fixed Streamtube at Various Values of Viscosity Ratio. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 42 (8), pp. 2023–2029. <https://doi.org/10.1134/S1995080221080254>

Shahvali M., Mallison B., Wei K., Gross H. (2011). An Alternative to Streamlines for Flow Diagnostics on Structured and Unstructured Grids. *SPE*

146446, pp. 1–16. <https://doi.org/10.2118/146446-MS>

Spirina E.A., Potashev K.A., Mazo A.B. (2019). Evaluation of the reliability of the averaging over the reservoir thickness for the model with a fixed streamtube. *Conf. Series: J. of Physics*, 1158 042024, pp. 1–6.

Willhite G.P. (1986). Waterflooding. SPE Textbook Series. Richardson, TX, 331 p. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1158/4/042024>

Zemel B. (1996). Tracers in the Oil Field. *Developments in Petroleum Science*, 43. Amsterdam: Elsevier Science.

Сведения об авторах

Константин Андреевич Поташев – доктор физ.-мат. наук, доцент, заведующий кафедрой аэрогидромеханики, Институт математики и механики им. Н.И. Лобачевского, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35

Рустам Рашид угли Ахунув – аспирант кафедры аэрогидромеханики, Институт математики и механики им. Н.И. Лобачевского, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35

Александр Бенцианович Мазо – доктор физ.-мат. наук, профессор кафедры аэрогидромеханики, Институт математики и механики им. Н.И. Лобачевского, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35

Статья поступила в редакцию 18.11.2021;

Принята к публикации 11.02.2022; Опубликовано 30.03.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Calculation of the flow rate between wells in the flow model of an oil reservoir using streamlines

K.A. Potashev, R.R. Akhunov*, A.B. Mazo

N.I. Lobachevsky Institute of Mathematics and Mechanics, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Rustam R. Akhunov, e-mail: rustam777-96@mail.ru

Abstract. To analyze the waterflooding system of an oil reservoir and predict the effectiveness of geological and technical measures, information is required on the distribution of injection rate between the reacting production wells and the reservoir boundary. The most reliable methods for calculating these characteristics are methods based on hydrodynamic modeling of flow. Modern commercial software implement algorithms for these purposes based on the construction and analysis of streamlines. At the same time, there are no reliable estimates of the accuracy of these algorithms and recommendations for choosing the optimal parameters in the available literature.

In this paper, we propose an algorithm for calculating the proportions of the distribution of the total well flow rate between the surrounding wells and the reservoir boundary using streamlines. Streamlines are constructed on the basis of a finite element solution to the flow problem averaged over the formation thickness and determine the boundaries of the streamtubes connecting the corresponding wells. The flow rate through the flow tubes is calculated by numerically integrating the Darcy velocity field of the indicated two-dimensional problem. The algorithm was tested on idealized examples of waterflooding elements of typical well placement schemes, when the exact distribution of the proportions of fluid injected

into the formation is known, and on the example of comparison with the solution of the problem of simulating the injection of a tracer into the reservoir. Recommendations for the selection of starting points for tracing streamlines are presented, which allow achieving a minimum level of error in determining the mutual influence of wells in a wide range of the computational grid resolution of the flow model.

A more general application of the described method without significant changes is to equip the high resolution flow model along fixed stream tubes with their rate characteristics.

Keywords: oil reservoir, well interaction, two-dimensional flow problem, streamtubes, streamlines, numerical simulation

Acknowledgements

The work was supported by the Strategic Academic Leadership Program of the Kazan Federal University ("PRIORITET-2030").

Recommended citation: Potashev K.A., Akhunov R.R., Mazo A.B. (2022). Calculation of the flow rate between wells in the flow model of an oil reservoir using streamlines. *Georesursy = Georesources*, 24(1), pp. 27–35. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.3>

References

- Albertoni A. Lake, L.W. (2003). Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods. *SPE Reserv. Eval. Eng.*, 6, pp. 6–16. <https://doi.org/10.2118/83381-PA>
- Batycky, R.P. (1997). A Three-Dimensional Two-Phase Field Scale Streamline Simulator. Ph.D. Thesis, Department of Petroleum Engineering, School of Earth Science, Stanford University, Stanford, California, USA.
- Buzinov S.N., Umrihin I.D. (1984). Research of oil and gas wells and reservoirs. Moscow: Nedra, 269 p. (In Russ.)
- Chernorubashkin A.I., Makeev G.A., Gavrilenko G.A. (1985). Application of indicator methods to control the development of oil fields. Overview. Moscow: VNIIOENG, 37 p. (In Russ.)
- Holanda R.F., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. (2018). A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*, 11, 3368, pp. 1–46. <https://doi.org/10.3390/en1123368>
- Loula A.F.D., Guerreiro J.N.C., Ribeiro F.L.B., Landau L. (1995). Tracer injection simulations by finite element methods. *SPE 27047*.
- Mazo A.B., Potashev K.A. (2020). Superelements. Petroleum reservoir simulation. Moscow: Infra-M, 220 p. (In Russ.)
- Mazo A.B., Potashev K.A., Baushin V.V., Bulygin D.V. (2017). Numerical Simulation of Oil Reservoir Polymer Flooding by the Model of Fixed Stream Tube. *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 15–20. <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.3>
- Mazo A.B., Potashev K.A. (2020). Numerical modeling of local impact on the oil reservoir using fixed flowtubes for typical waterflooding schemes. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 70–78. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.70-78>
- Muskat M., Wyckoff R.D. (1934). A Theoretical Analysis of Waterflooding Networks. *Trans., AIME*, 107, pp. 62–77. <https://doi.org/10.2118/934062-G>
- Muskat M., Wyckoff R.D. (1937). The flow of homogeneous fluids through porous media. *New York, London, McGraw-Hill Book Co.*, XIX, 763 p.
- Panin D.A., Potashev K.A. (2020). Modification of FEM-grids near wells in two-dimensional filtration problems. *Proc. Conf.: Actual problems of continuum mechanics – 2020*. Kazan: pp. 339–344. (In Russ.)
- Pollock D.W. (1988). Semianalytical Computation of Pathlines for Finite-Difference Models. *Groundwater*, 26(6), pp. 743–750. <https://doi.org/10.1111/j.1745-6584.1988.tb00425.x>
- Potashev K.A., Ahunov R.R. (2020). Assessment of heterogeneity of reservoir fluid inflow to the cross-sectional contour of a vertical well. *Uchenye zapiski Kazanskogo universiteta. Series Physics and Mathematics*, 162(2), pp. 180–192. (In Russ.)
- Potashev K.A., Mazo A.B. (2021). Mathematical Modeling of Oil Reservoir Waterflooding Using Fixed Streamtube at Various Values of Viscosity Ratio. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 42 (8), pp. 2023–2029. <https://doi.org/10.1134/S1995080221080254>
- Potashev K.A., Mazo A.B., Ramazanov R.G., Bulygin D.V. (2016). Analysis and design of a section of an oil reservoir using a fixed stream tube model. *Neft. Gaz. Novacii*, 187(4), pp. 32–40. (In Russ.)
- Sauley V.I., Hozyainov M.S., Trenchikov Ju.I. (2004). Comprehensive study of the hydrodynamic relationship between injection and production wells by indicator and geophysical methods. *Karotazhnik*, 10–11(123–124). (In Russ.)
- Sedov L.I. (1976). Continuum mechanics. Moscow: Nauka, 536 p. (In Russ.)
- Shahvali M., Mallison B., Wei K., Gross H. (2011). An Alternative to Streamlines for Flow Diagnostics on Structured and Unstructured Grids. *SPE 146446*, pp. 1–16. <https://doi.org/10.2118/146446-MS>
- Shatsky A.V., Kolesov V.V., Shatsky D.A., Mitrofanov A.D., Bodryagin A.V., Nikitin A.Ju. (2005). Simulation testing and new possibilities of the method of tracer studies. Moscow: VNIIOENG, 8, pp. 50–58. (In Russ.)
- Sokolovsky Je.V., Chizhov S.I., Trenchikov Ju.I. et al. (1989). . Methodological guidance on the technology of indicator studies and the interpretation of their results for the regulation and control of the process of waterflooding of oil deposits. RD 39-014-7428-235-89. Grozny: SevKavNIPIneft. (In Russ.)
- Spirina E.A., Potashev K.A., Mazo A.B. (2019). Evaluation of the reliability of the averaging over the reservoir thickness for the model with a fixed streamtube. *Conf. Series: J. of Physics*, 1158 042024, pp. 1–6.
- Stepanov S. V., Sokolov S. V., Ruchkin A. A., Stepanov A. V., Knjazev A. V., Korytov A. V. (2018). Problems of assessing the mutual influence of production and injection wells based on mathematical modeling. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, pp. 146–164. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164>
- Willhite G.P. (1986). Waterflooding. SPE Textbook Series. Richardson, TX, 331 p. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1158/4/042024>
- Zemel B. (1996). Tracers in the Oil Field. *Developments in Petroleum Science*, 43. Amsterdam: Elsevier Science.
- Zheltoy Ju.P. (1986). Oil field Development. Moscow: Nedra, 332 p. (In Russ.)

About the Authors

Konstantin A. Potashev – DSc (Physics and Mathematics), Associate Professor, Head of the Department of Aerohydromechanics, N.I. Lobachevsky Institute of Mathematics and Mechanics, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

35, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Rustam Rashid ugli Akhunov – PhD student, Department of Aerohydromechanics, N.I. Lobachevsky Institute of Mathematics and Mechanics, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

35, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Aleksandr B. Mazo – DSc (Physics and Mathematics), Professor, Department of Aerohydromechanics, N.I. Lobachevsky Institute of Mathematics and Mechanics, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

35, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 18 November 2021;

Accepted 11 February 2022; Published 30 March 2022

Ресурсный потенциал гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) в контексте новых данных о строении и продуктивности соленосных надвиговых поясов

К.О. Соборнов

ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания», Москва, Россия
e-mail: ksobornov@yandex.ru

К числу наиболее продуктивных нефтегазоносных районов мира относятся соленосные надвиговые пояса, включая складчатые фланги бассейна Персидского залива, Таримского бассейна (Китай), Терско-Сунженскую зону Восточного Предкавказья и ряд других. Их отличает своеобразие структурных стилей деформаций, крупные размеры залежей, высокие дебиты скважин. К перспективным соленосным надвиговым зонам принадлежит гряда Чернышева, расположенная в предуральской части Тимано-Печорского бассейна. В пределах этого района было пробурено несколько скважин, которые не дали ожидаемых открытий. Анализ результатов работ показал, что основной причиной прошлых неудач являлось несоответствие сложности геологических задач использованным методам исследований. Комплексное изучение района с применением современных геотехнологий, включая сейсморазведку 3D и магнитотеллурическое зондирование, выполненные ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания», позволило существенно изменить представления о строении и нефтегазоносности этого района. Эти работы показали, что высоким нефтегазоносным потенциалом характеризуется зона надвигового сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины. Приоритетный интерес в ее пределах представляет Поварницкое поднятие. Помимо освоения нефтегазовых ресурсов в этом районе возможно развитие сопутствующих производств, связанных с извлечением редкоземельных элементов и металлов из высокоминерализованных вод. Подсолевые резервуары гряды Чернышева могут быть использованы для хранения газа и захоронения CO₂. Комплексное освоение природных ресурсов района Поварницкого поднятия может стать основным драйвером экономического развития северо-восточных районов Республики Коми.

Ключевые слова: соленосные надвиговые пояса, нефть, газ, литий, супербассейн, гряда Чернышева, соляной диатип, поднадвиговая ловушка, сейсморазведка 3D

Для цитирования: Соборнов К.О. (2022). Ресурсный потенциал гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) в контексте новых данных о строении и продуктивности соленосных надвиговых поясов. *Георесурсы*, 24(1), с. 36–50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.4>

Введение

Добыча нефти и газа в России сталкивается с дефицитом рентабельных запасов нефти. Признаком этого дефицита является то, что только 7 % текущей добычи нефти обеспечивается новыми месторождениями, введенными в разработку не более 5 лет назад (Филимонова и др., 2021). В этих условиях следует ожидать рост запроса на новые запасы нефти, которые могут быть введены в разработку в ближайшие годы. Подобная ситуация складывается не только в России. Происходящая перестройка мировой энергетики повсеместно меняет приоритеты в области геологоразведки. В сложившихся условиях глобальной тенденцией является сосредоточение усилий по приросту запасов нефти и газа в наиболее продуктивных бассейнах. Возросшая важность этих бассейнов явилась причиной использования для их обозначения термина супербассейны (Sternbach, 2020; и др.). Одним из основных признаков отнесения к этой категории является величина накопленной добычи свыше 5 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте. Этим критериям отвечают

крупнейшие нефтегазоносные бассейны России, включая Тимано-Печорский.

Помимо повышения нефтеотдачи на старых месторождениях, важным источником прироста запасов в супербассейнах являются новые открытия. Они связаны с выявлением новых поисковых объектов в этих бассейнах. Это стало возможным за счет использования потенциала новых технологий и знаний, что позволяет выявлять «пропущенные» залежи и зоны нефтегазоаккумуляции. Большинство таких возможностей выявляется в зонах сложного геологического строения, которые в прошлом исследовались с применением технических средств и геологических концепций, не отвечающих сложности геологических задач.

В этой связи значительный интерес представляют дислоцированные зоны супербассейнов, в которых распространены соли. Многочисленные месторождения нефти и газа известны в бассейнах Персидского и Мексиканского заливов, Таримского бассейна в Китае, континентальных окраин Атлантического океана в Бразилии, Анголе, Габоне и других районах (Biteau et al., 2014; Duffy et al., 2018; Беленицкая, 2020; и др.). Уникальная продуктивность бассейна Персидского залива может быть в значительной степени обусловлена наличием в его пределах двух

уровней развития солей – солей Ормуз позднедокембрийского возраста и миоценовых солей Фарс (Kendall et al., 2019; и др.). В России ярким походящим примером может служить уникальное месторождение Вуктыл, залежь которого экранирована кунгурскими эвапоритами.

Роль солей в этих районах разнообразна. Они проявляют себя на разных стадиях развития бассейнов и образуют широкий спектр структурных форм. На ранних этапах эволюции соленосных бассейнов диапиризм и преимущественно гравитационные деформации солей влияют на седиментационную зональность. На коллизионной стадии соли часто выступают в роли поверхностей расслоения осадочного чехла. Возникающие при этом пластовые срывы (детachment) способствуют распространению складчатости на большие расстояния от зон коллизии. Пластичность солей способствует формированию дисгармоничной складчатости, при которой над- и подсолевые отложения дислоцированы по различным структурным планам. Несоответствие этих планов обеспечивается вариациями толщин солей. При выдавливании солей образуются выжатые соляные покровы (глетчеры). Обладая минимальной проницаемостью, соль выступает в качестве региональной покрывки, которая фокусирует миграционные потоки нефти и газа. В зонах развития диапиров и выжатых покровов соль служит покрывкой для залежей нефти и газа. Совокупность свойств солей обуславливают специфические особенности строения и нефтегазоносности связанных с ними складчатых поясов.

Наличие высокоэффективных соляных покрывок обеспечивает возможность образования залежей нефти и газа большой высоты. Это позволяет получать высокие дебиты нефти и газа из таких залежей, которые могут достигать 10 тыс. тонн в сутки и более (Morton, 2015; и др.). Высокие эксплуатационные характеристики этих залежей обеспечивают высокую рентабельность их разработки. Такие месторождения имеют низкий углеродный след за счет сокращения количества необходимых скважин и уменьшения затрат на обустройство промыслов. Выработанные подсолевые резервуары успешно используются для захоронения углекислого газа (Dusseault et al., 2004; и др.). Это является важным элементом построения экологически чистой энергетики. Пластовые воды соленосных бассейнов часто богаты редкоземельными элементами и металлами, в том числе литием. Они могут представлять самостоятельную ценность для разработки (Беленицкая, 2020; Бандалетова и др., 2021; и др.). В под- и межсоляных резервуарах находятся наиболее надежные газовые хранилища.

Широкое распространение сложных структурных форм и неоднородность соляных тел в поясах традиционно создавали значительные сложности для их изучения. Большие углы падения дислоцированных слоев и резкие вариации скоростей препятствовали получению надежных сейсмических данных. В результате точность геологических построений была низка, из-за чего часто бурились сухие скважины. Значительный прогресс в области сбора и обработки сейсмических данных, а также комплексирование с несейсмическими методами (Пальшин и др., 2021; и др.) в последние годы изменили эту ситуацию. Появились возможности точнее визуализировать строение зон соляных деформаций. В результате в этих районах

были сделаны новые крупные открытия (Sternbach, 2020; и др.). Есть все основания полагать, что их будет больше.

Существенный прирост знаний в области изучения соленосных надвиговых поясов позволяет по-новому подойти к интерпретации геологического строения и оценке нефтегазоносного потенциала слабоизученных районов сходного строения. К их числу относится гряда Чернышева, расположенная в предуральской части Тимано-Печорского супербассейна. В статье кратко рассмотрены некоторые особенности строения и нефтегазоносности соленосных надвиговых поясов. Понимание этих особенностей позволяет уменьшить неопределенность геологической интерпретации гряды Чернышева. Кроме этого рассмотрены новые результаты исследований, которые дают основание рассчитывать на возможность открытия новой зоны нефтегазоаккумуляции на гряде Чернышева.

Примеры строения и нефтегазоносности соленосных надвиговых поясов

Ярким примером складчатого пояса, строение которого во многом определяется солями, является Терско-Сунженская зона Восточного Предкавказья. Ее строение иллюстрируется интерпретированным региональным сейсмическим профилем и геологическим разрезом, показанными на рисунке 1. В этой зоне распространены соли титонского яруса верхней юры. Интерпретация региональных сейсмических данных в совокупности с материалами бурения свидетельствует о том, что соли рассматриваемого района явились поверхностью расслоения осадочного чехла. На это указывает несоответствие структурных планов над- и подсолевых отложений. Скольжение надсолевого разреза по эвапоритам способствовало распространению складчатых деформаций далеко на север от антиклинория Большого Кавказа, что привело к образованию Терского и Сунженского хребтов, отделенных от Кавказа слабодислоцированными Чеченской и Осетинской впадинами.

Выжимание солей в ядрах этих антиклинальных зон способствовало образованию высокоамплитудных складок в надсолевых мел-эоценовых отложениях. В них заключены крупные месторождения нефти – Старогрозненское, Октябрьское, Заманкульское, Брагунское и другие. Есть основание рассчитывать на возможность нахождения залежей нефти и газа в подсолевых отложениях Черногорской моноклинали во внутренней части складчатой зоны, а также в меж- и подсолевых отложениях во внешней его части.

Другой яркий пример нефтегазоносного складчатого пояса, строение которого во многом определяется солями, представлен зоной сочленения Таримского бассейна и горной системой Тянь-Шань. Контрастный рельеф и засушливость этого района позволяют хорошо видеть особенности его строения на спутниковых снимках (рис. 2).

Как можно видеть, между предгорьями Тянь-Шаня и антиклинальной зоной Куалитаг расположена обширная впадина Байченг. Ширина этой относительно слабодислоцированной синклинали составляет около 30 км. На рисунке 3 показаны интерпретированный региональный субмеридиональный сейсмический профиль и геологический разрез.

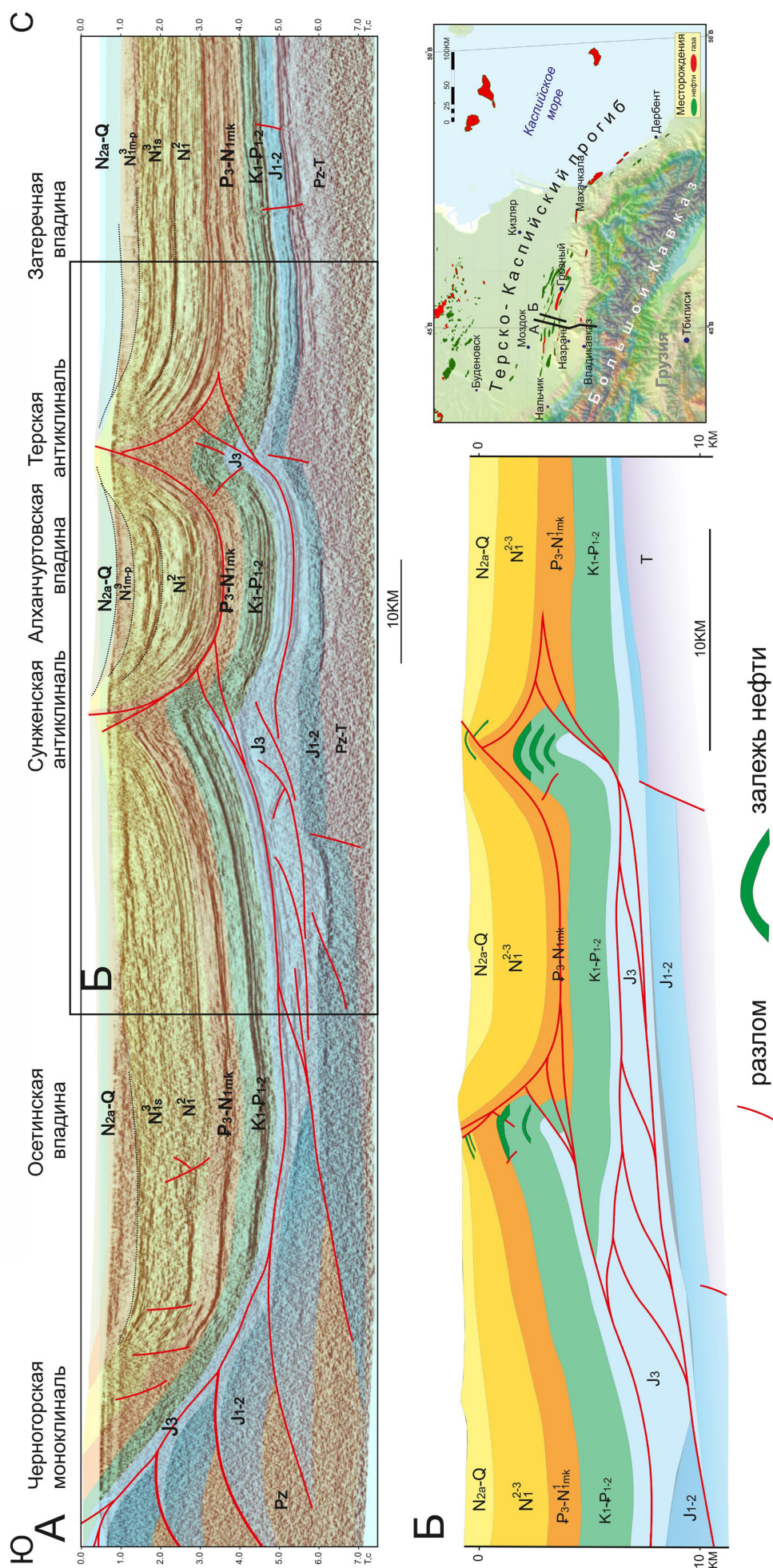


Рис. 1. Интерпретированный региональный сейсмический разрез Терско-Сунженского сегмента складчато-надвигового пояса южного борта Терско-Каспийского прогиба (Соборнов, 2019).
Б – Геологический профиль Терской и Сунженской антиклинальных зон. Профиль примерно соответствует части сейсмического профиля, ограниченного рамкой. Показано размещение ос-
новных залежей нефти. Расчленение осадочного выполнения бассейна происходит по типонским слоям. Положения разрывов с.м. на карте-врезке.



Рис. 2. Спутниковое изображение северного борта Таримского бассейна и горной системы Тянь-Шань. Показаны основные элементы строения складчатого пояса – антиклинальная зона Куалитаг, впадина Байченг, складчатый пояс Кука (earth.google.com).

Антиклинальная зона Куалитаг, расположенная на значительном удалении от зоны передовой складчатости предгорий Тянь-Шаня, представляет собой аналог Терской и Сунженской антиклинальных зон. Расслоение осадочного чехла в этом районе происходило по эоценовыми солями.

Рассматриваемый складчатый пояс на севере Таримского бассейна является одним из центров геолого-разведочных работ на нефть и газ в Китае. Здесь, начиная с 2008 г., сделан целый ряд крупных открытий газовых месторождений. В настоящее время газовые ресурсы подсольевых залежей этого района оцениваются в 2 трлн м³ (Neng et al., 2021). Основная часть газовых залежей приурочена к подсольевым отложениям мелового возраста складчатого пояса Кука. Глубина их залегания достигает 7 и более км. Примечательно, что из-за дисгармоничного характера складчатости, обусловленного расслоением чехла вдоль эоценовых солей, продуктивные подсольевые складки не отражены в надсольевых отложениях, что препятствовало их обнаружению в прошлом. Залежи в подсольевых отложениях этого района могут рассматриваться как аналоги предполагаемым скоплениям нефти и газа в аналогичных структурных условиях Черногорской моноклинали Восточного Предкавказья (рис. 1).

На удалении от основной группы месторождений находится крупное газовое месторождение Джонки, заключенное в пределах антиклинальной зоны Куалитаг. Это месторождение приурочено к передовой надвиговой структуре южной vergenции, которую перекрывает встречный надвиг в надсольевых отложениях. Совокупность

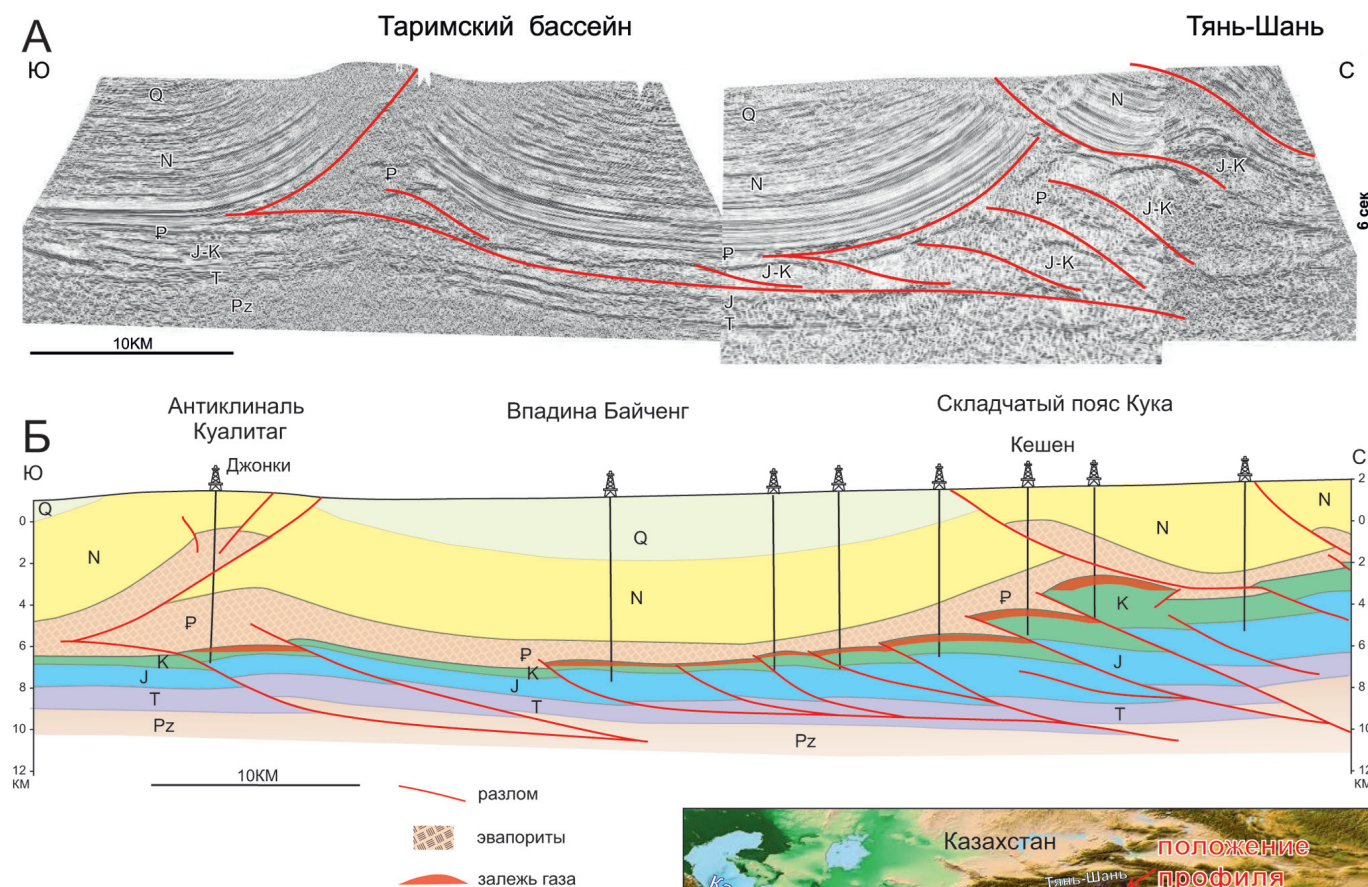


Рис. 3. А – интерпретированный региональный композитный разрез зоны сочленения Таримского бассейна и Тянь-Шаня (Callot et al., 2013 с дополнениями). Б – Геологический разрез субпараллельный сейсмическому разрезу, показывающий размещение залежей газа (Li et al., 2021 с дополнениями). Положение разрезов см. на карте-врезке (Callot et al., 2013 с дополнениями).



встречных разломов образует характерную структуру клиновидного вдвига, расщепляющего осадочный чехол на уровне эоценовых солей.

Приведенные примеры показывают разнообразие структурных стилей деформаций осадочного чехла соленосных надвиговых поясов. Как можно видеть на этих примерах, способность солей транслировать деформации на большое расстояние приводит к формированию контрастных структур в удаленных фронтальных зонах этих поясов. В Восточном Предкавказье это Терская и Сунженская антиклинальные зоны (рис. 1), в Таримском бассейне это антиклинальная зона Куалитаг (рис. 2, 3).

В обоих случаях передовые антиклинальные зоны приурочены к внешней периферии области распространения солей. Формирование соляных диапиров в этих зонах началось до основной складчатости за счет перетока соли по восстанию слоев из приосевых частей прогибов. Это способствовало формированию ловушек до наступления основной фазы миграции нефти и газа, связанной с последующим быстрым погружением предгорных прогибов. В рассмотренных примерах, а также в ряде других районов, в этих зонах концентрируются крупные залежи нефти и газа. Это дает основание с особым вниманием относиться к поисковым объектам, расположенным в сходных структурных условиях.

Соленосный надвиговой пояс

Приполярного Урала: строение и развитие

Основываясь на современных представлениях о строении соленосных надвиговых поясов, можно предположить, что значительным нефтегазоносным потенциалом могут обладать складчатые зоны Приполярного Урала. Особый интерес представляет район гряды Чернышева, расположенной в пределах восточной части Тимано-Печорского супербассейна (рис. 4). Эта структурная зона была выделена в результате работ экспедиции под руководством Ф.Н. Чернышева в 1880-х гг. (Наливкин, 1948). Наиболее полный обзор проведенных в этом районе последующих исследований, посвященных развитию взглядов на его строение и формирование, приведен в работе В.Н. Данилова (Данилов, 2017).

В плане гряда Чернышева образует дугообразную, выпуклую на запад складчатую зону, простирающуюся с юго-запада на северо-восток. Ее протяженность составляет около 320 км при ширине от 15 до 40 км. В ее пределах на поверхности обнажаются дислоцированные верхнеордовикско-пермские отложения (Тимонин, 1975). Гряда Чернышева граничит на востоке с обширной, изометричной Косью-Роговской впадиной Предуралья. Западнее гряды Чернышева располагается Хорейверская депрессия, которая

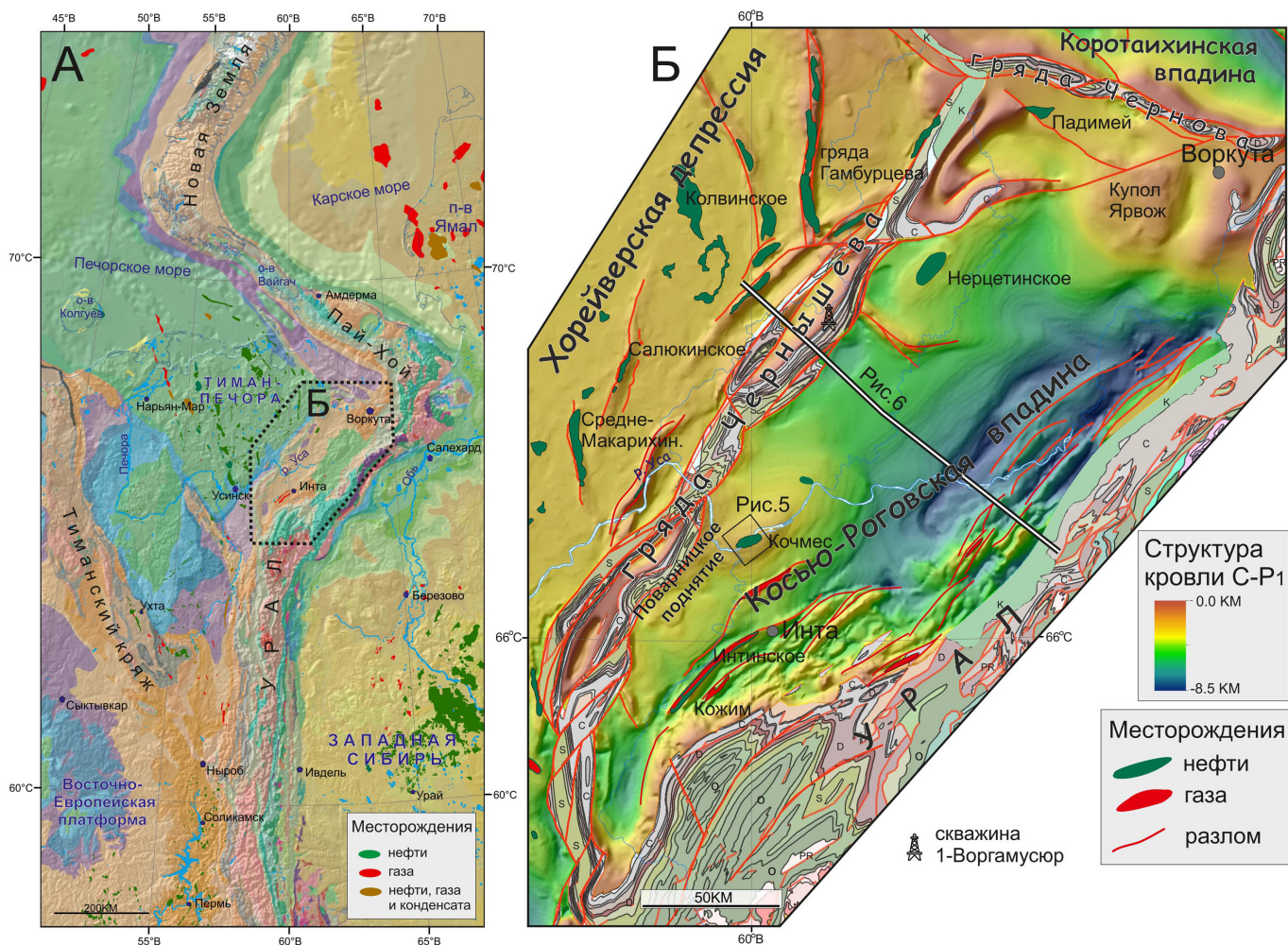


Рис. 4. А – Геологическая карта Североуральско-Новоземельского региона и прилегающих бассейнов, наложенная на рельеф. Показано положение месторождений углеводородов. Полигон, выделенный пунктиром, обозначает район, показанный на карте Б. Б – Структурная карта Косью-Роговской впадины, гряды Чернышева и прилегающих районов по поверхности каменноугольно-нижнепермских карбонатов с указанием размещения месторождений нефти и газа.

относится к платформенной части Тимано-Печорского супербассейна.

Соли никогда не были обнаружены на поверхности гряды Чернышева и передовых складчатых зон Приполярного Урала. Это связано с низкой обнаженностью этого района и его переувлажненностью, что способствовало растворению солей. Первые сведения о наличии солей в прилегающей части Косью-Роговской впадины были получены в 1970-х гг., при бурении на куполе Кочмес. Скважина 3-Кочмес вскрыла соли и ангидриты верхнеордовикского возраста. После вскрытия сульфатно-соляной пачки на глубине 5629 м в этой скважине был получен мощный (до 1 млн м³/сут.), но непродолжительный приток газа (Грунис и др., 2016; и др.). Этот приток дал основание рассчитывать на наличие подсолевой залежи газа. Для проверки этого предположения были пробурены дополнительные глубокие скважины, которые оказались сухими. Как показало дальнейшее исследование, приток газа был связан с межсолевой линзой карбонатных пород.

Данные сейсморазведки 3D показывают, что Кочмесский купол сформирован за счет образования в его ядре соляной подушки, толщина которой достигает 1 км (рис. 5). Перекрывающие отложения разбиты системой радиальных разломов, что свойственно соляным куполам. В подсолевых отложениях замкнутых антиклинальных структур не выделяется.

В последующие годы соли верхнего ордовика были вскрыты скважинами на куполе Ярвож на севере впадины, в Восточно-Лемвинской зоне в предгорьях Приполярного Урала, а также на гряде Чернышева (Грунис и др., 2016; Данилов, 2017; и др.). Сейсмические данные показали,

что верхнеордовикские соли имеют широкое площадное распространение в Косью-Роговской впадине.

Роль солей в рассматриваемой части до настоящего времени не имеет общепризнанного понимания. Вместе с тем, появляется все больше свидетельств того, что она более значительна, чем было принято думать ранее. Во-первых, диапиризм солей начался задолго до наступления коллизионной складчатости на Урале, что оказывало существенное влияние на условия осадконакопления. На это указывают изменения толщин и фациального состава силурийско-каменноугольных отложений в зонах развития дислоцированных соляных структур (Соборнов и др., 2021). Во вторых, соли во многом определили структурный стиль деформаций Северного Предуралья в целом и гряды Чернышева в частности. Это видно из того, что в зонах развития соляных структур сосредоточена значительная часть деформаций осадочного чехла.

Представления о строении рассматриваемого района отражают региональный геологический разрез, показанный на рисунке 6. Эта интерпретация основывается на совокупности геолого-геофизических данных, наиболее информативными из которых являются материалы сейсморазведки. Основные неопределенности структурных построений связаны с глубинной структурой складчато-надвиговых зон.

Предложенная интерпретация исходит из того, что разрез этого сегмента предуральского бассейна расслоен вдоль верхнеордовикских эвапоритов. За счет эффективного скольжения по солям, сжатие от зоны коллизии на Урале транслировалось в район гряды Чернышева. Эта гипотеза была высказана В.В. Юдиным в 1985 г. (Юдин, 1985).

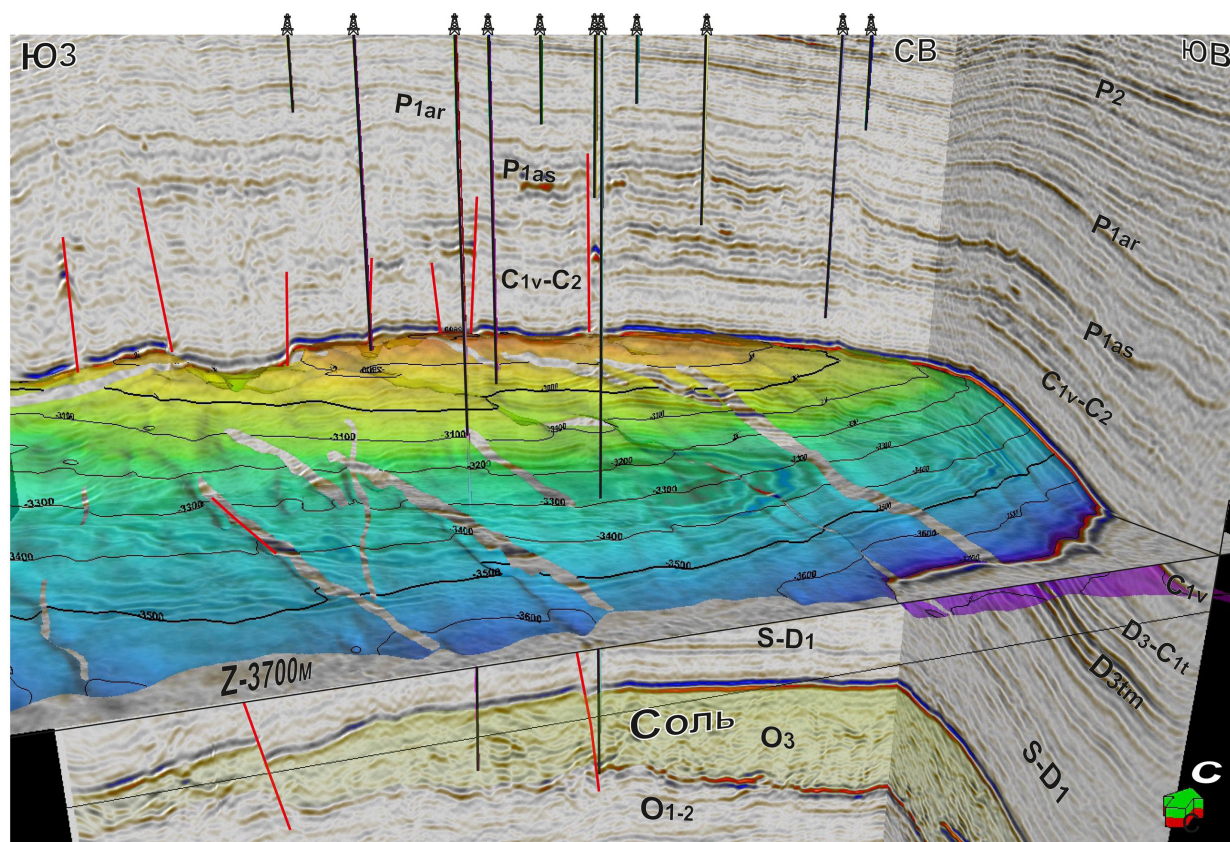


Рис. 5. Строение купола Кочмес по данным сейсморазведки 3D и бурения. Показано положение глубинной структурной поверхности визейского несогласия (по данным ГПБ-Ресурс). В ядре купола выделяется подушка, образованная верхнеордовикскими солями. Положение района съемки 3D на куполе Кочмес см. на рис. 4.

гряда Чернышева Косью-Роговская впадина ПРИПОЛЯРНЫЙ УРАЛ

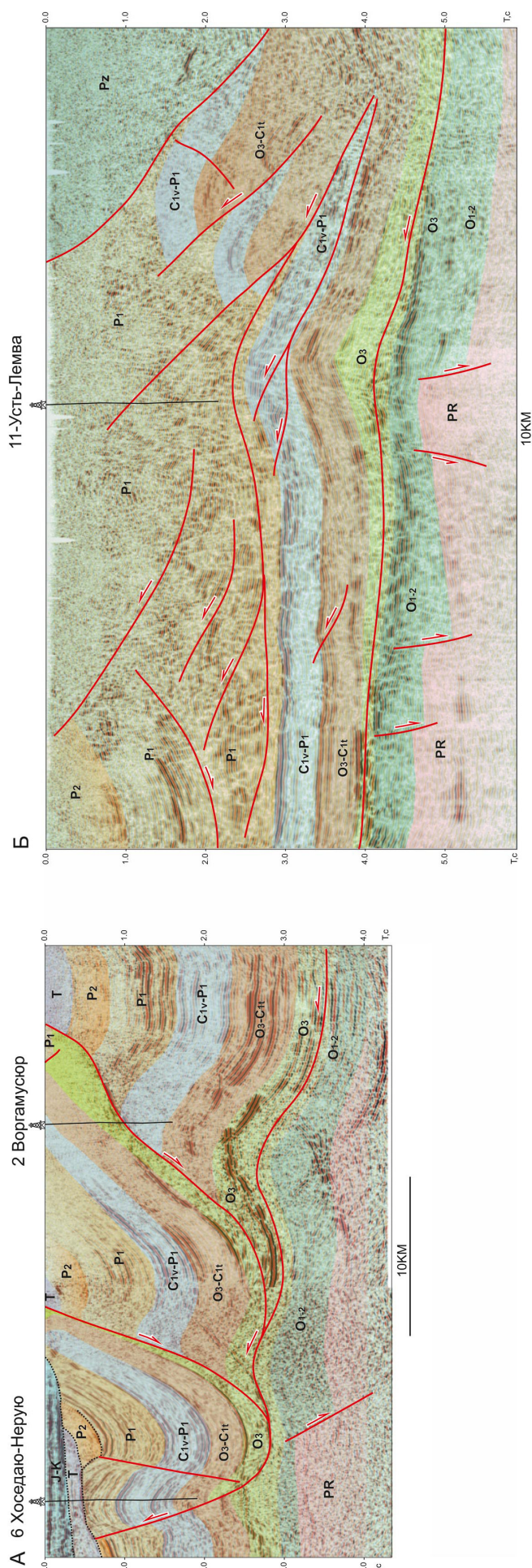
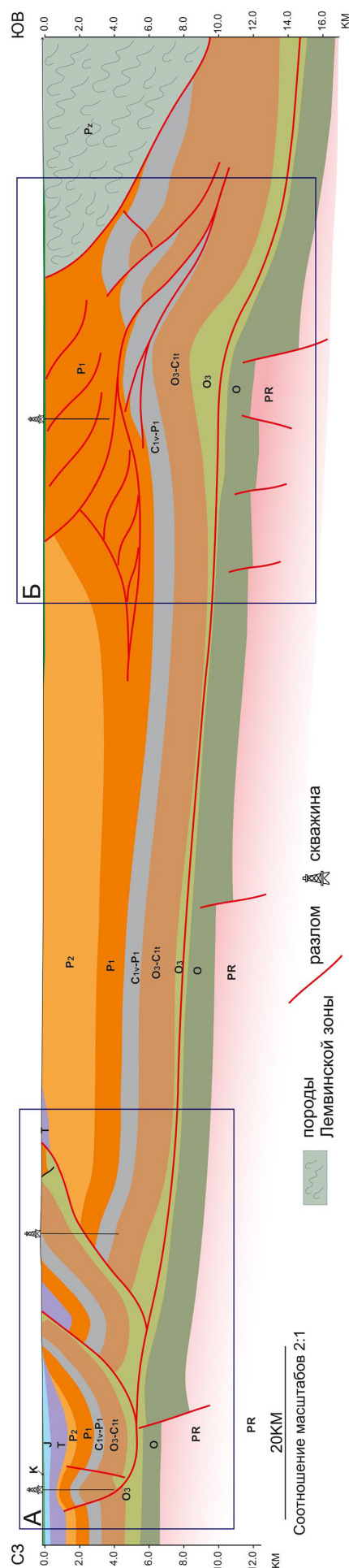


Рис. 6. Верх: схематический геологический разрез гряды Чернышева, Косью-Роговской впадины и прилегающих районов Урала. Положение разреза см. на рис. 4. Низ: интерпретированные сейсмические разрезы складчатых зон, обрамления Косью-Роговской впадины. Положение разрезом А и Б примерно соответствует рамкам на геологическом разрезе.

В дальнейшем она нашла подтверждение в сейсмических данных (Соборнов, Тарасов, 1992; и др.). Она согласуется с дугообразным выступом гряды Чернышева в плане и объясняет, почему в пределах гряды Чернышева дислоцированы только надсолевые отложения.

Примечательно, что на значительном протяжении зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины по данным бурения и сейсморазведки установлены надвиги антиуральской вергенции. По ним тектонические пластины гряды Чернышева надвинуты на прилегающие зоны впадины (рис. 6). В скважинах установлено, что в основании этих пластин находятся соли верхнего ордовика.

Вероятно, что структурные позиции антиуральских надвигов гряды Чернышева родственны по своей геодинамической природе встречному надвигу, установленному в пределах антиклинальной зоны Куалитаг в Таримском бассейне (рис. 2, 3).

Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных дает основание рассматривать аллохтонные соли как продукт раздавливания долгоживущих соляных диапиров гряды Чернышева. В схематическом виде последовательность тектонических событий показана на рисунке 7.

Массивные соляные структуры возникли в районе гряды Чернышева до коллизионной складчатости.

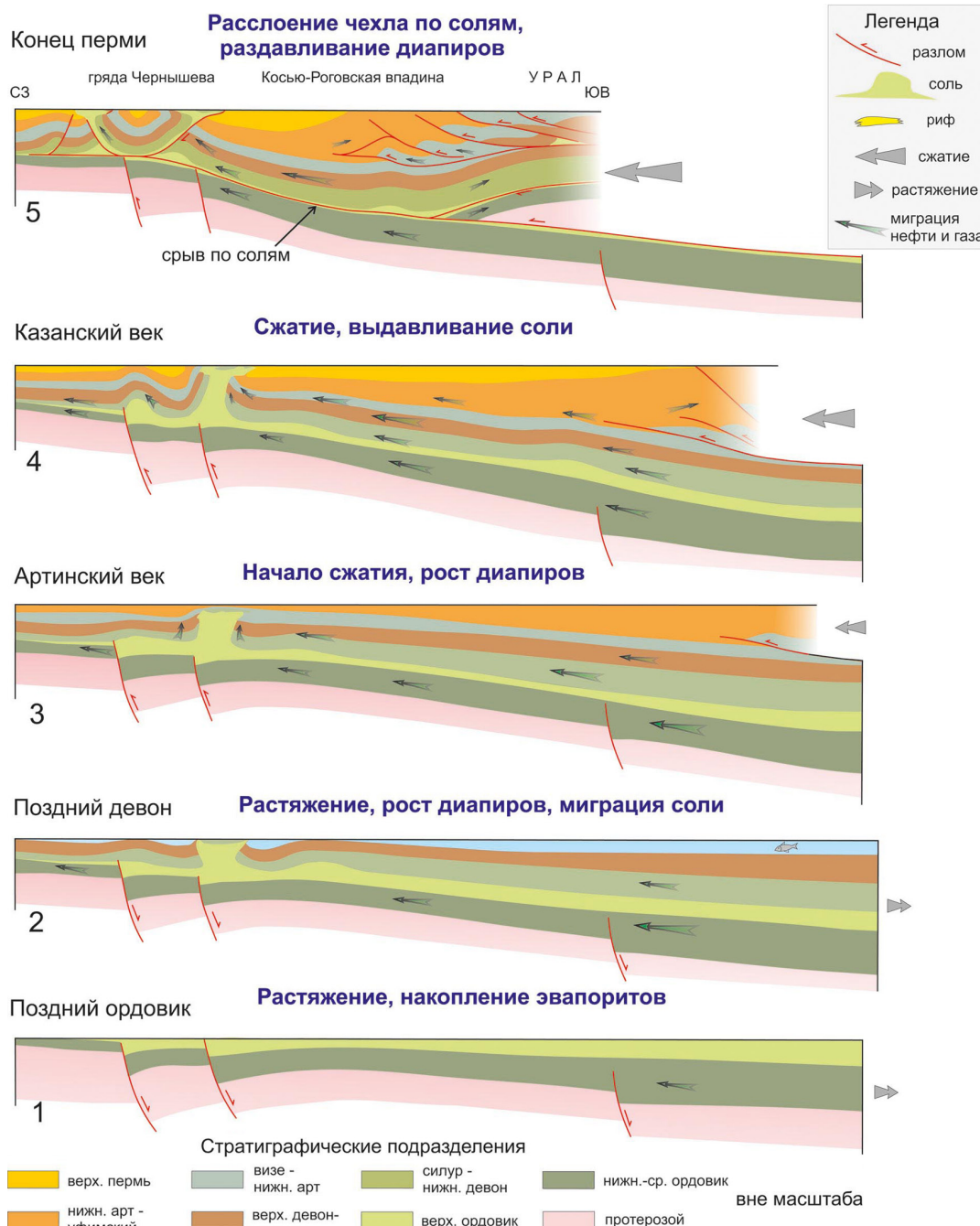


Рис. 7. Схема структурного развития южной части Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева в ордовике-перми (вне масштаба). 1 – накопление солей в позднем ордовике в конце рифтовой стадии развития, 2 – поздний девон – погружение континентальной окраины, миграция солей к гряде Чернышева, диапиризм, рост рифов на периферии соляных прогибов, 3 – середина артинского века – начало коллизионной складчатости, миграция соли, рост диапиров на гряде Чернышева, 4 – казанский век – продолжение складчатости, быстрое предгорное погружение, миграция соли, диапиризм, 5 – Поздняя пермь – продолжение складчатости, расслоение чехла по солям, раздавливание диапиров гряды Чернышева. Стрелками показано направление миграционных потоков нефти и газа.

На это указывают изменения толщин и фациального состава пород силура-ранней перми в зоне контакта с соляными телами (Соборнов и др., 2021). Аналогами этих диапиров являются многие подобные соляные структуры на континентальных окраинах. Вероятно, что на протяжении этого времени подпитка диапиров происходила за счет миграции соли из погруженной части бассейна в направлении гряды Чернышева. Латеральной восходящей миграции соли способствовало то обстоятельство, что она была перекрыта преимущественно карбонатными отложениями, обладающими более высоким удельным весом. Локализация соляных диапиров в этом районе, вероятно, была предопределена существованием долгоживущей флексуры, приуроченной к глубинным разломам. В пользу существования этой флексуры свидетельствует значительное изменение толщин и фациального состава отложений на ее флангах, включая выпадения из разреза солей верхнего ордовика в западном направлении.

В условиях коллизионной складчатости, во второй половине артинского века произошло расслоение осадочного чехла краевого прогиба по солям и перемещение надсолевых отложений в направлении гряды Чернышева. При этом пластичные соли диапировых валов гряды Чернышева в первую очередь поглощали деформации поперечного сокращения. Соляные массивы раздавливались с выдавливанием соли на поверхность и образованием покровов. Последние перекрывали поддвигающиеся под них массивные толщи преимущественно карбонатных надсолевых отложений. Этот механизм объясняет наличие мощных пачек дислоцированных солей в основании антиуральских надвиговых пластин гряды Чернышева. Он также согласуется с широким распространением карбонатных брекчий в зонах соляных деформаций (Антошкина, 2009; и др.). Они, скорее всего, образованы за счет воздействия подвижных солей на вмещающие и перекрывающие карбонаты, а также благодаря растворению солей в поверхностных условиях,

что вело к накоплению карстовых брекчий.

Сопоставление данных геологического картирования и геодезической съемки показывает, что соляные деформации продолжают до настоящего времени. Это видно из того, что положению тектонического фронта, который соответствует проекции выхода на поверхность надвига с соленосными отложениями в основании, в рельефе отвечает протяженный уступ высотой 30–40 м. Учитывая, что рассматриваемая территория была перепленизирована в плиоцене (Жарков и др., 2015), можно сделать вывод, что эти неотектонические деформации сопряжены с долгоживущим диапиризмом солей.

Нефтегазоносный потенциал гряды Чернышева

Важной особенностью региональной структуры Косью-Роговской впадины является устойчивый уклон осадочного чехла из ее погруженной осевой зоны в направлении гряды Чернышева. Наличие регионального уклона осадочного чехла видно на рисунке 8. Этот рисунок показывает конфигурацию поверхности франского несогласия, расположенной вблизи доманиковых отложений, представляющих в этом районе основную нефтематеринскую толщу. Сейсмическая интерпретация показывает, что воздымание осадочного чехла в направлении гряды Чернышева имело место на протяжении силура-ранней перми. Оно подчеркивается наличием интервалов клиноформной проградации к юго-востоку при общем сокращении толщин различных интервалов силурийско-пермских отложений к северо-западу. Этот региональный уклон был обусловлен принадлежностью Косью-Роговской впадины к палеозойской континентальной окраине Уральского океана.

Высокий нефтегазогенерационный потенциал битуминозных отложений, включая доманиковую свиту, обеспечивал большой объем продуцируемых углеводородов (Бушнев и др., 2017; Данилов, 2017; Котик, Котик,

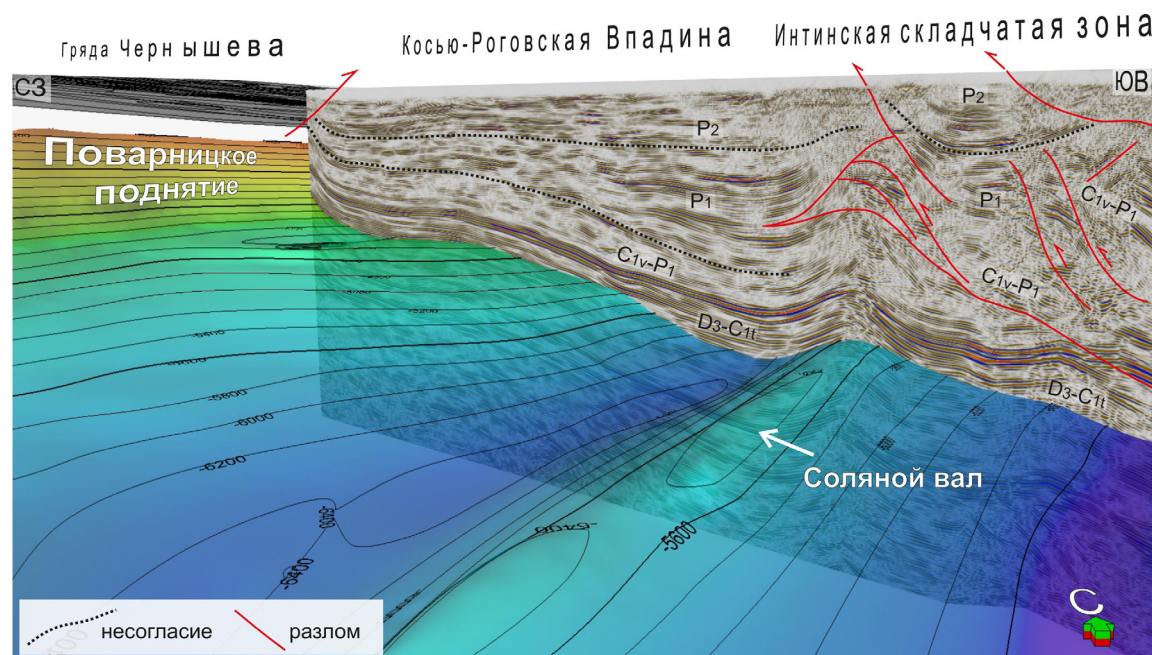


Рис. 8. Изображение структуры южной части Косью-Роговской впадины и прилегающих складчато-надвиговых зон в 3D. Показан интерпретированный региональный сейсмический разрез в глубинной области и глубинная поверхность франского несогласия. Положение разреза см. на рис. 9.

2018; и др.). Согласно оценке специалистов ВНИГРИ только доманиковые отложения Косью-Роговской впадины произвели около 300 млрд т нефти (Баженова, Богословский, 2012). Структура бассейна способствовала ее преимущественной миграции в направлении гряды Чернышева (рис. 8). Это дает основание рассчитывать на высокую степень заполнения ловушек, которые существовали в этом районе до и в ходе прохождения основного миграционного потока из погруженной части бассейна. Основной поток имел место в условиях максимального погружения осадочного чехла при быстром развитии краевого прогиба в позднепермское время (рис. 7). В этой связи, ловушки, связанные с долгоживущими диапировыми структурами гряды Чернышева, имеют высокую вероятность заполнения углеводородами.

Реконструкция развития бассейна (рис. 7) показывает, что наиболее перспективными ловушками могут служить тупиковые зоны образованные поднятиями осадочного чехла Косью-Роговской впадины, которые полностью или частично перекрыты антиуральским тектоническим фронтом гряды Чернышева. Важным фактором аккумуляции восходящих потоков нефти и газа в этих условиях является наличие соляной покрывки в основании надвигов, перекрывающих ловушки. Присутствие протяженного слоя соли в основании тектонического фронта подтверждается результатами интерпретации данных магнитотеллурического зондирования (Соборнов и др., 2021; Пальшин, 2021).

Поисковые работы на гряде Чернышева

Предположение о перспективности геологоразведочных работ на поднадвиговые зоны в области сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины высказано на основе интерпретации сейсмических данных, которые получены в начале 1990-х гг. (Соборнов, Тарасов, 1992; и др.). Рекомендовалось дополнительное изучение строения этих зон с последующей постановкой бурения на поднадвиговые ловушки. К настоящему времени на поднадвиговые отложения в этой зоне было пробурено 4 глубокие скважины (Грунис и др., 2016; Данилов, 2017). Первая из них – 1-Воргамусюр – в 2000 г. дала мощный аварийный выброс нефти из карбонатной толщи, перекрытой солями (рис. 4). Выброс привел к пожару и ликвидации скважины. Это нефтепроявление было воспринято как свидетельство продуктивности поднадвигового разреза и вызвало огромный интерес нефтяных компаний. В районе скважины 1-Воргамусюр были заложены еще 3 скважины. Ожидалось, что они вскроют продуктивный поднадвиговой разрез, обнаруженный в первой скважине. Выбор точек бурения был произведен на редкой сети сейсмических профилей 2D. Во всех пробуренных скважинах отмечались нефтегазопроявления, однако промышленных скоплений нефти и газа установлено не было. Последующие исследования показали, что, по всей вероятности, выброс нефти был связан с блоком карбонатных пород, заключенной в солях верхнего ордовика (Данилов, 2017; и др.). В поднадвиговом разрезе в этом районе отсутствовали ловушки (Грунис и др., 2016; и др.).

В целом, проведенное бурение подтвердило структурную модель зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины, которая предполагает

крупноамплитудное надвиговое перекрытие последней надвиговым фронтом с солями в основании. Установлены признаки нефтегазоносности в межсолевом и поднадвиговом разрезе. Однако промышленная продуктивность поднадвигового разреза осталась недоказанной из-за размещения скважин вне замкнутых структур. Опыт этих работ показал, что опосредованное перспективных объектов в районах сложного строения требует более тщательной подготовки. В этих условиях необходима интеграция современных методов исследований с применением сейсморазведки 3D. Важным для сейсмической интерпретации является использование корректной скоростной модели в зонах удвоения акустически высокоскоростных карбонатных отложений и вариаций толщин низкоскоростных солей. Следует принимать во внимание возможность наличия крупных нефтенасыщенных межсолевых линз в аллохтонном комплексе, которые могут быть ошибочно приняты за подсолевые отложения. Уместно заметить, что сходная ситуация ранее имела место при опосредованном купола Кочмес, где была вскрыта газонасыщенная межсолевая линза. Как уже отмечалось, на этой площади также бурились дополнительные скважины, которые не дали ожидаемого результата из-за отсутствия подсолевых ловушек (рис. 5). В этой связи можно отметить, что в Омани известны примеры месторождений, где межсолевые массивы карбонатных пород рассматриваются как самостоятельные нефтяные залежи (Peters et al., 2003).

Переинтерпретация накопленных данных позволила уточнить геологические построения и оценку нефтегазоносного потенциала поднадвигового тренда Гряды Чернышева (Соборнов, Данилов, 2015; Соборнов и др., 2021; и др.). Эти исследования показали, что наибольший поисковый интерес в этой зоне представляет район Поварницкого поднятия (рис. 9). Оно образует наиболее крупную положительную структуру длительного развития, расположенную в благоприятных условиях для нефтегазоаккумуляции. Для детализации строения Поварницкого поднятия в 2018–2019 гг. Северо-Уральской нефтегазовой компанией были проведены специальные комплексные исследования. Они включали сейсморазведку 3D, магнитотеллурическое зондирование (МТЗ), грави- и магнитометрические съемки. Комплексная обработка геолого-геофизических данных показала, что свод этого поднятия расположен под покровом тектонической пластины гряды Чернышева, в основании которой залегает толща солей (Соборнов и др., 2021; Пальшин и др., 2021). Это дает основание рассчитывать на сохранность залежей нефти и газа в поднадвиговом разрезе.

Композитный сейсмический разрез в глубинной области через присводовую часть Поварницкого поднятия показан на рисунке 10. Он составлен из переобработанного профиля 2D и новых данных 3D. Как можно видеть, амплитуда надвигового перекрытия осадочного чехла Косью-Роговской впадины составляет не менее 10 км. Сейсмические данные позволяют предполагать утолщение верхнеордовикского соленосного интервала в поднадвиговой зоне. Это свидетельствует о вероятном наличии соляной подушки в ядре Поварницкого поднятия, подобно той, которая выявлена на соседнем куполе Кочмес (рис. 5). Возможно, что она образована над выступом в фундаменте.

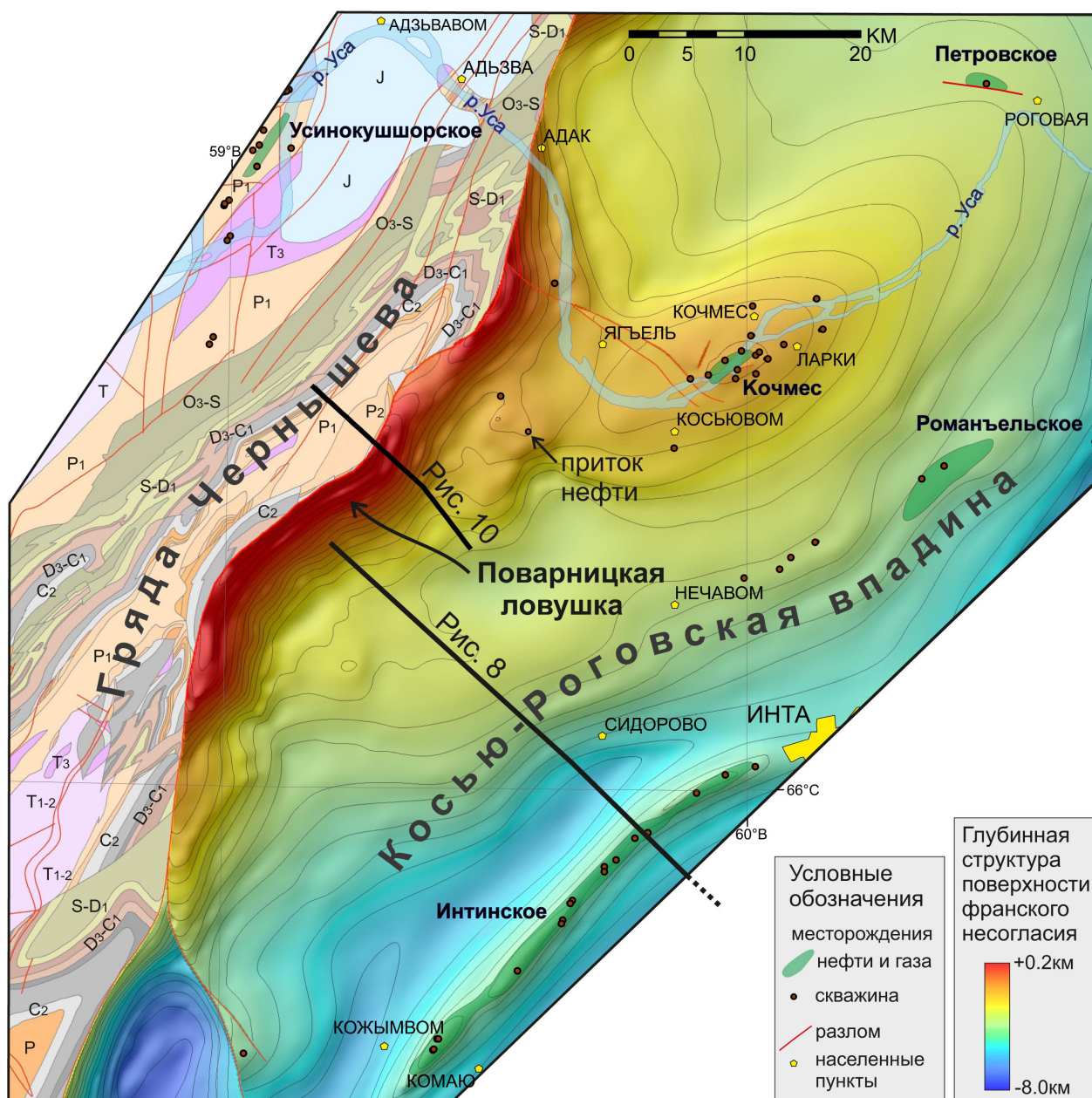


Рис. 9. Структурная карта поверхности франского несогласия южной части Косью-Роговской впадины со снятием аллохтонного покрова гряды Чернышева. Показано положение Поварницкой тупиковой ловушки и разрезов на рисунках 8 и 10.

Современная интерпретация строения района Поварницкого поднятия показывает, что скважины, пробуренные в прилегающей части Косью-Роговской впадины в 1980-х гг., расположены на его периферии. Их заложение основывалось на предположении, что гряда Чернышева ограничена субвертикальным разломом, который ограничивает структурный нос Поварницкого поднятия. Установление покровной структуры этой зоны существенно увеличивает объем ловушки за счет ее поднадвигового продолжения. Новые данные показывают, что перспективные интервалы верхнего девона-нижнего карбона в поднадвиговом своде структуры расположены примерно на 1 км выше, чем в пробуренных скважинах. Примечательно, что одна из них – 21-Поварницкая – дала приток легкой нефти и из верхнедевонских отложений, что указывает на перспективность рассматриваемой ловушки.

Наблюдаемая конфигурация поднадвигового поднятия позволяет рассчитывать на существование двух

основных типов ловушек нефти и газа в поднадвиговой части Поварницкого поднятия. В схематическом виде они показаны на рисунке 11.

Первый тип представлен ловушками тектонического экранирования. Они образованы преимущественно моноклинально залегающими девонско-нижнепермскими отложениями, которые срезаются надвиговой пластиной. Продуктивность этих отложений доказана на соседних месторождениях (Кочмес, Инта, Нерцета, Усинокушшор и др.). Наличие соли в основании пластины повышает вероятность сохранности этих «тупиковых» залежей. Приток нефти в скважине 21-Поварницкая из верхнедевонских отложений на периферии ловушки может рассматриваться как признак вероятного нефтегазонасыщения ловушек этого типа. Второй предполагаемый тип ловушек связан с антиклинальными структурами, выраженными в подстилающих силурийско-верхнеордовикских отложениях. Продуктивность этих отложений установлена

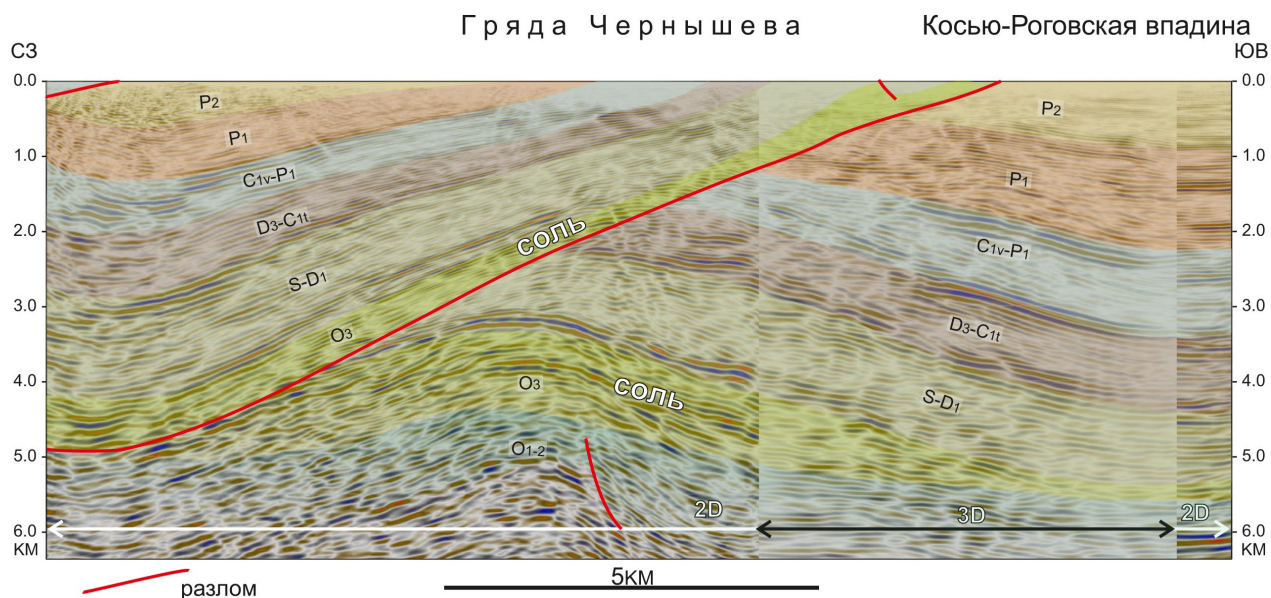


Рис. 10. Композитный сейсмический разрез в глубинной области через присводовую часть Поварницкого поднятия. Положение разреза см. на рис. 9.

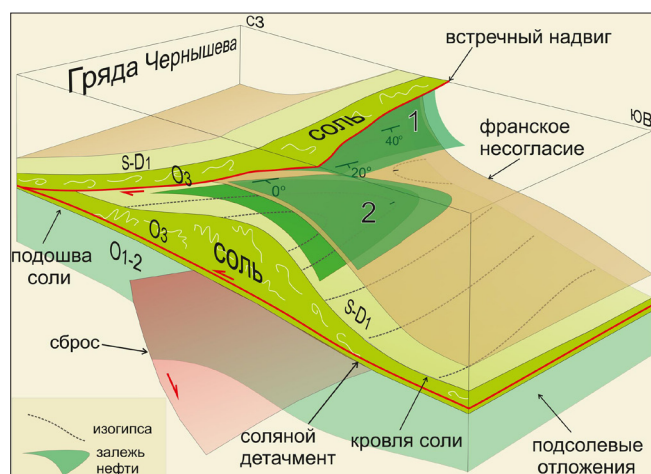


Рис. 11. Схематическое представление строения зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины в районе Поварницкого поднятия. Показано положение основных прогнозируемых типов залежей нефти и газа: 1 – залежи тектонического экранирования, 2 – антиклинальные залежи над соляными подушками.

на месторождениях прилегающей части Хорейверской впадины – Усинокуштор, Среднемакарихинское и др. Этот тип предполагаемых ловушек не зависит от наличия соляной покрывки. В целом, Поварницкое поднятие может содержать целый ряд продуктивных интервалов в стратиграфическом диапазоне от ордовика до нижней перми.

Синергия комплексного освоения ресурсов

Экономический анализ проекта по освоению нефтегазового потенциала района Поварницкого поднятия гряды Чернышева показывает его высокую эффективность и быструю окупаемость. Вместе с тем, ограниченность инвестиционных ресурсов побуждает рассматривать сопутствующие возможности, способные дополнительно повысить привлекательность данного проекта. Принимая во внимание наличие солей в рассматриваемом районе, можно предполагать, что самостоятельную ценность для

разработки могут представлять редкие металлы и иные ценные компоненты, содержащиеся в высокоминерализованных пластовых водах. В верхнеордовикских отложениях надвигового фронта в скважине 2-Воргамусюр (рис. 5) минерализация пластовых вод достигает 361 г/л (Данщикова и др., 2019). Их состав указывает на возможность промышленной разработки ценных компонентов пластовых рассолов. В водах верхнеордовикских отложений установлено высокое содержание калия – 20 г/л, брома – 2,58 г/л, стронция – 1,02 г/л, лития – 31,5 мг/л, рубидия – 27,8 мг/л (Данщикова и др., 2019). Вероятно, что содержание этих компонентов может быть выше в неизученной и, возможно, более гидродинамически закрытой поднадвиговой части разреза. Данные концентрации делают их перспективными для промышленной разработки. Это, в частности, относится к литию. Высокий спрос на этот металл значительно увеличился связи с развитием «зеленой» энергетики. Промышленной считается концентрация лития в 10 мг/л, что в три раза меньше, чем рассолах гряды Чернышева. Комплексная интерпретация данных сейсморазведки 3D и МТЗ позволяет прогнозировать зоны сосредоточения высокоминерализованных рассолов. Они, вероятно, приурочены к зонам карстования, доломитизации и выщелачивания эвапоритов. По данным МТЗ им отвечают контрастные аномалии низких сопротивлений, связанные с минерализованными водами.

Дополнительную возможность для повышения эффективности проекта комплексного освоения данного района дает потенциальное использование подсолевых резервуаров гряды Чернышева для хранения газа. Это особенно важно в связи с его близостью в трассе магистрального газопровода Бованенково-Ухта (около 40 км), что позволит компенсировать сезонные колебания потребления газа. Дополнительно в подсолевых резервуарах этого района может производиться захоронение парниковых газов. Учитывая предстоящее введение платы за выброс парниковых газов, их захоронение в подсолевых резервуарах гряды Чернышева может, в частности, существенно улучшить экономику проектов по генерации электроэнергии из углей соседнего Воркутинского района.

В целом, высокий нефтегазоносный потенциал Поварницкого поднятия в совокупности с отмеченными дополнительными возможностями может обеспечить экономическое развитие Интинского и Воркутинского районов Республики Коми. В настоящее время они испытывают значительные трудности, связанные с сокращением производства угля, что до настоящего времени являлось основой их производственной деятельности.

Заключение

Опыт поисково-разведочных работ в различных нефтегазоносных бассейнах мира показывает высокий углеводородный потенциал соленосных надвиговых поясов. С ними связана концентрация крупных месторождений нефти и газа. В России к числу перспективных соленосных надвиговых зон относится гряда Чернышева, расположенная в предуральской части Тимано-Печорского супербассейна. Она изучается уже несколько десятилетий. К сожалению, до настоящего времени нефтегазопоско-вые работы в этом районе не дали ожидаемых результатов. Анализ результатов работ дает основание заключить, что основной причиной прошлых неудач являлось несоответствие сложности геологических задач использованным методам исследований.

Комплексное применение современных геотехнологий, включая сейсморазведку 3D и магнитотеллурическое зондирование, позволило получить более информативные данные, характеризующие строение этого района. Интерпретация данных с использованием знаний, полученных в результате поисково-разведочных работ в зонах сходного строения, позволила существенно уточнить представления о его строении и нефтегазоносном потенциале. На этой основе определен приоритетный объект поисково-разведочных работ – Поварницкое поднятие. Опоискование этого района может привести к открытию крупной зоны нефтегазонакопления, которая может стать новым центром добычи нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне. Кроме этого, в его пределах возможно развитие современных сопутствующих производств, связанных с извлечением редкоземельных элементов и металлов из высокоминерализованных вод. Подсолевые резервуары гряды Чернышева могут быть использованы для хранения газа и захоронения парниковых газов. Комплексное освоение природных ресурсов этого района может стать основным драйвером развития северо-восточных районов Республики Коми.

Благодарности

Автор выражает благодарность Т.И. Григоренко, В.Н. Данилову, В.А. Жемчуговой, Т.Г. Каргиевой, В.Ф. Колеснику, И.П. Короткову, Н.И. Никонову, А.В. Соколову и J. Flinch за плодотворное обсуждение геологического строения и нефтегазоносности рассматриваемого региона.

Литература

- Антошкина А.И. (2009). Генезис верхнеордовикских карбонатных брекчий гряды Чернышева. *Вестник Института геологии Коми НЦ УрО РАН*, 12, с. 9–13.
- Баженова Т.К., Богословский С.А. (2012). Результаты расчетного моделирования нефте- и газообразования в прогибах Тимано-Печорского бассейна. Доклад на научно-практической конференции «Комплексное

изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России». Санкт-Петербург: ВНИГРИ.

- Бандалетова А.А., Гаврилов А.Ю., Галин Е.В. (2021). Извлечение лития из попутных вод на примере Оренбургского НГКМ. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 1(19), с. 29–32. <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/4070/73172/>
- Беленицкая Г.А. (2020). Соли Земли: тектонические, кинематические и магматические аспекты геологической истории. М.: Геос, 605 с.
- Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Журавлев А.В. (2017). Органическое вещество верхнедевонских отложений гряды Чернышева. *Геохимия*, 6, 527–538. <https://doi.org/10.7868/S0016752517060024>
- Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П. (2016). Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции. *Георесурсы*, 18(1), с. 13–23. <https://doi.org/10.18599/grs.18.1.3>
- Данилов В.Н. (2017). Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. СПб: Реноме, 288 с.
- Даньшикова И.И., Майдль Т.В., Митюшева Т.П. (2019). Эпигенетические изменения карбонатных пород и их связь с химическим составом воды в верхнеордовикско-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе гряды Чернышева и восточного борта Хорейверской впадины. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 14(3). https://ngtp.ru/upload/iblock/ffa/44_2019.pdf
- Жарков В.А., Губенок Г. П., Чуприяновская Г. А. и др. (2015). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. Издание второе. Серия Полярно-Уральская. Лист Q-40-XVII, XVIII (Косьювом). Объяснительная записка. М.: МФ ВСЕГЕИ, 274 с.
- Котик И.С., Котик О.С. (2018). Органическое вещество углеродистых среднефранских отложений Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 13(3). http://www.ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf
- Наливкин Д.В. (1948). Феодосий Николаевич Чернышев. Люди русской науки. М.-Л., т. 1.
- Пальшин Н.А., Соборнов К.О., Bolourchi M.J., Алексанова Е.Д., Яковлев Д.В., Aliyari A., Яковлев А.Г. (2021). Магнитотеллурические исследования складчатых поясов. *Геофизика*, 4, с. 81–95.
- Соборнов К.О., Тарасов П.П. (1992). Аллохтонная структура Косью-Роговской впадины (Полярный Урал). *Докл. АН СССР*, 317(2), с. 430–433.
- Соборнов К.О., Данилов В.Н. (2015). Гряда Чернышева: суперловушка или зона рассеивания углеводородов? *Конференция SPE*. Москва. <https://doi.org/10.2118/176614-MS>
- Соборнов К.О. (2019). Вдвиговые деформации южного борта Терско-Каспийского прогиба: строение, формирование и нефтегазоносный потенциал. *Геология нефти и газа*, 6, с. 19–30. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-19-30>
- Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю., Колесник В.Ф. (2021). Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал. *Геология нефти и газа*, 1, с. 73–88.
- Тимонин Н.И. (1975). Тектоника гряды Чернышева. Л.: Наука, 130 с.
- Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. и др. (2021). Нефтегазовый комплекс России. Часть 1. Нефтяная промышленность 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 88 с.
- Юдин В.В. (1985). Послойные срывы в чехле востока Печорской плиты – возможный объект поиска углеводородов. В кн.: *Печорский нефтегазоносный бассейн, Тр. ИГ Коми ФАН СССР*, вып. 52. Сыктывкар. с. 38–45.
- Biteau J., Blaizot M., Janodet D., de Clarens Ph. (2014). Recent emerging paradigms in hydrocarbon exploration. *First Break*, 32, pз. 49–58. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2013035>
- Callot J.P., Guichong W., Moretti I., Yongxing G., Letouzey J., Wu S. (2013). Structural style of a compressive wedge with salt and coal shale decollement levels. Analogue and seismic modeling of the Kuqa Thrust Belt (North Tarim, China). *EGU General Assembly Conference Abstracts*, p. 7860.
- Duffy O.D., Dooly T.P., Hudec M.R., Jackson M.P.A., Fernandez N., Jackson C.A.-L., Soto J.I. (2018). Structural evolution of salt-influenced fold-and-thrust belts: A synthesis and new insight basins containing isolated salt diapirs. *J. of Structural geology*, 114, pp. 206–221. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2018.06.024>
- Dusseault M.B., Bachu S., Rothenburg L. (2004). Sequestration of CO2 in salt caverns. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 43(11), pp. 49–55. <https://doi.org/10.2118/04-11-04>
- Jeroen M. Peters, Jacek B. Filbrandt, John P. Grotzinger, Mark J. Newall, Mark W. Shuster, Hisham A. Al-Siyabi (2003). Surface-piercing salt domes

of interior North Oman, and their significance for the Ara carbonate 'stringer' hydrocarbon play. *GeoArabia*, 8(2), pp. 231–270. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0802231>

Kendall J., Vergès J., Koshnaw R., Louterbach M. (2019). Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia. From: Hammerstein, J. A., Di Cuia, R., Cottam, M. A., Zamora, G. & Butler, R. W. H. (eds). *Fold and Thrust Belts: Structural Style, Evolution and Exploration*. Geological Society, London, Special Publications, 490. <https://doi.org/10.1144/SP490-2018-102>

Li W., Chen Z., Huang P., Yu Z., Lu X. (2021). Formation of overpressure system and its relationship with the distribution of large gas fields in typical foreland basins in central and western China. *Petroleum Exploration and Development*, 48(3), pp. 625–640. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60050-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60050-2)

Morton M.Q. (2015). River of Oil –Early Oil Exploration in Iraq. *GeoExPro*, 12(1). <https://www.geoexpro.com/articles/2015/04/river-of-oil-early-oil-exploration-in-iraq>

Neng Y., Tang Y., Yan D. (2021). Structural models in the ultra-deep layer of the Kuqa salt-bearing fold-and-thrust belt, West China. 82th

EAGE Annual Conference and Exhibition. Amsterdam, pp. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202112521>

Sternbach, C.A. (2020). Super basin thinking: Methods to explore and revitalize the world's greatest petroleum basins. *AAPG Bulletin*, 104(12), pp. 2463–2506. <https://doi.org/10.1306/09152020073>

Сведения об авторе

Константин Олегович Соборнов – доктор геол.-мин. наук, главный геолог

ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания»
Россия, 142784, Москва, Киевское ш., д. 1, БП
«Румянцево», кор. 1, 412-а
e-mail: ksobornov@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 11.02.2022;

Принята к публикации 20.03.2022;

Опубликована 30.03.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Resource potential of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin) in the context of the structure and petroleum habitat of the salt bearing thrust belts

K.O. Sobornov

North Uralian Petroleum Company, Moscow, Russian Federation

e-mail: ksobornov@yandex.ru

Abstract. The salt bearing thrust belts are among the most prolific petroleum provinces in the world, including the fold belts flanking the Persian Gulf Basin, the Tarim Basin, the Terek-Sunzha Zone of the Eastern PreCaucasus etc. They are characterized by peculiar structural styles of deformation, large oil and gas pool sizes, significant flow rates. The Chernyshev Swell is among prospective salt bearing thrust belts. It is located in the Cis-Uralian part of the Timan Pechora Basin. Several exploration wells have been drilled in the area so far failed to deliver the anticipated oil and gas deposits. Post mortem study indicated that the main reason for the past failures was the mismatch between the complexities of the geological settings and the used exploration technologies. Integrated study of the area, conducted by the North Uralian Petroleum Company, using modern technologies, including 3D seismic surveying and magnetotelluric sounding, has enabled a far better understanding of this area's structure and petroleum habitat. It is shown that high petroleum potential is attributed to the transition zone between the Chernyshev Swell and the Kosyu Rogov Foredeep Basin. This study indicated that the area of the Povarnitsa High is of priority interest for explration. This area provides supplementary opportunities in addition to the commercialization of the petroleum exploration potential. It includes production of rare earth and metals in brine of the evaporate deposits. The subsalt reservoirs of the Chernyshev Swell could be used for the storage of gas and CO₂ sequestration. Integrated development of the resource potential of the Povarnitsa High may become a key driver of the economic development of the north-eastern part of the Republic of Komi.

Keywords: salt bearing thrust belts, oil, gas, lithium, superbasin, the Chernyshev Swell, salt diapir, subthrust trap, 3D seismic

Acknowledgements

The author is grateful to T.I. Grigorenko, V.N. Danilov, V.A. Zhemchugova, T.G. Kargieva, V.F. Kolesnik, I.P. Korotkov, N.I. Nikonov, A.V. Sokolov and J. Flinch for the fruitful discussion of the geological structure and oil and gas potential of the region under consideration.

Recommended citation: Sobornov K.O. (2022) Resource potential of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin) in the context of the structure and petroleum habitat of the salt bearing thrust belts. *Georesursy = Georesources*, 24(1), pp. 36–50. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.4>

References

- Antoshkina A.I. (2009). Genesis of the Upper Ordovician carbonate breccias of the Chernyshev Ridge. *Vestnik Instituta geologii Komi NTs UrO RAN*, 12, pp. 9–13. (In Russ.)
- Bandaletova A.A., Gavrilo A.Yu., Galin E.V. (2021). Extraction of lithium from associated waters on the example of the Orenburg oil and gas condensate field. *Proneft*, 1(19), pp. 29–32. (In Russ.). <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/4070/73172/>
- Bazhenova T.K., Bogoslovsky S.A. (2012). Results of computational modeling of oil and gas formation in the troughs of the Timan-Pechora basin. Report. *Proc. Conf.: "Comprehensive study and development of the raw material base of oil and gas in the north of the European part of Russia"*. St.Petersburg: VNIGRI. (In Russ.)
- Biteau J., Blaizot M., Janodet D., de Clarens Ph. (2014). Recent emerging paradigms in hydrocarbon exploration. *First Break*, 32, p. 49–58. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2013035>
- Belenitskaya G.A. (2020). Salts of the Earth: tectonic, kinematic and magmatic aspects of geological history. Moscow: Geos, 605 p. (In Russ.)
- Bushnev, D.A., Burdel'naya, N.S. & Zhuravlev, A.V. (2017). Organic matter in Upper Devonian deposits of the Chernyshev Ridge. *Geochem. Int.*, 55, pp. 548–558. <https://doi.org/10.1134/S0016702917060027>
- Callot J.P., Guichong W., Moretti I., Yongxing G., Letouzey J., Wu S. (2013). Structural style of a compressive wedge with salt and coal shale decollement levels. Analogue and seismic modeling of the Kuqa Thrust Belt (North Tarim, China). *EGU General Assembly Conference Abstracts*, p. 7860.

- Danilov V.N. (2017). Chernyshev swell: geological structure and oil and gas potential. St.Petersburg: Renome, 288 p. (In Russ.)
- Danshchikova I.I., Maydl T.V., Mityusheva T.P. (2019). Epigenetic changes in carbonate rocks and their relationship with the chemical composition of water in the Upper Ordovician-Lower Devonian oil and gas complex of the Chernyshev Ridge and the eastern side of the Khoreyver depression. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 14(3). (In Russ.). https://ngtp.ru/upload/iblock/ffa/44_2019.pdf
- Duffy O.D., Dooly T.P., Hudec M.R., Jackson M.P.A., Fernandez N., Jackson C.A.-L., Soto J.I. (2018). Structural evolution of salt-influenced fold-and-thrust belts: A synthesis and new insight basins containing isolated salt diapirs. *J. of Structural geology*, 114, pp. 206–221. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2018.06.024>
- Dusseault M.B., Bachu S., Rothenburg L. (2004). Sequestration of CO₂ in salt caverns. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 43(11), pp. 49–55. <https://doi.org/10.2118/04-11-04>
- Filimonova I.V., Nemov V.Yu., Provornaya I.V. et al. (2021). Oil and gas complex of Russia. Part 1. Oil industry 2020: long-term trends and state of the art. Novosibirsk: INGG SO RAN, 88 p. (In Russ.)
- Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Bogdanov B.P. (2016). Ordovician Salts and Their Role in the Structure and Oil and Gas Potential of the Northeast of the Timan-pechora Province. *Georesursy = Georesources*, 18(1), pp. 13–23. <https://doi.org/10.18599/grs.18.1.3>
- Jeroen M. Peters, Jacek B. Filbrandt, John P. Grotzinger, Mark J. Newall, Mark W. Shuster, Hisham A. Al-Siyabi (2003). Surface-piercing salt domes of interior North Oman, and their significance for the Ara carbonate 'stringer' hydrocarbon play. *GeoArabia*, 8(2), pp. 231–270. <https://doi.org/10.2113/geoarabia0802231>
- Kendall J., Vergès J., Koshnaw R., Louterbach M. (2019). Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia. From: Hammerstein, J. A., Di Cuia, R., Cottam, M. A., Zamora, G. & Butler, R. W. H. (eds). *Fold and Thrust Belts: Structural Style, Evolution and Exploration*. Geological Society, London, Special Publications, 490. <https://doi.org/10.1144/SP490-2018-102>
- Kotik I.S., Kotik O.S. (2018). Organic matter of the carbonaceous Middle Frasnian deposits of the Kosyu-Rogovskaya depression and the Chernyshev ridge (Timan-Pechora basin). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 13(3). (In Russ.). http://www.ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf
- Li W., Chen Z., Huang P., Yu Z., Lu X. (2021). Formation of overpressure system and its relationship with the distribution of large gas fields in typical foreland basins in central and western China. *Petroleum Exploration and Development*, 48(3), pp. 625–640. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(21\)60050-2](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60050-2)
- Morton M.Q. (2015). River of Oil –Early Oil Exploration in Iraq. *GeoExPro*, 12(1). <https://www.geoexpro.com/articles/2015/04/river-of-oil-early-oil-exploration-in-iraq>
- Neng Y., Tang Y., Yan D. (2021). Structural models in the ultra-deep layer of the Kuqa salt-bearing fold-and-thrust belt, West China. *82th EAGE Annual Conference and Exhibition*. Amsterdam, pp. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202112521>
- Nalivkin D.V. (1948). Feodosiy Nikolaevich Chernyshev. People of Russian science. Moscow-Leningrad, v. 1. (In Russ.)
- Palshin N.A., Sobornov K.O., Bolourchi M.J., Aleksanova E.D., Yakovlev D.V., Aliyari A., Yakovlev A.G. (2021). Magnetotelluric studies of fold belts. *Geofizika*, 4, pp. 81–95. (In Russ.)
- Sobornov K.O., Tarasov P.P. (1992). Allochthonous structure of the Kosyu-Rogovskaya depression (Polar Urals). *Dokl. AN SSSR*, 317(2), pp. 430–433. (In Russ.)
- Sobornov K.O., Danilov V.N. (2015). The Chernyshev Swell: Supertrap or Waste Zone? Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. doi: <https://doi.org/10.2118/176614-MS>
- Sobornov K.O. (2019). Wedge-shaped thrusts of the southern flank of the Terek-Caspian foredeep: structure, development and petroleum prospectivity. *Geologiya nefii i gaza*, 6, pp. 19–30. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-19-30>
- Sobornov K.O., Korotkov I.P., Yakovlev D.V., Kulikov V.A., Kudryavtsev K.Yu., Kolesnik V.F. (2021). Squeezed diapirs of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin): integrated study and petroleum habitat. *Geologiya nefii i gaza*, 1, pp. 73–88. (In Russ.). DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-73-88
- Sternbach, C.A. (2020). Super basin thinking: Methods to explore and revitalize the world's greatest petroleum basins. *AAPG Bulletin*, 104(12), pp. 2463–2506. <https://doi.org/10.1306/091520200073>
- Timonin N.I. (1975). Tectonics of the Chernyshev Swell. Leningrad: Nauka, 130 p. (In Russ.)
- Yudin V.V. (1985). Layer-by-layer failures in the cover of the east of the Pechora plate are a possible object of hydrocarbon search. In: *Pechora oil and gas basin, Tr. IG Komi FAN SSSR*, v. 52. Syktyvkar, pp. 38–45. (In Russ.)
- Zharkov V.A., Gubenok G.P., Chupriyanovskaya G.A. et al. (2015). State geological map of the Russian Federation. Scale 1:200,000. Second edition. Series Polar-Ural. Sheet Q-40-XVII, XVIII (Kosyuw). Explanatory letter. Moscow: VSEGEI, 274 p. (In Russ.)

About the Author

Konstantin O. Sobornov – DSc (Geology and Mineralogy),
Chief Geologist, North Uralian Petroleum Company
Kievskoe sh. 1, Rumyantsevo Business park, build. 1,
412-a, Moscow, 142784, Russian Federation
e-mail: ksobornov@yandex.ru

Manuscript received 11 February 2022;

Accepted 20 March 2022; Published 30 March 2022

Алюминий в кварце месторождения золота Дарасун (Восточное Забайкалье, Россия)

Л.Т. Раков^{1*}, В.Ю. Прокофьев¹, Е.А. Минервина¹, Л.Д. Зорина²

¹Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

²Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, Иркутск, Россия

Методами электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) и лазерной абляции (ЛА) изучены образцы кварца, отобранные из рудных жил месторождения золота Дарасун (Восточное Забайкалье, Россия). Цель исследований состояла в выяснении характера поведения примеси Al при кристаллизации кварца и его последующей рекристаллизации. Результаты исследований были использованы для оценки генетической информативности содержания примеси алюминия в рудном кварце.

Проводилось раздельное изучение закономерностей распределения Al в областях совершенной кристаллической структуры и в зонах дефектности кварца. В областях упорядоченной структуры содержание алюминия N_{Al} устанавливалось по концентрации парамагнитных Al–O[•]-центров, связанных с присутствием изоморфных ионов Al³⁺. О содержании примеси Al в зонах дефектности судили по разности между валовыми концентрациями алюминия C_{Al} в кварце и значениями N_{Al} . Принималась во внимание, что на интенсивность и направленность исследуемых процессов могут влиять температура образования кварца и степень его рекристаллизации. Температура образования кварца оценивалась по значениям концентраций изоморфного титана, а степень рекристаллизации – по содержанию лития C_{Li} в минерале.

Обнаружено, что количество Al, локализованное в зонах дефектности кварца, на порядок выше того, который присутствует в зонах совершенной кристаллической структуры. Показано, что данное явление объясняется высокой способностью дефектных зон захватывать примесь Al при кристаллизации кварца. Количество захваченного кварцем алюминия резко возрастает с повышением температуры образования минерала.

В областях совершенной кристаллической структуры наблюдается иная картина – захват примеси при кристаллизации протекает с низкой интенсивностью и не столь критически зависит от температуры. Установлено, что при рекристаллизации кварца примесь Al в рассматриваемых зонах ведет себя по-разному: в областях упорядоченной структуры продолжается захват примеси Al, в зонах дефектности при высоких значениях C_{Al} , наоборот, может происходить вынос Al из кварца.

На основе полученных данных определены области использования содержаний примеси алюминия в качестве типоморфного признака рудного кварца. Концентрации изоморфной примеси Al пригодны для применения в случаях низких температур рудообразования, а ее валовые содержания C_{Al} имеют перспективу более широкого использования. Отмечается, что характерным признаком для кварца из зон высокой продуктивности является отрицательный угол наклона графика зависимости $C_{Al}(C_{Li})$.

Ключевые слова: кварц, месторождение золота Дарасун, методы ЭПР и ЛА, примесь алюминия, кристаллизация, рекристаллизация

Для цитирования: Раков Л.Т., Прокофьев В.Ю., Минервина Е.А., Зорина Л.Д. (2022). Алюминий в кварце месторождения золота Дарасун (Восточное Забайкалье, Россия). *Георесурсы*, 24(1), с. 51–61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.5>

Введение

Концентрации примесей в кварце могут служить индикаторами условий формирования рудных месторождений. Наибольшей информативностью обладают изоморфные примеси Al, Ti и Ge, ионы которых способны замещать ионы Al³⁺ в кристаллической решетке минерала (Weil, 1984). Обнаружено, что между их концентрациями устанавливаются корреляционные зависимости, вид которых позволяет судить об этапах и стадиях рудообразования, о температуре кристаллизации и процессах переотложения кварца, а также о других особенностях

минералообразования (Раков, Шурига, 2009; Раков и др., 2019а).

Указанные изоморфные примеси локализуются в областях совершенной кристаллической структуры кварца и доступны для регистрации методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР). Однако часто они составляют лишь малую долю примесей этих элементов в минерале (Раков, 2007). Их основная часть концентрируется в дефектных зонах кварца, где примеси Al, Ti и Ge могут находиться в ассоциации с другими дефектами кристаллической решетки. Генетические свойства примесей в таких зонах проявлены в меньшей степени, чем в областях упорядоченной кристаллической структуры. Для их концентраций не обнаружены устойчивые корреляционные связи, которые отражали бы генетическую предысторию кварца.

* Ответственный автор: Раков Леонид Тихонович

e-mail: rakovlt@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Тем не менее в работе (Горячев, 1984) установлено, что в качестве важной типоморфной характеристики может выступать общее (валовое) содержание алюминия в кварце. Ее автор на основе изучения кварца методом спектрохимического анализа показал, что высокие валовые содержания примеси Al являются генетической особенностью рудного кварца. Данный вывод был сделан при исследовании жильного кварца месторождений золото-кварцевой малосульфидной формации Верхояно-Колымской складчатой области.

Необходимо сказать, что повышенные содержания примеси Al обнаружены и в областях упорядоченной кристаллической структуры рудного кварца (Костов, 1984). На этом основании предлагалось использовать их значения для отличия рудного кварца от безрудного. Аналогичные результаты получены другими исследователями. Так в работе (Сокерина и др., 2008) сообщается, что для золоторудных кварцевых жил проявления золота Синильга (Приполярный Урал) характерны более высокие концентрации изоморфного Al, чем для незолоторудных. Та же закономерность установлена для кварца месторождения золота Мурунтау, которая была рекомендована для использования при прогнозно-оценочной разбровке рудных тел (Дерский, 2015).

Таким образом, результаты проведенных ранее исследований указывают на существование связи между рудоносностью кварца и содержанием в нем примеси алюминия. В этой связи представляет интерес выяснения причин возникновения в рудном кварце высоких содержаний примеси Al и определения механизмов ее вхождения в минерал. Решение поставленной задачи будет способствовать повышению эффективности применения кварца в роли минерала-индикатора условий рудообразования.

Вместе с тем наблюдаемые различия и сходство в поведении примеси Al в областях упорядоченной структуры и областях дефектности кварца свидетельствуют о сложном характере протекающих в них процессов. Поэтому их рассмотрение проводилось для каждой из этих областей в отдельности.

Материал для изучения

Для исследований привлекался жильный кварц золоторудного месторождения Дарасун, детально изученного разными методами (Тимофеевский, 1972; Прокофьев и др., 2000; Prokofiev et al., 2010). Месторождение приурочено к блоку магматических пород палеозойского возраста и представлено турмалин-кварц-сульфидной золоторудной минерализацией мезозойского возраста (Чернышев и др., 2014). На месторождении Дарасун отмечается присутствие более 200 крутопадающих золотосульфидных кварцевых жил, чередующихся с минерализованными зонами и расположенных вокруг субвулканической интрузии высококальциевых гранодиорит-порфиров амуджиканского комплекса (рис. 1). Образование исследуемых рудных жил месторождения Дарасун проходило в интервале температур (429–124) °C и давлениях 2040–65 бар (Прокофьев, Зорина, 1996).

Руды месторождения обогащены сульфидами и могут быть отнесены к сложному сульфидно-сульфосолю-мому минеральному типу. Основными минералами руд являются пирит, арсенопирит, халькопирит, пирротин,

блеклая руда, сфалерит, галенит, сульфосоли Cu, Ag, As, Bi, Pb (сульфиды составляют до 40–60 %), сульфотеллуриды висмута и свинца (тетрадимит, жозеит А, жозеит В, минералы алекситового ряда), теллуриды висмута и серебра, петцит, а также самородное золото. К жильным минералам относятся кварц, турмалин, карбонаты, гипс, ангидрит, барит.

При изучении процесса формирования рудных жил месторождения выделены три основные стадии минералообразования (Ляхов, Дмитриев, 1975): 1) ранняя стадия (кварц, молибденит, турмалин, пирит, сидерит); 2) продуктивная стадия (кварц, арсенопирит, пирротин, ангидрит, барит, халькопирит, самородное золото, пирит, сфалерит, галенит, карбонаты доломит-анкеритового ряда, сульфосоли Cu, Pb, Sb, Bi, Ag, сульфотеллуриды и теллуриды Bi, Pb, Ag, Au, сульфоантимониты свинца, антимонит, кальцит), и 3) поздняя кварц-карбонатная стадия (кварц, халцедон, кальцит, гетит, флюорит, марказит, реальгар, палыгорскит, гипс). При отложении каждой из стадий имеет место частичное переотложение кварца и других минералов, образованных на более ранних стадиях.

Ранние минеральные ассоциации отлагались из гетерогенного флюида, в котором газовая фаза содержала углекислоту. Отложение продуктивных минеральных ассоциаций проходило при температурах ниже 300 °C, когда рудообразующий флюид становился гомогенным. При этом происходила смена тенденций в изменении концентраций, сопровождающаяся уменьшением солёности раствора с падением температуры. Образование пострудной кварц-кальцитовой ассоциации, завершающей гидротермальный процесс, наблюдалось при температурах ниже 200 °C.

Всего на месторождении было изучено 11 образцов рудных жил с кварцем. Геологическое описание отобранных проб дано в табл. 1. Для удобства каждому из исследованных образцов присвоен лабораторный номер, используемый в дальнейшем при построении графиков и обсуждении результатов работы.

Методы и подходы к проведению исследований

Измерение концентраций примеси Al в исследованном кварце проводили методами ЭПР и LA-ICPMS (лазерной абляции).

Первый из них давал возможность определять концентрации Al–O⁺-центров, локализованных в областях совершенной кристаллической структуры. Пересчет их значений в содержания примесей позволял оценивать концентрации изоморфного алюминия (N_{Al}) в кварце.

Методом лазерной абляции в исследуемых образцах измерялось общее содержание этой примеси (C_{Al}) в кварце. Разница между полученными значениями (C_{Al}) и (N_{Al}) считалась равной концентрации примеси Al, расположенной в зонах дефектности минерала. Изучению последней уделялось особое внимание, поскольку эта часть примеси Al является преобладающей.

Принималось во внимание, что вхождение примесей в кварц может осуществляться как при его кристаллизации, так и при последующей рекристаллизации. Результаты проведенных исследований свидетельствуют, что каждый

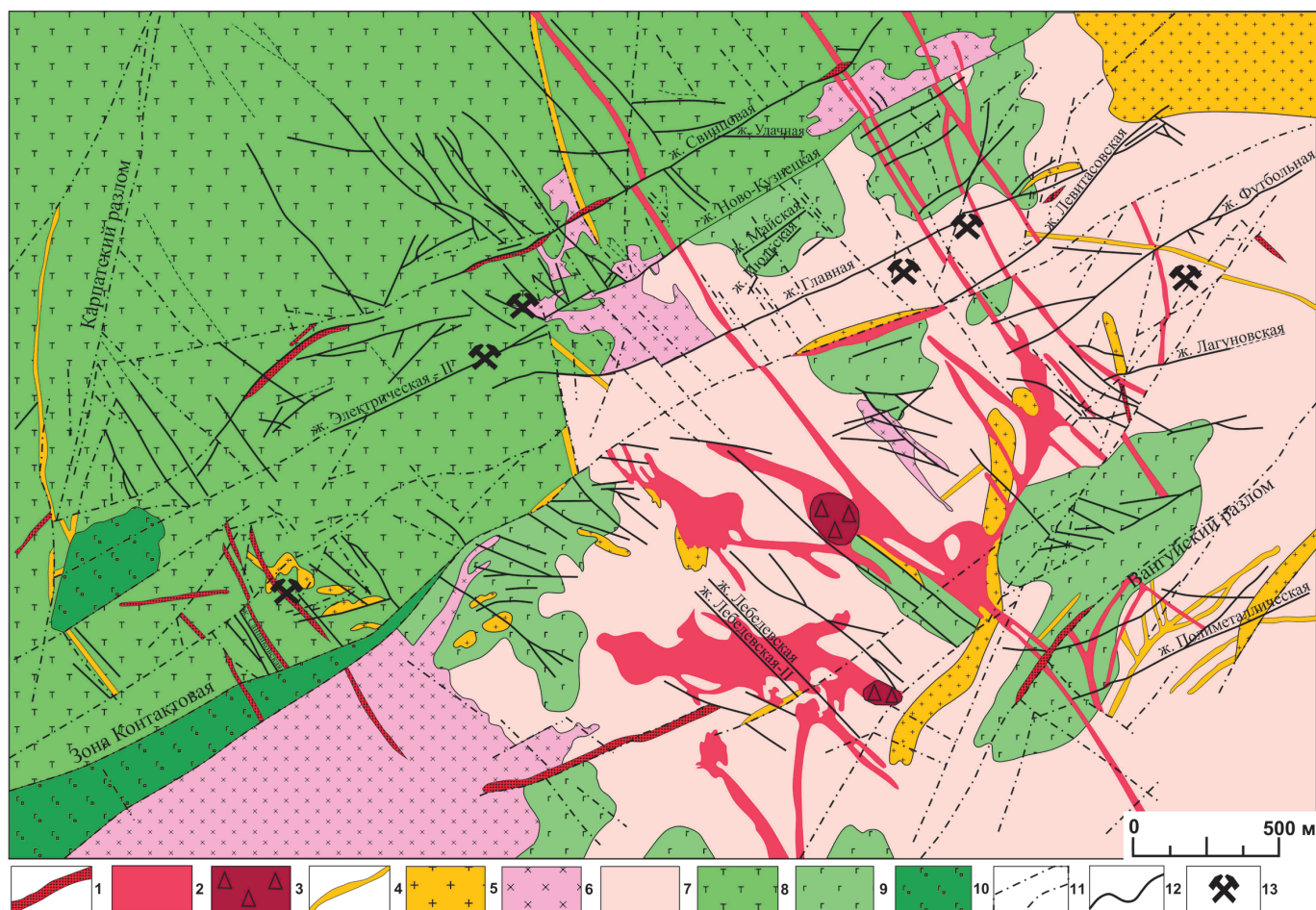


Рис. 1. Геологическая схема месторождения Дарасун (Восточное Забайкалье), построенная по материалам Дарасунской геолого-разведочной экспедиции и данным работы (Прокофьев и др., 2010), с изменениями: 1–3 амуджиканский комплекс (J_2-K_1): 1 – дайки фельзитов, фельзит-порфиров, кварцевых порфиров; 2 – дарасунская каркасная интрузия (гранодиорит-порфиры, гранит-порфиры, кварцевые диоритовые порфиристы, диоритовые порфиристы); 3 – эксплозивные брекчии; 4 – дайки меланократовых пород (PZ_3): лампрофиров, диабазы, микрогаббро, габбро-порфиристы; 5 – олекминский комплекс (PZ_2): биотитовые и лейкократовые граниты, сиениты, граносиениты, кварцевые сиениты; 6, 7 – крестовский комплекс (PZ_2): 6 – диориты, кварцевые диориты; 7 – биотит-роговообманковые гранодиориты; 8–10 – кручининский комплекс (PZ_1): 8 – гранитизированное и амфиболизированное габбро, 9 – габбро, габбро-диориты, 10 – оливковое габбро, пироксениты, троктолиты; 11 – тектонические нарушения; 12 – рудные жилы; 13 – шахты. Подписаны крупные жилы.

из этих процессов способен играть решающую роль в их накоплении. Например, изоморфная примесь Ti возникает преимущественно при рекристаллизации кварца, а основная часть изоморфного Al может образоваться при его кристаллизации (Раков, 2006). Для выяснения, каким образом примесь Al внедряется в кварц, изучалась динамика роста концентрации изоморфной примеси Al и ее общего содержания при рекристаллизации минерала. Анализ таких зависимостей позволяет определить влияние кристаллизации и рекристаллизации кварца на процесс внедрения примеси Al в области совершенной кристаллической структуры и зоны дефектности. При этом в расчет принимались следующие соображения.

Предполагалось, что важным фактором, определяющим интенсивность рекристаллизации кварца, является температура. Именно она обуславливает реализацию того или иного механизма рекристаллизации, вызывающего замещение дефектных микроблоков в минерале более совершенными микроблоками (Григорьев, Жабин, 1975; Urai et al., 1986). В качестве показателя температуры образования кварца выбрано содержание изоморфного титана (N_{Ti}). Его значение оценивалось методом ЭПР по

концентрациям Ti-центров, появление которых контролируется температурными условиями кристаллизации минерала (Бершов и др., 1975).

Помимо того, исходили из предположения, что кроме концентрации изоморфного Ti на интенсивность рекристаллизации кварца влияет содержание примеси лития (C_{Li}). Эта примесь может присутствовать в минерале в виде ионов Li^+ , принимающих участие в нейтрализации электрического заряда структурных дефектов (Weil, 1984). Аналогичную роль в кварце играют протоны H^+ , которые вместе с Li^+ являются наиболее активными ионами-компенсаторами. Их взаимоотношение подчиняется определенной закономерности.

Эта закономерность заключается в том, что соотношение концентраций этих ионов в кварце не остается постоянной, а изменяется с ростом степени его рекристаллизации (Раков и др., 2019b). Если рекристаллизация слабо проявлена, и дефектность кварца высока, то основными ионами-компенсаторами являются протоны. Они обладают наиболее высокой диффузионной подвижностью в дефектной среде минерала, что обеспечивает им высокую конкурентоспособность как ионов-компенсаторов.

Шифр пробы	Лаб. №	Местоположение	Описание	Разновидности кварца
75др85	1	Ж. Разведочная, гор. 160 м	Мощность жилы в раздувах до 46 см. В зальбандах кварц, пирит, арсенопирит, халькопирит, в центральной части розовый карбонат, галенит, сфалерит	Поздний
1141др86	4	Ж. Лебедевская –II, гор. 260 м	Крупнозернистый кварц. В центральной части жилы гнезда крупнозернистого пирита, местами турмалин. Вмещающие породы березитизированы	Поздний
3908	5	Ж. Пирротиновая, 435 м	Кварц с арсенопиритом	Ранний
101/05	9	Ж. Юго-Западная 2, гор. 667 м	Кварц с пиритом	Ранний
4074	11	Ж. Пирротиновая, гор. 435 м	Кварц с турмалином	Ранний
ДВ10	12	Ж. Главная, поверхность	Кварцевая жила с видимым золотом	Поздний
1188др86	13	Ж. Лебедевская-II, гор. 210 м	Прожилки кварц-карбонат-пирит-турмалинового состава и мощностью около 1 см в березитизированном, окварцованном, карбонатизированном гранодиорите	Поздний
1139др85	15	Ж. Лебедевская-II, гор. 260 м	Жила мощностью 8-10 см, сложена турмалин-пирит-кварцевой, пирит-халькопирит-кварцевой и блеклорудно-галенит-сфалерит-карбонат-кварцевой ассоциациями. Вмещающая порода – березитизированный гранодиорит-порфир	Поздний
931др	17	Ж. Лебедевская-II, гор. 210 м	Турмалин-кварц-пирит-карбонатный прожилок в измененном граните	Поздний
36/01	18	Отвалы Юго-Западной шахты	Кварц поздний с блеклой рудой	Поздний
5ВД/94	21	Отвал Юго-Западной шахты	Жила мощностью 18 см, сложена кварц-пиритовым агрегатом с небольшим количеством турмалина. Вмещающие породы – березиты с обильной вкрапленностью пирита	Поздний

Табл. 1. Описание исследованных образцов жильного кварца месторождения золота Дарасун

По мере упорядочения кристаллической структуры минерала скорость диффузии ионов H^+ уменьшается, а ионов Li^+ возрастает. Это приводит к тому, что с ростом степени рекристаллизации кварца в нем сокращается число протонов, и увеличивается количество ионов Li^+ , постепенно превращающихся в главных ионов-компенсаторов. Отсюда сделан вывод, что концентрация лития в кварце может служить показателем степени его рекристаллизации.

Считается, что в нейтрализации электрического заряда структурных дефектов в кварце могут принимать участие и ионы Na^+ . Однако в кварце месторождения Дарасун ионы Na^+ появляются только после специальной термической обработки (Раков и др., 2019b), которая в настоящей работе не проводилась.

Не исключалась возможность существования различных скоростей рекристаллизации в областях совершенной кристаллической структуры и зонах дефектности кварца. Поэтому полагали, что при оценке степени рекристаллизации областей совершенной кристаллической структуры допустимо использование значений N_{Ti} . Структурный титан локализован в этих областях и несет прямую информацию о температурных условиях их формирования. В отличие от него, ионы Li^+ распределяются по всем зонам кварца. Это дает основание применять значения C_{Li} для выяснения степени рекристаллизации в любых областях минерала.

Методика анализа

Для изучения методом ЭПР использовались образцы кварца, дробленные до крупности менее 0.1 мм и подверженные облучению электронами с энергией 7 МэВ на ускорителе УЭЛВ-10-10-С-70. Доза облучения выбиралась из расчета перевода в парамагнитное состояние максимального количества регистрируемой примеси в кварце. Для изоморфной примеси Al значение дозы составляла 1 МГр, для структурной примеси Ti – 10 кГр.

Спектры ЭПР парамагнитных центров, связанных с примесями Al и Ti, записывались при температуре $T=77$ К на спектрометре ER-420 (“Bruker”) с длиной волны электромагнитного излучения $\lambda=3$ см. Количественная оценка концентраций примесей в кварце основывалась на использовании контрольных образцов с их известным содержанием. Относительная ошибка измерений концентраций Al и Ti не превышала 15 %.

Анализ общих содержаний Al и Li в кварце методом лазерной абляции проводился на масс-спектрометре с ионизацией в индуктивно-связанной плазме X-Series II. Препарат пробы вводился в масс-спектрометр в потоке смеси аргона в виде аэрозоля и ионизировался в индуктивно-связанной плазме. Лазерная абляция выполнялась на лазерной приставке NWR-213. Значения Al и Li определялись путем усреднения результатов измерений 3 зерен кварца. При наличии существенных различий между этими результатами количество анализируемых зерен увеличивалось до 6.

Результаты исследований

Состав парамагнитных центров, связанных с изоморфными примесями Al и Ti. Анализ спектров ЭПР изучаемых образцов кварца выявил присутствие в них линий разных типов парамагнитных центров, обусловленных изоморфизмом Al и Ti. Их состав оказался типичным для природного кварца.

Наиболее высокую интенсивность имеют линии Al–O[–]-центров, парамагнетизм которых связан с захватом дырки одним из ионов кислорода в тетраэдре, где ион Si⁴⁺ замещается ионом Al³⁺ (O'Brien, 1955). Центры Al–O[–] отвечают случаю идеального изоморфизма Al в кварце. Он характеризуется минимальным искажением кристаллической структуры при вхождении в нее ионов Al³⁺, что обеспечивает возможность регистрировать их методом ЭПР.

Появление Ti-центров в кварце вызвано захватом изоморфными ионами Ti⁴⁺ свободных электронов при радиационном облучении кварца, а также ионов-компенсаторов, необходимых для нейтрализации избыточного электрического заряда. В зависимости от типа захваченного иона-компенсатора могут возникать разные виды Ti-центров (Wright et al., 1963). В кварце месторождения Дарасун обнаружено два таких вида – центры Ti–H и Ti–Li, для которых ионами-компенсаторами являются H⁺ и Li⁺, соответственно.

Вид спектров ЭПР парамагнитных центров Al–O[–], Ti–H и Ti–Li в природном поликристаллическом кварце и методика измерения их концентраций неоднократно описывались в литературе (Раков, 2007; Лютоев, Макеев, 2013).

Результаты измерения концентраций примесей в кварце. Проведенная оценка концентраций обнаруженных парамагнитных центров дала возможность определить содержание изоморфных примесей Al и Ti в областях совершенной кристаллической структуры исследованного кварца. При ее расчете учитывалось, что если изоморфная примесь Al представлена в кварце только Al–O[–]-центрами, то примесь Ti – двумя видами парамагнитных центров. Поэтому величина N_{Ti} определялась как сумма концентраций примесей, связанных с Ti–H- и Ti–Li-центрами. Результаты измерений концентраций изоморфных примесей алюминия N_{Al} и титана N_{Ti}

Лаб. №	N_{Ti} , ppm	N_{Al} , ppm	C_{Al} , ppm	C_{Li} , ppm
1	0.6	26	690	26
4	0.4	34	260	23
5	0.9	22	620	8
9	0.5	18	150	8
11	0.9	21	900	13
12	<0.1	15	250	4
13	0.6	39	470	29
15	0.4	40	250	21
17	0.5	33	340	22
18	0.7	33	630	27
21	0.3	23	300	17

Табл. 2. Значения концентраций изоморфных примесей Ti (N_{Ti}) и Al (N_{Al}) и общих содержаний Al (C_{Al}) и Li (C_{Li}) в образцах кварца месторождения Дарасун

в образцах кварца месторождения Дарасун методом ЭПР помещены в табл. 2.

В той же таблице приводятся данные оценки в изученных образцах валовых содержаний алюминия C_{Al} и лития C_{Li} методом лазерной абляции. Обращают на себя внимание большие различия между значениями C_{Al} и N_{Al} . Они свидетельствуют о том, что подавляющая часть примеси Al находится в зонах искаженной кристаллической структуры кварца и не регистрируется методом ЭПР.

Вид зависимости $N_{Al}(N_{Ti})$ для исследованных образцов кварца. Значения концентраций изоморфных примесей Al и Ti, представленные в табл. 2, были использованы для построения и анализа графика зависимости $N_{Al}(N_{Ti})$. Как известно, число прямых (изоген) на таком графике равно количеству этапов минералообразования, а угол их наклона определяется соотношением содержаний Li и Na в минералообразующем растворе (Раков, 2009; Раков и др., 2020).

Полученный график зависимости $N_{Al}(N_{Ti})$ изображен на рис. 2. Его рассмотрение показывает, что точки, отвечающие раннему и позднему этапам рудообразования, разделены в графическом пространстве и описываются разными изогенами 1 и 2. Неодинаковый угол наклона изоген свидетельствует о различиях в соотношениях концентраций Li и Na в минералообразующем растворе для каждого из этапов.

Образование изоморфной примеси Al при рекристаллизации кварца. Анализ данных, представленных в табл. 2, указывает на наличие корреляционной связи между значениями C_{Li} и N_{Al} . Существование взаимосвязи между этими величинами отмечалось и в более ранних работах по исследованию кварца методом ЭПР (Ставров и др., 1978; Федюченко, 2004). Появление подобной корреляции объясняли тем, что ионы Li⁺ являются основными ионами-компенсаторами изоморфной примеси Al. Однако настоящие исследования позволили обнаружить неизвестное ранее явление. Как было установлено, характер взаимосвязи между значениями C_{Li} и N_{Al} изменяется с повышением температуры образования кварца.

В соответствие с этим график зависимости $N_{Al}(C_{Li})$ строился для двух групп кварца месторождения Дарасун. Первую группу (низкотемпературный кварц) составляли образцы, характеризующиеся содержанием изоморфного

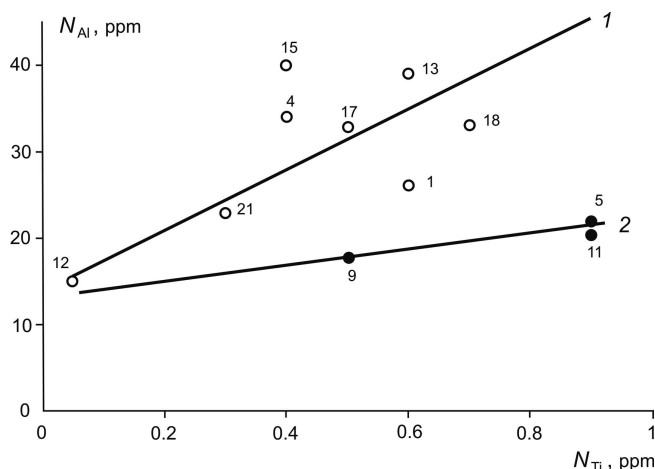


Рис. 2. График зависимости $N_{Al}(N_{Ti})$ для исследованных образцов кварца месторождения Дарасун. Изогена 1 отвечает раннему, а изогена 2 – позднему этапу минералообразования.

титана $N_{Ti} \leq 0.5$ ppm, вторую группу (высокотемпературный кварц) – образцы с $N_{Ti} > 0.5$ ppm. Видно, что каждой из этих групп на графике зависимости $N_{Al}(C_{Li})$ отвечает самостоятельная прямая (рис. 3). Причем угол наклона прямой для образцов высокотемпературного кварца несколько меньше, чем для низкотемпературных образцов. Отсюда следует, что скорость внедрения изоморфного алюминия в них при рекристаллизации уменьшается, хотя и не столь существенно.

Влияние рекристаллизации на общее содержание примеси Al в кварце. Выяснено, что от температуры образования кварца зависит и поведение общих содержания Al в процессе рекристаллизации минерала. Об этом говорит различный вид графика зависимости $C_{Al}(C_{Li})$, построенного для каждой из выделенных групп кварца (рис. 4). Если для низкотемпературного кварца с $N_{Ti} \leq 0.5$ ppm график указывает на рост концентрации примеси Al (прямая 1), то для высокотемпературного кварца с $N_{Ti} > 0.5$ ppm – на спад его содержания (прямая 2).

Роль температуры образования кварца на вид зависимости $C_{Al}(C_{Li})$ оказывается решающей.

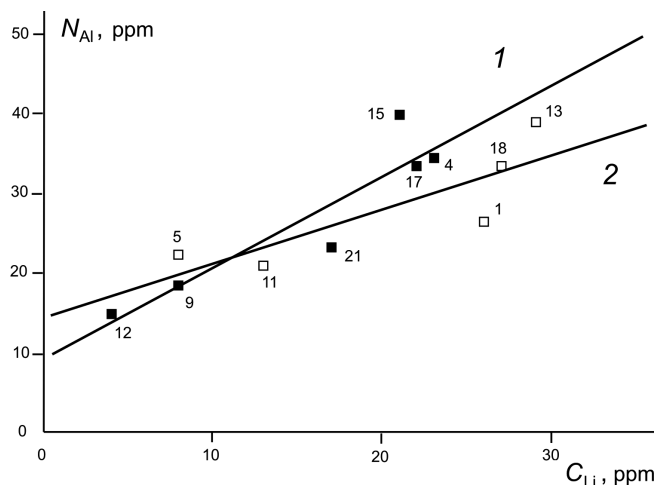


Рис. 3. График зависимости содержания изоморфного алюминия N_{Al} от концентрации лития C_{Li} в образцах низкотемпературного (прямая 1) и высокотемпературного кварца (прямая 2) месторождения Дарасун

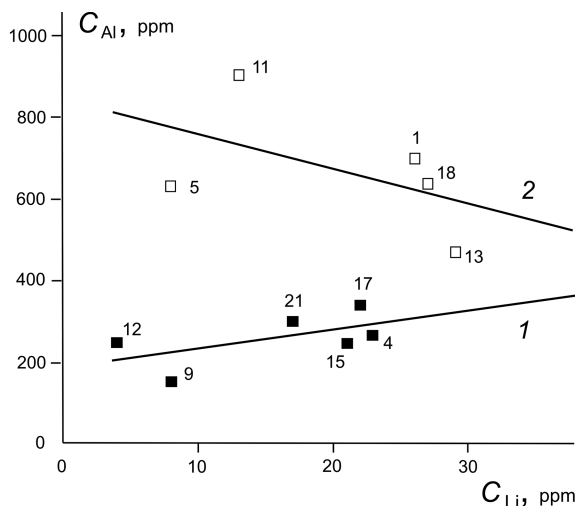


Рис. 4. График зависимости валового содержания алюминия C_{Al} от концентрации лития C_{Li} в образцах низкотемпературного (прямая 1) и высокотемпературного кварца (прямая 2) месторождения Дарасун

Даже принадлежность кварца к какой-либо разновидности (табл. 1) не отражается на распределении точек на ее графике. Видно, что на каждой из ветвей графика (рис. 4) присутствуют точки, отвечающие как раннему, так и позднему кварцу.

В целом полученные результаты свидетельствуют о неодинаковом характере процессов, протекающих в образцах низкотемпературного и высокотемпературного кварца месторождения Дарасун при рекристаллизации.

Обсуждение полученных результатов

Захват примеси Al кварцем на разных стадиях своего образования. Рассмотрение графиков на рис. 3 и 4 дает возможность оценить количества Al, захватываемые кварцем месторождения Дарасун при кристаллизации и его последующей рекристаллизации.

Действительно, каждый из этих графиков описывает изменение концентрации примеси Al в кварце при повышении степени его рекристаллизации. Последняя оценивается содержанием лития, которое накапливается в кварце в ходе реализации этого процесса. Можно предположить, что в начальный момент, когда рекристаллизация не начиналась, и основными ионами-компенсаторами в кварце являлись H^+ , содержание Li в нем было близко к нулю. Отсюда следует, что отрезки, отсекаемые графиками зависимостей $N_{Al}(C_{Ti})$ и $C_{Al}(C_{Ti})$ от оси ординат, соответствуют концентрациям примеси алюминия $(N_{Al})^0$ и $(C_{Al})^0$, возникающим при кристаллизации минерала.

Значения $(N_{Al})^0$, отвечающие концентрациям Al в областях совершенной кристаллической структуры, увеличиваются с ростом температуры образования кварца. Если группа образцов с содержанием изоморфного титана $N_{Ti} \leq 0.5$ ppm характеризуется величиной $(N_{Al})^0 \approx 10$ ppm, то более высокотемпературным образцам кварца с $N_{Ti} > 0.5$ ppm соответствует значение $(N_{Al})^0 \approx 15$ ppm (рис. 3).

Тот же рост с увеличением температуры образования кварца мы видим и для валовых концентраций алюминия $(C_{Al})^0$, локализованного в зонах дефектности. При переходе от группы низкотемпературных образцов к группе высокотемпературных их значения возрастают с 200 до 850 ppm (рис. 4). В то же время нельзя не обратить внимания на два обстоятельства, характерные для накопления валовых содержаний алюминия в дефектных зонах.

Первое касается значений $(C_{Al})^0$, которые более чем на порядок превышают содержания изоморфных примесей алюминия $(N_{Al})^0$. Это означает, что примесь Al, образуемая в кварце месторождения Дарасун при кристаллизации, локализуется в основном в зонах дефектности минерала. Последующая рекристаллизация кардинально не меняет сложившееся соотношение между концентрациями Al в разных зонах кварца, и, как следствие, выполняется неравенство $C_{Al} \gg N_{Al}$ (табл. 2).

Второе обстоятельство заключается в скачкообразном росте валовых концентраций Al в зонах дефектности с увеличением температуры образования кварца. Если в случае изоморфной примеси Al рост составляет около 50 %, то для валовых содержаний он превышает четырехкратный.

Внедрение примеси Al при кристаллизации кварца. Быстрый рост количества Al, внедряемого в зоны дефектности при повышении температуры образования кварца, имеет свое объяснение.

Возможно, что причиной резкого обогащения кварца с $N_{\text{Ti}} > 0.5$ ppm примесью Al является высокая металлоносность рудообразующего раствора, доминирующего на ранних, наиболее высокотемпературных стадиях минералообразования. Алюминий, являясь одной из самых распространенных в природе примесей, практически всегда присутствует в его составе. С другой стороны, алюминий способен активно внедряться в кристаллическую решетку кварца, образуя в ней разнообразные структурные комплексы (Weil, 1984; Машковцев, 2009). Причем его основная часть концентрируется в зонах дефектности минерала, где такие комплексы приобретают относительную стабильность. Поэтому высокая металлоносность рудообразующего раствора согласно коэффициенту распределения неизбежно должна отражаться на валовом содержании Al в кварце.

Напротив, в областях совершенной кристаллической структуры накопления заметных концентраций примеси Al при кристаллизации не происходит. Они незначительны как в низкотемпературном кварце, так и в группе образцов высокотемпературного кварца (табл. 2). Высокая упорядоченность кристаллической структуры допускает локализацию здесь только небольших количеств изоморфной примеси алюминия.

Следует отметить особое свойство структурных дефектов, образованных внедряемой примесью Al при кристаллизации кварца. Ввиду того, что эти дефекты формируются при низких содержаниях лития в минерале ($C_{\text{Li}} \approx 0$), основными ионами-компенсаторами для них являются ионы H^+ .

Форма нахождения примеси Al, захваченной при рекристаллизации. Анализ угла наклона прямой 1 графика зависимости $C_{\text{Al}}(C_{\text{Li}})$ на рис. 4 показывает, что его тангенс приблизительно равен 4. Так как соотношение атомных весов Al и Li также близко к 4, то можно считать, что кварц при рекристаллизации захватывает примерно одинаковое количество атомов каждой из этих примесей. Подобное совпадение для валовых содержаний C_{Al} и C_{Li} нельзя считать случайным. Оно позволяет полагать, что ионы Al^{3+} , захваченные зонами дефектности при рекристаллизации, замещают ионы Si^{4+} в кристаллической решетке кварца и имеют в качестве ионов-компенсаторов ионы Li^+ .

Полученный вывод имеет принципиальное значение. Оказывается, примесь Al, захваченная при рекристаллизации кварца, находится в изоморфной форме не только в областях совершенной кристаллической структуры, но и в зонах дефектности. Разница лишь в том, что в первом случае мы имеем дело с идеальным изоморфизмом, и примесь регистрируется методом ЭПР в виде $\text{Al}-\text{O}^-$ -центров, а во втором случае из-за деформации кристаллической решетки сигнал ЭПР от этих центров отсутствует.

В этой связи появляется возможность объяснить природу уширенных линий, которые в спектрах ЭПР часто накладываются на сигналы $\text{Al}-\text{O}^-$ -центров (Раков, 2007). По всей видимости, они обусловлены структурным алюминием в зонах дефектности кварца, где искажение кристаллической структуры приводит к уширению линий ЭПР, а иногда и к их исчезновению.

Следует сказать, что взаимоотношение между валовыми содержаниями примесей Li и Al ранее обсуждалось в работах (Iwasaki et al., 1991; Iwasaki, Iwasaki, 1993).

Авторами по результатам анализа кварца методом атомно-абсорбционной спектрофотометрии установлено наличие корреляционной связи между валовыми содержаниями C_{Li} и C_{Al} . Графики, описывающие эту корреляционную связь для группы месторождений кварцевого сырья Бразилии и синтетического кварца, по своему виду идентичны графику прямой линии 1 на рис. 4. Рассмотрение представленных в работах материалов показывает, что в особо чистом кварце ($C_{\text{Li}} \leq 10$ ppm) количество атомов Al обычно превышает количество атомов Li. По всей видимости, из-за нехватки лития роль ионов-компенсаторов в них играют протоны. Однако когда содержание лития в кварце достигает значений в десятки ppm, наблюдается приблизительное равенство атомов примесей лития и алюминия. Приведенный факт подтверждает правильность сделанных выше выводов о форме нахождения в кварце примеси Al, захваченной при рекристаллизации.

В то же время надо подчеркнуть, что строение комплексов, возникающих с участием Al в зонах дефектности кварца при кристаллизации, остается неясным. Его определение требует проведения отдельных исследований.

Причина захвата Al при рекристаллизации кварца. Внедрение примеси Al в кварц при кристаллизации представляется вполне естественным, поскольку растущий кристалл взаимодействует с минералообразующим раствором, где эта примесь присутствует. Внедрение же ее при рекристаллизации кварца кажется странным, так как ход самого процесса сопровождается упорядочением кристаллической структуры и снятием напряжений в минерале. Появление же дополнительного количества примесей, на первый взгляд, должно привести к повышению степени дефектности кварца.

Однако возникшее противоречие может быть устранено, если учесть, в какой форме присутствует в кварце примесь Al, захваченная при рекристаллизации. Нахождение ее в кристаллической решетке в виде одиночных ионов Al^{3+} способствует участию примеси в стабилизации кристаллической структуры кварца. Как показывают теоретические расчеты, оно благоприятствует структурным релаксациям в минерале (Botis, Pan, 2018).

Кроме того, примесь Al в кварце может обладать относительно высокой диффузионной подвижностью (Pankrath, Florke, 1994; Раков и др., 2016; Tailby et al., 2018) и способностью (при потере иона Li^+) создавать локальные зоны отрицательного электрического заряда. Данные свойства важны для достижения электрической нейтральности кварца, которое может быть нарушено во время залегания в горных породах.

Возникновение электрических зарядов в кварце возможно в условиях механического или термического воздействия на минерал, его радиационного облучения и т. д. Образование этих зарядов активизирует процессы, направленные на установление электрической нейтральности, в которых может принимать участие примесь Al. В частности, появление изоморфных ионов Al^{3+} без ионов-компенсаторов обнаружено в образцах кварца, подверженных высокотемпературному отжигу (Раков, 2007). Необходимость в нейтрализации электрических зарядов возрастает с повышением степени совершенства кристаллической структуры кварца и приобретением им пьезоэлектрических свойств.

Условия, необходимые для выноса Al из кварца. Уменьшение валовой концентрации примеси Al в образцах высокотемпературного кварца свидетельствует о ее выносе из минерала при рекристаллизации. Процесс упорядочения кристаллической структуры делает невозможным присутствие в ней того количества Al, которое было ранее захвачено минералом.

Важным условием для выноса примеси Al является высокая температура, способная нарушить термодинамическое равновесие в зонах неупорядоченной кристаллической структуры. Если оно выполняется, то при рекристаллизации происходит разрушение примесных структурных комплексов и вытеснение Al из минерала.

Признаком выноса Al из кварца является наличие нисходящей ветви на графике зависимости $C_{Al}(C_{Li})$ (прямая 2 на рис. 4).

Между тем необходимо учитывать, что последующая рекристаллизация кварца может изменить концентрацию примеси Al и тем самым стереть заложенную в минерале генетическую информацию. Вероятность подобных изменений в кварце увеличивается с ростом температуры его образования.

Поэтому в качестве типоморфного признака рудного кварца целесообразно использовать исходные валовые концентрации алюминия $(C_{Al})^0$, существовавшие в минерале до начала рекристаллизации. Для определения их значений нужно провести оценку длин отрезков, которые отсекаются графиками зависимостей $C_{Al}(C_{Li})$ от оси ординат. Разница между величинами $(C_{Al})^0$ и C_{Al} соответствует количеству алюминия, вынесенного из кварца при рекристаллизации.

Заключение

Результаты исследований кварца месторождения золота Дарасун позволяют высказать ряд выводов, имеющих на наш взгляд принципиальное генетическое и практическое значение.

1. Рудный кварц во время своего образования может как захватывать примесь Al, так и освободиться от нее. Интенсивность и направленность этих процессов в областях совершенной кристаллической структуры и зонах дефектности кварца разные.

2. В областях упорядоченной кристаллической структуры при кристаллизации и рекристаллизации кварца происходит только захват примеси Al. Однако количество алюминия, внедренного в эти зоны, относительно невелико и измеряется десятками ppm. Захваченная примесь Al, наряду с примесью Li, способствует стабилизации кристаллической решетки, степень совершенства которой повышается при рекристаллизации кварца. Основной формой нахождения Al в указанных зонах является состояние идеальной изоморфной примеси.

3. В зонах дефектности при кристаллизации кварца может захватываться количество Al, измеряемое сотнями ppm. Предполагаемой формой нахождения примеси Al в зонах дефектности являются структурные комплексы, стабильные в условиях термодинамического равновесия.

Последующая рекристаллизация кварца может приводить к дальнейшему накоплению примеси Al в дефектных зонах или ее выносу из минерала. Последний случай реализуется при достаточно высоких температурах,

когда происходит разрушение структурных комплексов, локализованных в зонах дефектности. Свидетельством выноса алюминия из кварца может служить появление нисходящих прямых линий на графиках зависимости $C_{Al}(C_{Li})$.

4. Полученные результаты позволяют определить порядок использования повышенных содержаний примеси Al в качестве типоморфного признака рудного кварца. Они показывают, что самой представительной его характеристикой является концентрация Al, образованная при кристаллизации кварца. Она в наибольшей степени отражает свойства рудообразующего раствора и условия кристаллизации минерала. При последующей рекристаллизации различия в содержаниях Al в образцах рудного и безрудного кварца начинают стираться. Поведение примеси Al в различных областях кварца при кристаллизации и рекристаллизации минерала определяет возможности и ограничения применения данного критерия.

5. В областях упорядоченной структуры рудного кварца при кристаллизации образуется повышенная концентрация изоморфной примеси Al по сравнению с безрудным. Впрочем, это превышение невелико и при рекристаллизации кварца быстро исчезает (рис. 3). При степени рекристаллизации, отвечающей концентрации $C_{Li} \geq 10$ ppm, по содержанию изоморфного алюминия кварцы становятся неразличимы друг от друга. Более того, начинает проявляться обратная картина – за счет ускоренного захвата Al при рекристаллизации в безрудном кварце накапливается большее количество этой примеси, чем в рудном. Поэтому повышенные содержания изоморфной примеси Al могут служить типоморфным признаком рудного кварца только для случая низкотемпературного рудообразования, когда степень рекристаллизации минерала невелика. Видимо, этим объясняется возможность использования рассматриваемого критерия в работе (Сокерина и др., 2008), где изучались процессы рудообразования, протекавшие при температурах в пределах от 170 до 205 °C.

6. Зоны дефектности в рудном кварце содержат гораздо большее количество Al, внедренного при кристаллизации, чем в безрудном кварце. Повышенное содержание алюминия в них сохраняется даже при сравнительно высоких степенях рекристаллизации, соответствующих значениям $C_{Li} \approx 30$ ppm (рис. 4). Относительная устойчивость избыточных концентраций Al в зонах дефектности позволяет рекомендовать их для более широкого использования в качестве типоморфного признака рудного кварца. При этом, как указывалось, наиболее достоверными являются концентрации Al, образованные при кристаллизации кварца.

7. В соответствии с вышеизложенным проясняются перспективы применения методов ЭПР и лазерной абляции в выявлении рудного кварца. Первый из них, позволяющий регистрировать изоморфную примесь Al в упорядоченных областях кристаллической структуры кварца, может использоваться в случаях низких температур рудообразования. Второй метод пригоден для определения содержания основной части примеси Al, локализованной в зонах дефектности. Его применение может быть распространено на более широкий круг геологических объектов. Содержания примеси Al в зонах дефектности перестают быть индикатором рудного кварца

только при очень высоких степенях рекристаллизации минерала, когда прямые 1 и 2 на рис. 4 пересекаются друг с другом.

Валовые содержания Al в кварце, определяемые методом лазерной абляции, перспективны для использования при прогнозно-оценочной разведке рудных тел месторождений золота. С их помощью можно выявлять зоны высокой продуктивности месторождений. В качестве индикатора таких зон может выступать характер графиков зависимостей $C_{Al}(C_{Li})$. Для безрудных образцов кварца этот график имеет положительный угол наклона, а для кварца из зон высокой продуктивности он должен иметь отрицательный угол наклона.

Финансирование

Исследования выполнялись в рамках Базовой темы ИГЕМ РАН «Главные особенности рудообразующих систем магматогенных месторождений Au, Ag – Mo, Re, W, Cu, Zn – Cu, Ni, PGE в разных геолого-тектонических обстановках» при частичной поддержке гранта РФФИ №19-05-00476.

Литература

Бершов Л.В., Крылова М.Д., Сперанский А.В. (1975). Электронно-дырочные центры O^-Al^{3+} и Ti^{3+} в кварце как показатель температурных условий регионального метаморфизма. *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 10, с. 113–117.

Горячев Н.А. (1984). Типоморфные особенности жильного кварца месторождений золото-кварцевой малосульфидной формации (Верхояно-Колымская складчатая область). *Дис. канд. геол.-мин. наук.* Якутск, 210 с.

Григорьев Д.П., Жабин А.Г. (1975). Онтогенез минералов. М.: Наука, 339 с.

Дерский Л. (2015). ЭПР-характеристики кварца золоторудного месторождения Мурунтау (Узбекистан). *Минералогический сборник*, 65(2), с. 93–98.

Костов Р.И. (1984). Спектроскопическое исследование кварца различного генезиса из Родопского срединного массива (НРБ). *Дис. канд. геол.-мин. наук.* Москва, 184 с.

Лютюев В.П., Макеев А.Б. (2013). Структурные элементы-примеси в кварце песчаников Нижнекамской депрессии (Средний Тиман). *Литосфера*, 4, с. 110–120.

Ляхов Ю.В., Дмитриев Л.К. (1975). Физико-химические условия минералообразования на Дарасунском золоторудном месторождении (Восточное Забайкалье) по включениям в минералах. *Минералогический сборник*, 29(4), с. 17–22.

Машковцев Р. И. (2009). Структура и электронное состояние собственных дефектов и примесей в кристаллах кварца, берилла и КТА по данным электронного парамагнитного резонанса и оптической спектроскопии. *Автореф. дис. д. физ.-мат. наук.* Новосибирск: Институт геологии и минералогии СО РАН, 34 с.

Прокофьев В.Ю., Бортников Н.С., Зорина Л.Д., Куликова З.И., Матель Н.Л., Колпакова Н.Н., Ильина Г.Ф. (2000). Генетические особенности золото-сульфидного месторождения Дарасун (Восточное Забайкалье, Россия). *Геология руд. месторождений*, 42(6), с. 526–548.

Прокофьев В.Ю., Бортников Н.С., Коваленкер В.А., Винокуров С.Ф., Зорина Л.Д., Чернова А.Д., Кряжев С.Г., Краснов А.Н., Горбачева С.А. (2010). Золоторудное месторождение Дарасун (Восточное Забайкалье, Россия): химический состав, распределение редких земель, изучение стабильных изотопов углерода и кислорода в карбонатах рудных жил. *Геология руд. месторождений*, 52(2), с. 91–125.

Прокофьев В.Ю., Зорина Л.Д. (1996). Флюидный режим Дарасунской рудно-магматической системы (Восточное Забайкалье) по данным исследования флюидных включений. *Геология и геофизика*, 37(5), с. 50–61.

Раков Л.Т. (2009). Влияние щелочных ионов на изоморфизм алюминия и титана в кварце. *Геохимия*, 9, с. 1000–1005.

Раков Л.Т., Дубинчук В.Т., Скамнищкая Л.С., Щипцов В.В. (2016). Подвижные примеси в кварце Карело-Кольского региона. *Труды*

Карельского научного центра РАН, сер. геология докембрия, 10, с. 100–118.

Раков Л.Т., Киселева Г.Д., Коваленкер В.А. (2020). Генетический анализ кварца золотоносного W-Мо-порфирового месторождения Бугданское (Восточное Забайкалье, Россия) на основе изучения методом ЭПР. *Разведка и охрана недр*, 2, с. 63–75.

Раков Л.Т. (2006). Механизмы изоморфизма в кварце. *Геохимия*, 10, с. 1085–1096.

Раков Л.Т. (2007). Научные основы применения структурных дефектов в кварце в качестве индикатора минералообразования. *Дис. д. геол.-мин. наук.* Москва, 329 с.

Раков Л.Т., Прокофьев В.Ю., Зорина Л.Д. (2019а). Элементы-примеси в кварце месторождений золота Дарасунского рудного поля (Восточное Забайкалье, Россия): данные электронного парамагнитного резонанса. *Геология руд. месторождений*, 61(2), с. 72–92.

Раков Л.Т., Прокофьев В.Ю., Зорина Л.Д. (2019б). Ионы-компенсаторы H^+ и Li^+ в структурных каналах кварца месторождений золота Дарасунского рудного поля (Восточное Забайкалье, Россия): данные электронного парамагнитного резонанса. *Геология руд. месторождений*, 61(1), с. 75–96.

Раков Л.Т., Шурига Т.Н. (2009). Структурно-динамическое состояние как генетический критерий кварца. *Геохимия*, 10, с. 1086–1102.

Сокерина Н.В., Котова Е.Н., Шанина С.Н., Голубев Е.А. (2008). Особенности формирования золоторудных и незолоторудных кварцевых жил проявления Синильга, Приполярный Урал. *Вестник Ин-та геологии Коми НЦ центра УрО РАН*, 3, с. 7–10.

Ставров О.Д., Моисеев Б.М., Раков Л.Т. (1978). Исследование зависимости между концентрациями алюминиевых центров и содержанием в природных кварцах щелочных элементов. *Геохимия*, 3, с. 333–339.

Тимофеевский Д.А. (1972). Геология и минералогия Дарасунского золоторудного региона. М.: Недра.

Федюченко С.В. (2004). Структурные примеси в промышленном жильном кварце и породообразующем кварце гранитоидов. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук.* М.: МГУ, 20 с.

Чернышев И.В., Прокофьев В.Ю., Бортников Н.С., Чугаев А.В., Гольцман Ю.В., Лебедев В.А., Ларионова Ю.О., Зорина Л.Д. (2014). Возраст гранодиорит-порфиров и березитов Дарасунского золоторудного поля (Восточное Забайкалье, Россия). *Геология руд. месторождений*, 56(1), с. 3–18. <https://doi.org/10.7868/S0016777014010031>

Botis S.M., Pan Y. (2018). Theoretical calculations of $[AlO_4/M]^{0-}$ defects in quartz and crystal-chemical controls on the uptake of Al. *Mineralogical Magazine*, 73(4), pp. 537–550. <https://doi.org/10.1180/minmag.2009.073.4.537>

Iwasaki H., Iwasaki F., Oliveira V.A.R., Hummel D.C.A., Pasquali M.A., Guzzo P.L., Watanabe N., Suzuki C.K. (1991). Impurity content characterization of Brazilian quartz lencas. *Jpn. J. Appl. Phys.*, 30(7), pp. 1489–1495. <https://doi.org/10.1143/JJAP.30.1489>

Iwasaki F., Iwasaki H. (1993). Impurity species in synthetic and Brazilian natural quartz. *Jpn. J. Appl. Phys.*, 32(2), pp. 893–901. <https://doi.org/10.1143/JJAP.32.893>

O'Brien M.C.M. (1955). The structure of the colour centres in smoky quartz. *Proc. R. Soc. (Lond.)*, A231, pp. 404–414. <https://doi.org/10.1098/rspa.1955.0183>

Pankrath R., Florke O.W. (1994). Kinetics of Al-Si exchange in low and high quartz: calculation of Al diffusion coefficients. *Eur. J. Mineral.*, 6, pp. 435–457. <https://doi.org/10.1127/ejm/6/4/0435>

Prokofiev V.Yu., Garofalo P.S., Bortnikov N.S., Kovalenker V.A., Zorina L.D., Grichuk D.V., Selektor S.L. (2010). Fluid Inclusion Constraints on the Genesis of Gold in the Darasun District (Eastern Transbaikalia), Russia. *Economic Geology*, 105(2), pp. 395–416. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.105.2.395>

Tailby N.D., Cherniak D.J., Watson E.B. (2018). Al diffusion in quartz. *American Mineralogist*, 103(6), pp. 839–847. <https://doi.org/10.2138/am-2018-5613>

Urai J.L., Means W.D., Lister G.S. (1986). Dynamic recrystallization of minerals. In: Hobbs B.E., Heard H.C. (Eds.). *Mineral and rock deformation: laboratory studies. Geophysical monograph*, 36, pp. 161–199. <https://doi.org/10.1029/GM036p0161>

Weil J.A. (1984). A review of electron spin spectroscopy and its application to the study of paramagnetic defects in crystalline quartz. *Phys. and Chem. of Minerals*, 10, pp. 149–165. <https://doi.org/10.1007/BF00311472>

Wright P.M., Weil J.A., Anderson J.H. (1963). Titanium colour centres in rose quartz. *Nature*, 197, pp. 246–248. <https://doi.org/10.1038/197246a0>

Сведения об авторах

Леонид Тихонович Раков – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории геологии рудных месторождений, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН

Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., д. 35
Тел: +7(495)230-84-44, e-mail: rakovlt@mail.ru

Всеволод Юрьевич Прокофьев – доктор геол.-мин. наук, зав. лабораторией геохимии, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН

Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., д. 35

Елена Анатольевна Минервина – младший научный сотрудник лаборатории анализа минерального вещества, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН

Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., д. 35

Лидия Дмитриевна Зорина – канд. геол.-мин. наук, гл. специалист, Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН

Россия, 664033, Иркутск, ул. Фаворского, д. 1а

Статья поступила в редакцию 17.10.2021;

Принята к публикации 11.11.2021; Опубликована 30.03.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Aluminum in quartz of the Darasun gold deposit (Eastern Transbaikalia region, Russia)

L.T. Rakov^{1*}, V.Yu. Prokofiev¹, E.A. Minervina¹, L.D. Zorina²

¹Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

²Vinogradov Institute of Geochemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russian Federation

*Corresponding author: Leonid T. Rakov, e-mail: rakovlt@mail.ru

Abstract. Quartz samples taken from the ore veins of the Darasun gold deposit (Eastern Transbaikalia, Russia) were studied using electron paramagnetic resonance (EPR) and laser ablation (LA) methods. The purpose of the research was to clarify the behavior of the Al impurity during quartz crystallization and its subsequent recrystallization. The results of the research were used to determine the genetic informativeness of the Al impurities concentration in ore quartz.

A separate study of the regularities of the distribution of Al impurity in the regions of crystalline structure and in the zones of crystal lattice distortions was carried out. In the regions of crystalline structure, the Al impurity concentration N_{AL} was determined by the concentration of paramagnetic Al–O–centers associated with the presence of substitutional Al^{3+} ions. The content of the Al impurity in the zones of crystal lattice distortions was judged by the difference between the gross concentrations of aluminum C_{Al} and the values of N_{AL} . It was taken into account that the intensity and direction of the studied processes can be influenced by the temperature of quartz formation and the degree of its recrystallization. The temperature of quartz formation was estimated by the values of Ti impurity concentration, and the degree of recrystallization was estimated by the content of Li impurity C_{Li} in the mineral.

It was found that the amount of Al impurity localized in the zones of crystal lattice distortions is an order of magnitude higher than that present in the zones of crystalline structure. It is shown that this phenomenon is explained by the high ability of the zones of crystal lattice distortions to capture of Al impurity during quartz crystallization. The amount of Al impurity trapped by quartz increases sharply with an increase in the temperature of the mineral formation. In areas of regions of crystalline structure, a different picture is observed – impurity capture during crystallization proceeds with low intensity and is not so critically dependent on temperature.

It was found that the Al impurity in the considered zones behaves differently during quartz recrystallization. If Al impurity capture continues in the regions of crystalline structure, then Al impurity removal from quartz can occur in the zones of crystal lattice distortions at high C_{Al} values.

Based on the data obtained, the areas of use of aluminum impurity contents as a typomorphic feature of ore quartz were determined. The Al impurity concentrations proved to be suitable for use in cases of low ore formation temperatures, and its gross C_{Al} contents have the prospect of wider use. It is noted that a characteristic feature for quartz from high productivity zones is a negative angle of slope of the $C_{Al}(C_{Li})$ dependence plot.

Keywords: quartz, Darasun gold deposit, EPR and LA methods, Al impurity, crystallization, recrystallization

Acknowledgements

The research was carried out within the framework of the Basic topic of IGE M RAS “Main features of ore-forming systems of magmatogenic deposits Au, Ag–Mo, Re, W, Cu, Zn–Cu, Ni, PGE in different geological and tectonic settings” with partial support of RFBR grant No. 19-05-00476.

Recommended citation: Rakov L.T., Prokofiev V.Yu., Minervina E.A., Zorina L.D. (2022). Aluminum in quartz of the Darasun gold deposit (Eastern Transbaikalia region, Russia). *Georesursy = Georesources*, 24(1), pp. 51–61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.5>

References

- Bershov L.V., Krylova M.D., Speransky A.V. (1975). Electron-hole centers of O–Al³⁺ and Ti³⁺ in quartz as an indicator of temperature conditions of regional metamorphism. *Izv. Akad. Nauk SSSR, Ser. Geol.*, 10, pp. 113–117. (In Russ.)
- Botis S.M., Pan Y. (2018). Theoretical calculations of [AlO₄M+]₀ defects in quartz and crystal-chemical controls on the uptake of Al.

Mineralogical Magazine, 73(4), pp. 537–550. <https://doi.org/10.1180/minmag.2009.073.4.537>

Chernyshev I.V., Prokofiev V.Yu., Bortnikov N.S., Chugaev A.V., Goltsman Yu.V., Lebedev V.A., Larionova Yu.O., Zorina L.D. (2014). Age of granodiorite porphyry and beresite from the Darasun gold field, eastern Transbaikalian region, Russia. *Geo. Ore Deposits*, 56, pp. 1–14. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S1075701514010036>

Dersky L. (2015). EPR-quartz characteristics of the Muruntau gold deposit (Uzbekistan). *Mineralogicheskyy sbornik*, 65(2), pp. 93–98. (In Russ.)

Fedushchenko S.V. (2004). Structural impurities in industrial vein quartz and rock-forming quartz of granitoids. *Abstract cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU, 20 p. (In Russ.)

Goryachev N.A. (1984). Typomorphic features of vein quartz deposits of the gold-quartz low-sulfide formation (Verkhoyano-Kolyma folded region). *Cand. geol. and min. sci. diss.* Yakutsk: Institute of Geology of the Yakut branch of the SB of the USSR Academy of Sciences, 210 p. (In Russ.)

Grigoriev D. P., Zhabin A. G. (1975). Ontogeny of minerals. Moscow: Nauka, 339 p. (In Russ.)

Iwasaki H., Iwasaki F., Oliveira V.A.R., Hummel D.C.A., Pasquali M.A., Guzzo P.L., Watanabe N., Suzuki C.K. (1991). Impurity content characterization of Brazilian quartz lencas. *Jpn. J. Appl. Phys.*, 30(7), pp. 1489–1495. <https://doi.org/10.1143/JJAP.30.1489>

Iwasaki F., Iwasaki H. (1993). Impurity species in synthetic and Brazilian natural quartz. *Jpn. J. Appl. Phys.*, 32(2), pp. 893–901. <https://doi.org/10.1143/JJAP.32.893>

Kostov R.I. (1984). Spectroscopic study of quartz of various genesis from the Rhodope Median massif (NRB). *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow, 184 p. (In Russ.)

Lyakhov Yu.V., Dmitriev L.K. (1975). Physico-chemical conditions of mineral formation at the Darasun gold deposit (Eastern Transbaikalia) by inclusions in minerals. *Mineralogicheskyy sbornik*, 29(4), pp. 17–22. (In Russ.)

Lyutov V.P., Makeev A.B. (2013). Structural elements are impurities in quartz sandstones of the Pyzhem depression (Middle Timan). *Lithosphere*, 4, pp. 110–120. (In Russ.)

Mashkovtsev R. I. (2009). Structure and electronic state of intrinsic defects and impurities in quartz, beryl and KTA crystals according to electron paramagnetic resonance and optical spectroscopy. *Abstract Dr. phys. and math. sci. diss.* Novosibirsk: Institute of Geology and Mineralogy SB RAS. (In Russ.)

O'Brien M.C.M. (1955). The structure of the colour centres in smoky quartz. *Proc. R. Soc. (Lond.)*, A231, pp. 404–414. <https://doi.org/10.1098/rspa.1955.0183>

Pankrath R., Florke O.W. (1994). Kinetics of Al-Si exchange in low and high quartz: calculation of Al diffusion coefficients. *Eur. J. Mineral.*, 6, pp. 435–457. <https://doi.org/10.1127/ejm/6/4/0435>

Prokofiev V.Yu., Garofalo P.S., Bortnikov N.S., Kovalenker V.A., Zorina L.D., Grichuk D.V., Selektor S.L. (2010). Fluid Inclusion Constraints on the Genesis of Gold in the Darasun District (Eastern Transbaikalia), Russia. *Economic Geology*, 105(2), pp. 395–416. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.105.2.395>

Prokofiev V.Yu., Bortnikov N.S., Kovalenker V.A., Vinokurov S.F., Zorina L.D., Chernova A.D., Kryazhev S.G., Krasnov A.N., Gorbacheva S.A. (2010). The Darasun gold deposit, Eastern Transbaikalian region: Chemical composition, REE patterns, and stable carbon and oxygen isotopes of carbonates from ore veins. *Geo. Ore Deposits*, 52, pp. 81–113.

Prokofiev V.Yu., Bortnikov N.S., Zorina L.D., Kulikova Z.I., Matel N.L., Kolpakova N.N., Ilyina G.F. (2000). Genetic features of the Darasun gold-sulfide deposit (Eastern Transbaikalia, Russia). *Geo. Ore Deposits*, 42(6), pp. 526–548. (In Russ.)

Prokofiev V.Yu., Zorina L.D. (1996). Fluid regime of the Darasun ore-magmatic system (Eastern Transbaikalia) according to the study of fluid inclusions. *Geology and Geophysics*, 37(5), pp. 50–61. (In Russ.)

Rakov L.T. (2009). The effect of alkaline ions on the isomorphism of aluminum and titanium in quartz. *Geochemistry International*, 47, pp. 942–947.

Rakov L.T., Dubinchuk V.T., Skamnitskaya L.S., Shchiptov V.V. (2016). Mobile impurities in quartz of the Karelo-Kola region. Proceedings of the *Trudy Karelskogo nauchnogo tsentra RAN, ser. geologiya dokembriya*, 10, pp. 100–118. (In Russ.)

Rakov L.T., Kiseleva G.D., Kovalenker V.A. (2020). Genetic analysis of quartz from the Bugdainskoye gold-bearing W-MO-porphyry deposit (Eastern Transbaikalia, Russia) based on EPR study. *Razvedka i okhrana nedr*, 2, pp. 63–75. (In Russ.)

Rakov L.T. (2006). Mechanisms of isomorphism in quartz. *Geochemistry International*, 44, pp. 1004–1014. <https://doi.org/10.1134/S0016702906100053>

Rakov L.T. (2007). Scientific foundations of the use of structural defects in quartz as an indicator of mineral formation. *Dr. geol.-min. sci. diss.* Moscow: VIMS. (In Russ.)

Rakov, L.T., Prokofiev, V.Y. & Zorina, L.D. (2019a). Impurity Elements in Quartz from Gold Deposits of the Darasun Ore Field (Eastern Transbaikalia, Russia): Electron Paramagnetic Resonance Data. *Geo. Ore Deposits*, 61, pp. 162–184. <https://doi.org/10.1134/S107570151902003X>

Rakov, L.T., Prokofiev, V.Y. & Zorina, L.D. (2019b). H⁺ and Li⁺ Charge Compensator Ions in Structural Channels of Quartz from Gold Deposits of the Darasun Gold Ore Field (Eastern Transbaikalia, Russia): Electron Paramagnetic Resonance Data. *Geo. Ore Deposits*, 61, pp. 74–97. <https://doi.org/10.1134/S1075701519010057>

Rakov L.T., Shuriga T.N. (2009). The structural dynamic state of quartz as a criterion of its genesis. *Geochem. Int.*, 47, 1021. <https://doi.org/10.1134/S0016702909100061>

Sokerina N.V., Kotova E.N., Shanina S.N., Golubev E.A. (2008). Features of the formation of gold-ore and non-gold-ore quartz veins in the Sinilga, Circumpolar Urals. *Vestnik In-ta geologii Komi NTs tsentra UrO RAN*, 3, pp. 7–10. (In Russ.)

Stavrov O.D., Moiseev B.M., Rakov L.T. (1978). Investigation of the relationship between the concentrations of aluminum centers and the content of alkaline elements in natural quartz. *Geokhimiya*, 3, pp. 333–339. (In Russ.)

Tailby N.D., Cherniak D.J., Watson E.B. (2018). Al diffusion in quartz. *American Mineralogist*, 103(6), pp. 839–847. <https://doi.org/10.2138/am-2018-5613>

Timofeevsky D.A. (1972). Geology and mineralogy of the Darasun gold ore region. Moscow: Nedra. (In Russ.)

Urai J.L., Means W.D., Lister G.S. (1986). Dynamic recrystallization of minerals. In: Hobbs B.E., Heard H.C. (Eds.). *Mineral and rock deformation: laboratory studies. Geophysical monograph*, 36, pp. 161–199. <https://doi.org/10.1029/GM036p0161>

Weil J.A. (1984). A review of electron spin spectroscopy and its application to the study of paramagnetic defects in crystalline quartz. *Phys. and Chem. of Minerals*, 10, pp. 149–165. <https://doi.org/10.1007/BF00311472>

Wright P.M., Weil J.A., Anderson J.H. (1963). Titanium colour centres in rose quartz. *Nature*, 197, pp. 246–248. <https://doi.org/10.1038/197246a0>

About the authors

Leonid T. Rakov – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Laboratory of Geology of Ore Deposits, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35, Staromonetny Lane, Moscow, 119017, Russian Federation

e-mail: rakovlt@mail.ru

Vsevolod Y. Prokofiev – DSc (Geology and Mineralogy), Head of the Laboratory of Geochemistry, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35, Staromonetny Lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Elena A. Minervina – Junior Researcher, Laboratory of Mineral Substance Analysis, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35, Staromonetny Lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Lidiya D. Zorina – PhD (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Vinogradov Institute of Geochemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

1a, Favorsky st., Irkutsk, 664033, Russian Federation

Manuscript received 17 October 2021;
Accepted 11 November 2021; Published 30 March 2022

Морфология и текстурно-структурные особенности хромититовых залежей Главного рудного поля Кемпирсайского массива (Южный Урал, Казахстан)

Д.Е. Савельев^{1*}, Д.К. Макатов², В.С. Портнов², Р.А. Гатауллин^{1,3}

¹Институт геологии УФИЦ РАН, Уфа, Россия

²Карагандинский технический университет, Караганда, Казахстан

³Башкирский государственный университет, Уфа, Россия

В статье обобщены данные о морфологии, текстурных и структурных особенностях хромититовых залежей юго-восточной части Кемпирсайского массива (Южный Урал, Казахстан). Показано, что образование уникальных по запасам месторождений хромовых руд неразрывно связано с процессами формирования вмещающего дунит-гарцбургитового комплекса офиолитов, а локализация оруденения всегда происходит в мономинеральных оливиновых породах – дунитах. Наложенные низкотемпературные процессы практически нацело изменили первичный минеральный состав вмещающих ультрамафитов, но слабо затронули первичные структуры на микро- и макроуровне. Оливин и пироксены замещены петельчатым серпентином, но сохранены их псевдоморфозы, и внутри крупных блоков не произошло значительных тектонических смещений в первичных минеральных агрегатах. Это позволило изучить текстурно-структурные характеристики ультрамафитов и хромититов. Среди наиболее важных особенностей строения рудоносных комплексов выделены следующие: увеличение размера рудных зерен по мере увеличения густоты вкрапленности, широкое развитие деформационных структур – складчатости рудных прослоев, будинажа, внедрения дунитов в массивные хромититы, разрывы тел массивных хромититов. Проведен ретроспективный анализ многочисленных публикаций, посвященных хромититам массива, и недоступных в настоящее время для широкого круга специалистов. Основываясь на этом анализе и авторских наблюдениях, предложена модифицированная динамическая модель образования хромититовых концентраций в результате реоморфической дифференциации мантийного материала в ходе его подъема в корневой зоне рифтогенной структуры с возможной последующей трансформацией в верхней мантии преддуговой обстановки.

Ключевые слова: хромититы, ультрамафиты, офиолиты, Кемпирсай, Южный Урал

Для цитирования: Савельев Д.Е., Макатов Д.К., Портнов В.С., Гатауллин Р.А. (2022). Морфология и текстурно-структурные особенности хромититовых залежей Главного рудного поля Кемпирсайского массива (Южный Урал, Казахстан). *Георесурсы*, 24(1), с. 62–73. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.6>

Введение

Кемпирсайский ультрамафитовый массив является одним из крупнейших на Урале и вмещает уникальные по запасам и качеству сырья месторождения хромовых руд. Месторождения юго-восточной части массива, объединяемые в Главное рудное поле (Павлов и др., 1968), вмещают крупнейшие в мире залежи офиолитового типа (так называемые «подиформные хромититы»). По количеству разведанных запасов хромовых руд (более 300 млн т) они уступают только расслоенному Бушвельдскому комплексу (ЮАР), а по уровню ежегодной добычи Казахстан входит в тройку крупнейших продуцентов наряду с ЮАР и Индией. В то же время, несмотря на высокую экономическую значимость данного геологического объекта, его строение, петрология и минералогия руд и ультрамафитов довольно слабо освещены в литературе.

Значительная часть публикаций геологов-рудников, непосредственно занимавшихся поисками и разведкой

месторождений, в которых рассматриваются различные аспекты строения хромититовых залежей, текстуры и структуры руд, в настоящее время почти не доступны широкому кругу специалистов, поскольку «рассеяны» в большом количестве сборников производственных совещаний и конференций. В связи с этим, упоминания о массиве в международном геологическом сообществе приводятся со ссылками на работы, проведенные в режиме «геологических экскурсий», зачастую не содержащих ссылок на работы геологов, посвятивших изучению массива долгие годы. Таким образом, появилась насущная необходимость в проведении ретроспективного обобщения накопленного опыта геологов советского периода по изучению уникальных кемпирсайских месторождений с привлечением новых материалов, полученных авторами.

Главной целью настоящего исследования является разработка модели формирования хромититовых тел в офиолитовых ультрамафитах и, в частности, уникальных месторождений хрома юго-восточной части Кемпирсайского массива. Для достижения данной цели решались следующие основные задачи: обобщение накопленного материала по геологическому строению и структуре месторождений, изучение текстурно-структурных особенностей хромититов и их состава, критический

* Ответственный автор: Дмитрий Евгеньевич Савельев
e-mail: savl71@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

анализ различных концепций образования офиолитовых хромититов, сопоставление существующих моделей с фактическим материалом.

Месторождения Главного рудного поля Кемпирсайского массива относятся к типу так называемых «подиформных» месторождений, которые широко распространены в мантийных разрезах офиолитовых комплексов мира, и происхождение которых на протяжении нескольких десятков лет активно дискутируется в мировой и отечественной литературе (Кравченко, 1969; Москалева, 1974; Павлов и др., 1973; Thayer, 1964; Greenbaum, 1977; Cassard et al., 1981; Ballhaus, 1998; Zhou et al., 1996; Gonzalez-Jimenez et al., 2014 и др.). Вместе с тем, уникальность рассматриваемых нами месторождений заключается в их высокой продуктивности, которая на несколько порядков превышает продуктивность «типичных» подиформных залежей и, согласно (Thayer, 1969), составляет около 1000 тонн.

В большей части исследований подиформных месторождений, проведенных в последние 20–30 лет, во главу угла ставились геохимические данные, а из возможных механизмов образования руд рассматривались только две альтернативные возможности – кристаллизация из расплава (Lago et al., 1982; Ballhaus, 1998; Matveev, Ballhaus, 2002) или образование в результате различных химических реакций с участием флюидов и расплавов (Arai, Yurimoto, 1994; Zhou, Robinson, 1997; Gonzalez-Jimenez et al., 2014). Наиболее часто в современных публикациях происхождение офиолитовых дунитов и хромититов объясняется с точки зрения модели реакции расплавов с перидотитом, в результате которой из последнего удаляется пироксен, и добавляются оливин и хромит. Её сторонники считают достаточным доказательством своих предположений то, что вокруг хромититов всегда присутствует дунитовая оболочка. Вместе с тем, в данных построениях ничего не говорится о механизмах концентрации хрома после его отложения в дуните, поскольку баланс вещества при заявленном реакционном процессе показывает, что концентрация хромшпинелидов в образованном дуните не будет превышать первых процентов. Кроме того, для реализации предложенных выше моделей необходимо наличие постоянно поддерживающихся «троп», по которым должны поступать все новые порции расплавов, непрерывно отлагая новые порции хромшпинелидов, что позволяет усомниться в реалистичности предложенного сценария.

Альтернативным подходом при определении генезиса офиолитовых дунитов и хромититов является рассмотрение мантийных ультрамафитов как сплошной кристаллической среды, в результате перемещения которой посредством пластических деформаций («мантийного течения») происходит преимущественно механическая сортировка частиц различных фаз согласно их физическим свойствам. Основы данного подхода изложены в работах отечественных исследователей (Гончаренко, 1989; Щербаков, 1990; и др.). В предыдущих публикациях одного из авторов настоящей работы приведены примеры твёрдофазного образования хромшпинелидов в ходе деформации мантийных силикатов (Saveliev et al., 2017; 2021); разработана реоморфическая модель формирования рудных концентраций хромшпинелидов в мантийных ультрамафитах (Савельев, Федосеев, 2019), которая является

логическим продолжением исследований, установивших тектоническую природу мантийного разреза офиолитовых комплексов.

Краткий геологический очерк

Планомерное геологическое изучение Кемпирсайского ультрамафитового массива, как и большей части массивов Южного Урала, началось в 30-х годах XX века в связи с активными поисками хромититов (Вахромеев и др., 1938; Логинов и др., 1940). В связи с открытием первых месторождений в 1937 г., основные ресурсы были брошены на их разведку и дальнейшие поисковые работы. В разные годы исследованиями массива занималось немало выдающихся специалистов-геологов, в частности, В.П. Логинов, Г.А. Соколов, Н.В. Павлов, А.А. Непомнящих, С.В. Москалева, Г.Г. Кравченко, Л.И. Колотилов, И.И. Григорьева-Чупрынина, М.Ф. Шульгин, Е.П. Степанов, В.И. Сегалович, А.А. и Г.Н. Савельевы, А.П. Бачин, Г.П. Самсонов, И.С. Чашухин, А.И. Чернышов и многие другие. Сравнительно недавно появилось детальное описание строения и вещественного состава хромититов и вмещающих ультрамафитов месторождения Восход (Johnson, 2012).

В открытии многих месторождений, а также в изучении формы и размеров массива, важную роль сыграли геофизические методы. В открытой печати наиболее полное описание результатов геофизических исследований содержится в работах А.А. Непомнящих (1959) и В.И. Сегаловича (1971). На массиве проводилось структурное бурение (Родионов, 1966; Чашухин и др., 2007), некоторыми скважинами на глубоких уровнях вскрыты почти свежие ультрамафиты.

На современном эрозионном срезе Кемпирсайский массив представлен вытянутым в направлении северо-северо-запад – юго-юго-восток телом грушевидной формы, сужающимся на севере и расширяющимся на юге (рис. 1а). Длина массива составляет более 70 км, ширина – от 1 до 11 км на севере и до 32 км на юге. В северной и центральной частях мощность массива по геофизическим данным составляет 800–1000 м, контакты имеют преимущественно западное падение. Вместе с тем, пробуренные скважины до глубины 1280 м прошли по ультрамафитам и не вышли из них (Родионов, 1966). Лишь одна скважина, заложенная недалеко от восточного контакта в северной части массива, на глубине 1180 м вошла в подстилающие породы.

К югу и востоку мощность ультрамафитов постепенно увеличивается, наибольшее ее увеличение происходит одновременно с латеральным расширением массива. По данным А.А. Непомнящих (1959), здесь ультрамафиты развиты до глубины 3000 м. Кемпирсайский массив полого погружается в юго-юго-восточном направлении; постепенно отношение ширины к мощности уменьшается и за контурами выхода массива на дневную поверхность; он представлен трубообразным телом, изометричным в широтном срезе. Общая клиновидная форма массива на широтном разрезе осложняется ступенчатым характером локальных контактов, имеющих западное падение.

Ультрамафиты массива на поверхности практически полностью изменены, но серпентинизация почти повсеместно ограничена низкотемпературной стадией (петельчатой, или α -лизардитовой фацией по А.С. Варлакову (1986)).

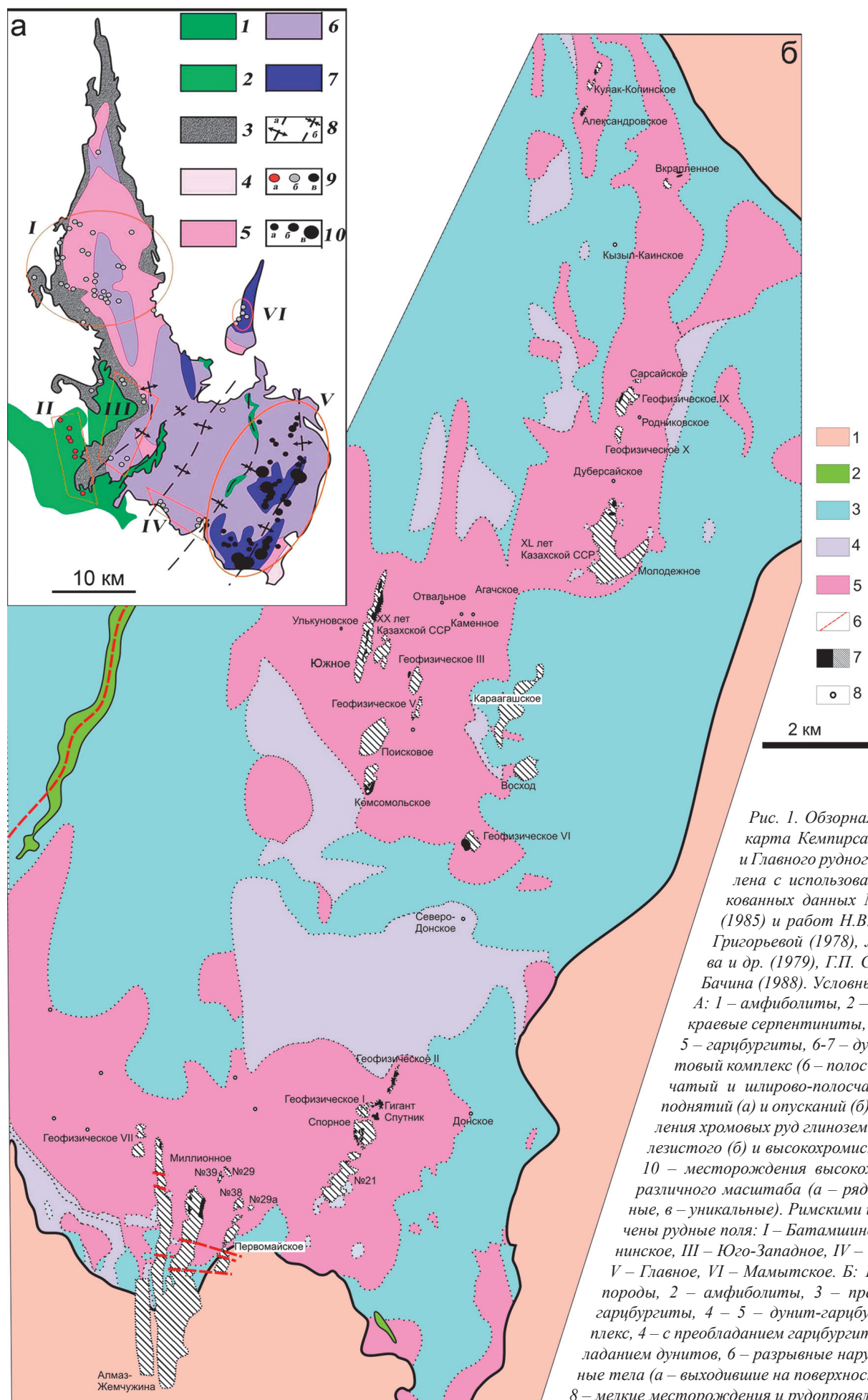


Рис. 1. Обзорная геологическая карта Кемпирсайского массива и Главного рудного поля. Составлена с использованием неопубликованных данных М.Ф. Шульгина (1985) и работ Н.В. Павлова, И.И. Григорьевой (1978), Л.И. Колотилова и др. (1979), Г.П. Самсонова, А.П. Бачина (1988). Условные обозначения: А: 1 – амфиболиты, 2 – габброиды, 3 – краевые серпентиниты, 4 – лерцолиты, 5 – гарцбургиты, 6–7 – дунит-гарцбургитовый комплекс (6 – полосчатый, 7 – сетчатый и шлирово-полосчатый), 8 – оси поднятий (а) и опусканий (б), 9 – рудопроявления хромовых руд глиноземистого (а), железистого (б) и высокохромистого (в) типов, 10 – месторождения высокохромистых руд различного масштаба (а – рядовые, б – крупные, в – уникальные). Римскими цифрами отмечены рудные поля: I – Батамишинское, II – Степнинское, III – Юго-Западное, IV – Тагашасайское, V – Главное, VI – Мамытское. Б: 1 – вмещающие породы, 2 – амфиболиты, 3 – преимущественно гарцбургиты, 4 – 5 – дунит-гарцбургитовый комплекс, 4 – с преобладанием гарцбургитов; 5 – с преобладанием дунитов, 6 – разрывные нарушения, 7 – рудные тела (а – выходящие на поверхность, б – слепые), 8 – мелкие месторождения и рудопроявления.

Это обстоятельство позволяет довольно легко диагностировать первичную природу серпентинитов, среди которых наибольшим распространением пользуются апогартбургитовые, содержащие 70–80 об. % оливина, 20–25 об. % ортопироксена и незначительную примесь хромшпинелида, который обычно сохраняет свой состав. Реликты оливина и ортопироксена в заметном количестве начинают появляться в 100–150 м от поверхности (Кравченко, 1969), обычно их бывшее присутствие определяется по петельчатой структуре породы и баститовым псевдоморфозам. Лерцолиты встречаются спорадически; от гартбургитов отличаются присутствием моноклинного пироксена; наиболее развиты восточнее месторождений Спорное и Гигант и на глубоких горизонтах массива.

В юго-восточной части массива, наряду с однородными гартбургитами, широким распространением пользуется так называемый дунит-гартбургитовый «полосчатый» комплекс, строение которого определяется частым чередованием апогартбургитовых серпентинитов и серпентинитов без псевдоморфоз по ортопироксену (аподунитовых). Именно с дунит-гартбургитовым комплексом связаны наиболее продуктивные месторождения хромититов массива.

Помимо ультраосновных пород, внутри массива встречается довольно много даек мафитового состава, среди которых наибольшим распространением пользуются габбродиабазы тыгашасайской формации (Савельев, Савельева, 1991). В приконтактных частях массива развиты довольно крупные тела дифференцированного состава (Кокпектинский комплекс) (Балыкин и др., 1991; Савельев, Савельева, 1991), а также толеитовые базальты сугралинского комплекса и амфиболиты (Абдуллин и др., 1975). Следует отметить, что амфиболиты перекрывают южный контакт массива, под который погружается

хромититовая залежь наиболее крупного месторождения массива – Алмаз-Жемчужина.

Фактический материал

Месторождения хрома встречаются практически на всей площади Кемпирсайского массива, но их запасы распределены весьма неравномерно. В северной и западной частях массива встречаются лишь небольшие по размеру линзовидные и трубообразные залежи низкосортных руд Степнинского и Батамшинского рудных полей.

Наиболее значимые залежи хромититов локализованы в юго-восточной части массива в пределах так называемого Главного рудного поля (Павлов и др., 1968) (рис. 1б). Здесь они группируются в две параллельные полосы субмеридионального простирания – Западную и Восточную. Кроме того, месторождения сгруппированы в виде ареалов (рудных узлов): с севера на юг выделяются Северный, Джангизагачский, Сарысайский, Джарлыбутацкий и Донской рудные узлы (Павлов, Григорьева, 1978).

Для рудных тел месторождений Западной зоны наиболее характерно западное падение под углом 15–75°, для восточной – восточное падение под углом до 50° с преобладанием пологого залегания, вплоть до горизонтального. В южной части рудного поля хромититовые тела имеют пологое южное склонение, в северной части – пологое северное склонение. Количество рудных тел на месторождениях изменяется в широких пределах, также значительно варьируют и основные параметры тел. Протяженность рудных тел по простиранию изменяется от десятков метров до 1,5 км, мощность – до 180 м.

Большая часть месторождений разрабатывается открытым способом (рис. 2), а для добычи хромититов с глубоких горизонтов наиболее крупных залежей действуют шахты «Молодежная» и «10-летия Независимости».

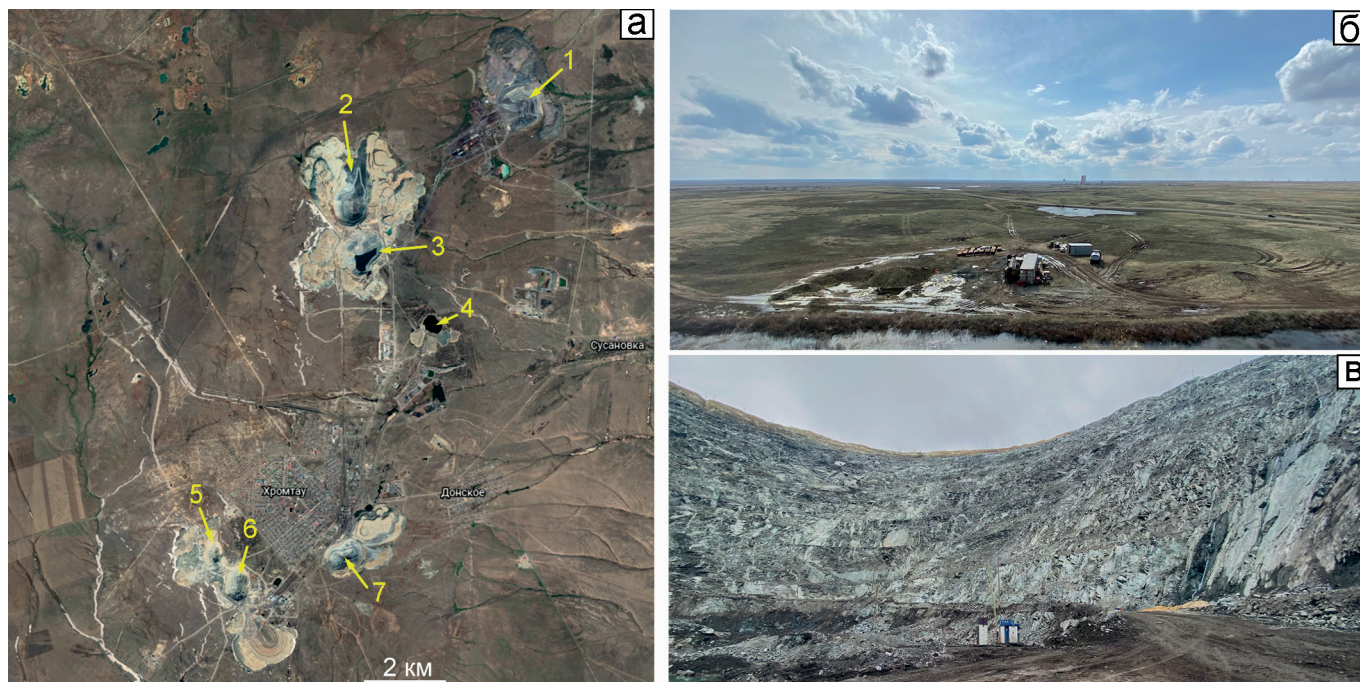


Рис. 2. Общие виды Кемпирсайского массива и карьеров на космических снимках. а – космоснимок южной части Кемпирсайского массива по данным сервиса Google Earth Map (<https://earth.google.com/web>); номерами обозначены карьеры месторождений: 1 – 40-летия КазССР, 2 – Южное (20-летия КазССР), 3 – Поисковое, 4 – Геофизическое VI, 5 – Миллионное, 6 – Алмаз-Жемчужина (карьер Объединенный), 7 – месторождение №21 (карьер Мирный); б – общий вид массива в районе отвалов месторождения Миллионное; в – в карьере месторождения Южное.

Несколько наиболее крупных карьеров с отвалами хорошо видны на космических снимках (рис. 2а): 40-летия КазССР, Южное (20-летия КазССР), Поисковое, Миллионное, Алмаз-Жемчужина, №21 и Спорное.

Рассмотрим строение месторождений Главного рудного поля Кемпирсайского массива на примере двух рудных узлов. Наиболее крупным и изученным объектом в пределах Сарысайского рудного узла являются близко расположенные месторождения 40 лет Казахской ССР и Молодежное, которые на глубине «сливаются» в единую залежь. Запасы руд с содержанием Cr_2O_3 более 50 % составляют 90 млн тонн (Павлов, Григорьева, 1978). Преобладают сплошные (52–59,6 % Cr_2O_3) и густовкрапленные руды (45–52 % Cr_2O_3), менее распространены средневкрапленные (30–45 % Cr_2O_3).

В западной части рассматриваемого объекта многочисленные (более 20) рудные тела имеют меридиональное простирание, морфологически представлены пологими сложно построенными линзами, падающими на запад под углами от 10 до 25° (рис. 3а). В целом рудная зона полого погружается на юг, в северной части хромититы выходят на поверхность, а на юге – залегают на глубине 300–350 м. Отдельные тела имеют протяженность от 50 до 930 м, ширину 50–200 м и мощность до 85 м. Вмещающими породами являются аподунитовые серпентиниты и серпентинизированные дуниты.

Восточная часть месторождения (Молодежное) представлена единым хромититовым телом, не выходящим на поверхность и самым крупным из известных на массиве. Его протяженность – 1,5 км, ширина – до 300 м, при мощности – до 140 м. Руды залегают на глубине 400–600 м, погружаясь в южном направлении; характеризуются северо-восточным простиранием и юго-восточным падением под углом 25°.

Для большинства рудных тел месторождения характерна значительная изменчивость морфологии (пережимы, раздувы); при выклинивании рудные тела часто расщепляются. Хромититы представлены преимущественно густовкрапленными разновидностями с увеличением доли массивных хромититов на глубоких горизонтах. Редко- и средневкрапленные разновидности встречаются реже, главным образом они развиты в северной части месторождения, тяготея к его висячему боку, а также в периферических частях рудных тел.

Наиболее крупное месторождение Кемпирсайского массива – Алмаз-Жемчужина – расположено в пределах самого южного рудного узла – Джарлыбутацкого (рис. 1).

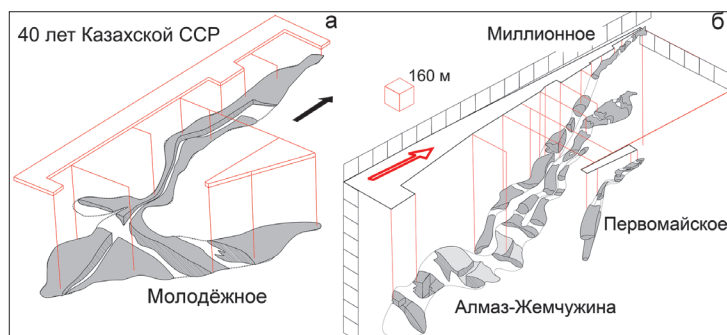


Рис. 3. Морфологические особенности хромититовых залежей Главного рудного поля Кемпирсайского массива. По Г.Г. Кравченко (1969; 2010).

Оно представляет собой наиболее мощную (центральную) ветвь рудной системы, состоящей из трех месторождений (рис. 3б). Две другие ветви представлены месторождениями Миллионное (западная) и Первомайское (восточная).

В верхней части данной рудной системы преобладают ветвящиеся тела густовкрапленных и массивных хромититов, которые характеризуются субмеридиональным простиранием и крутым западным падением. На глубинах 50–100 м происходит «слияние» этих тел в более мощную компактную залежь с преобладанием массивных руд.

Центральная ветвь характеризуется более крутым южным склонением. В верхней части залежи преобладают тела сложной морфологии с переменным значением густовкрапленных и массивных хромититов. На более глубоких горизонтах форма залежей становится проще; обычно они представлены пологими столбообразными телами, которые затем переходят в почти горизонтальную широкую и мощную хромититовую залежь. К югу она несколько сужается при одновременном резком увеличении мощности до 200 м.

В целом, в пределах Главного рудного поля рудные залежи отличаются значительным разнообразием морфологии и текстурно-структурных особенностей (рис. 4). Неизменными рудовмещающими породами для хромититов являются дуниты (аподунитовые серпентиниты), которые вблизи непосредственного контакта с хромититами имеют часто характерную яблочно-зеленую окраску.

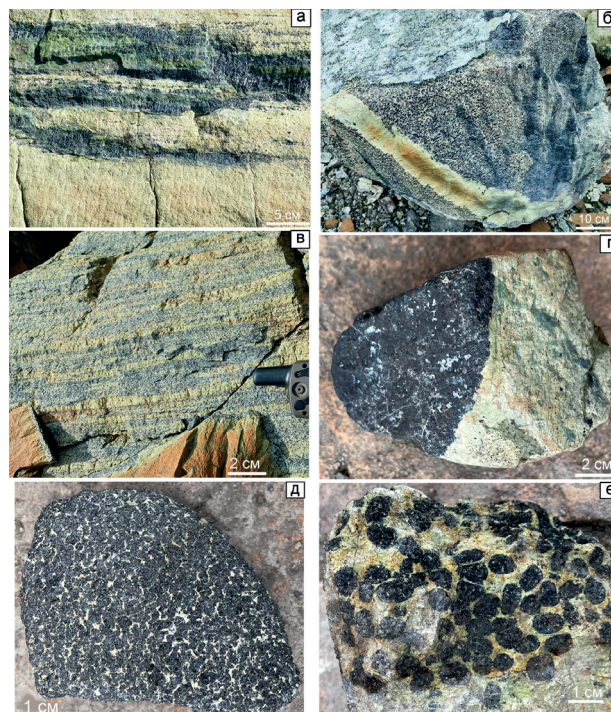


Рис. 4. Текстуры и структурные особенности хромититов юго-восточной части Кемпирсайского массива. а – тонкие прожилки густовкрапленного хромитита в дунитах с поперечными трещинами («пулл-апарт» текстуры); б – маломощная жила дунитов, пересекающая хромититы массивного и вкрапленного типа; в – полосчатые вкрапленные руды в дуните; г – резкий контакт массивного хромитита с околорудным аподунитовым серпентинитом; д – хромитит переходного типа от густовкрапленного к массивному; е – нодулярный хромитит в аподунитовом серпентините; все образцы отобраны из отвалов месторождений Миллионное и Алмаз-Жемчужина.

В виде апофиз в дунитах часто отмечаются маломощные хромититовые жилы, демонстрирующие так называемые «пулл-апарт» текстуры (рис. 4а), свидетельствующие о формировании жил в напряженной тектонической обстановке. Как и для большинства месторождений хрома в офиолитовых комплексах, типичным является наличие так называемых «интрарудных дунитов» – дунитовых прожилков, прорывающих хромититы массивной и вкрапленной текстуры (рис. 4б).

В отличие от массивов более северных районов Южного Урала (Нурали, Крака, Калкан), на месторождениях Главного рудного поля сравнительно редко встречаются полосчатые вкрапленные хромититы (рис. 4в). Для большей части месторождений наиболее характерными типами структур являются массивная и густовкрапленная (рис. 4г, д), а переходы от массивных хромититов к вмещающим дунитам могут быть как резкими (рис. 4г), так и постепенными (рис. 4б) через вариации в густоте вкрапленности. Довольно широким распространением на месторождениях пользуются специфичные для офиолитов нодулярные текстуры руд (рис. 4е). Как правило, они приурочены к контактовым зонам массивных хромититов и дунитов.

Обобщая многолетние наблюдения, проведенные различными исследователями (Кравченко, 1969; Павлов и др., 1968; Колотилов и др., 1979; Johnson, 2012), можно следующим образом охарактеризовать общие черты строения рудных тел:

1. В периферических частях, как в поперечном, так и в продольном сечении, наблюдается понижение густоты вкрапленности по сравнению с центральными частями тел;
2. Во внутренних частях рудных тел наблюдаются обособления массивных руд, для них характерно постоянство размеров зерен хромшпинелидов, преобладают крупнозернистые структуры;
3. Обычно рудные залежи представляют собой сложную комбинацию линзообразных, столбообразных и жилообразных тел, сливающихся воедино и в общих чертах образующих залежи, близкие по форме к линзам.

Основные текстурные типы руд: вкрапленные, сплошные и нодулярные. Структуры вкрапленных руд варьируют от мелко- (<1 мм) до крупнозернистых (> 3 мм). Для юго-восточной части массива наиболее характерны густовкрапленные руды с 70–90 % хромшпинелидов. Встречаются полосчатые, шпирово-полосчатые, равномерно-вкрапленные и пятнистые разновидности. Отмечается также преимущественное развитие крупно- и грубозернистых руд совместно с нодулярными в пределах наиболее крупных рудных скоплений. Массивные руды сложены преимущественно средне- и крупнозернистыми рудами, нодулярные руды имеют подчиненное значение.

Для месторождений бедновкрапленных руд характерна постоянная приуроченность к крупным обособлениям дунитов, преобладание полосчатых текстур, согласное залегание по отношению к структурным элементам дунит-гарцбургитового комплекса. Обычно, рудные тела, сложенные редко- и средневкрапленными хромититами, имеют субширотное простирание.

По наблюдениям С.В. Москалевой (1974), для Кемпирсайского массива характерно широкое проявление

будинажа на различных уровнях. В масштабе массива он выражен в образовании крупных блоков – линз, образующих цепочки, вытянутые в меридиональном направлении, которые обрамляются интенсивно раздробленными серпентинитами. В масштабе геологических тел будинаж проявляется в образовании брекчеевидных текстур хромовых руд, зон дробления в ультрамафитах.

В частности, на месторождении Геофизическое VI рудные тела вмещаются сильно серпентинизированными дунитами, интенсивно и неравномерно будинированными и рассланцованными. Хромититы также будинированы, брекчированы, трещиноваты. Контакт хромититов и вмещающих пород резкий, вдоль него обе породы перетерты, имеют следы зеркал скольжения, то есть контакт тектонический. В хромититах четко выражены зеркала скольжения, преимущественно вдоль контактовой зоны и по трещинам внутри тел. Руда интенсивно рассланцована, раздроблена, милонитизирована до дресвы и пыли, по трещинам наблюдается развитие гематита. Рудные тела представляют собой серию тектонических блоков, сдвинутых как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении, в результате чего они оторваны от материнских дунитов и вдвинуты в чуждые им гарцбургиты (Москалева, 1974). Аналогичные соотношения рудных тел с вмещающими породами также отмечаются в пределах многих месторождений Главного рудного поля (Спорное, №21, XX лет КазССР, XL лет КазССР, Молодежное, Первомайское и др.).

По составу рудообразующих хромшпинелидов месторождения юго-восточной части Кемпирсайского массива относятся к высокохромистым, а руды – к металлургическому типу (рис. 5а). Они содержат максимальные концентрации хрома (60–68 мас. % Cr_2O_3) при минимальных концентрациях глинозема (менее 10 мас. % Al_2O_3). По соотношению двух- и трехвалентного железа хромшпинелиды фиксируют преимущественно восстановительные условия их образования (Чашухин, Вотяков, 2009). В контрасте с этим находится состав рудообразующих шпинелидов в северной и западной частях массива (рис. 5а). В пределах месторождений Батамшинского и Степнинского рудных полей хромшпинелиды обогащены глиноземом (27–32 мас. % Al_2O_3) и обеднены хромом (менее 40 мас. % Cr_2O_3).

Акцессорные хромшпинелиды из ультрамафитов массива обнаруживают значительные вариации состава (рис. 5б, табл.1), но они ограничены как правило изоморфным замещением в парах $\text{Al}-\text{Cr}$ и $\text{Fe}-\text{Mg}$, причем отмечается положительная корреляция между глиноземистостью и магнезиальностью. Наиболее глиноземистые шпинелиды встречаются в свежих образцах лерцолитов из глубоких скважин, реже – в частично серпентинизированных перидотитах на флангах месторождений. Содержание Al_2O_3 в зернах может достигать 49 мас. %, а значение $\# \text{Mg} = \text{Mg} / (\text{Mg} + \text{Fe}^{+2})$ варьирует в пределах 0,55–0,8. Шпинелиды из апогарцбургитовых серпентинитов имеют переходный умеренно-хромистый состав ($\text{Cr}_2\text{O}_3 = 40\text{--}48$ мас. %; $\# \text{Mg} = 0,4\text{--}0,5$) к таковому аподунитовых разновидностей. В последних состав акцессорных шпинелидов высокохромистый и близок к таковому рудообразующих ($\text{Cr}_2\text{O}_3 = 50\text{--}62$ мас. %), однако показатель $\# \text{Mg}$ изменяется в значительном диапазоне, охватывая весь интервал, характерный для лерцолитов (0,4–0,8).

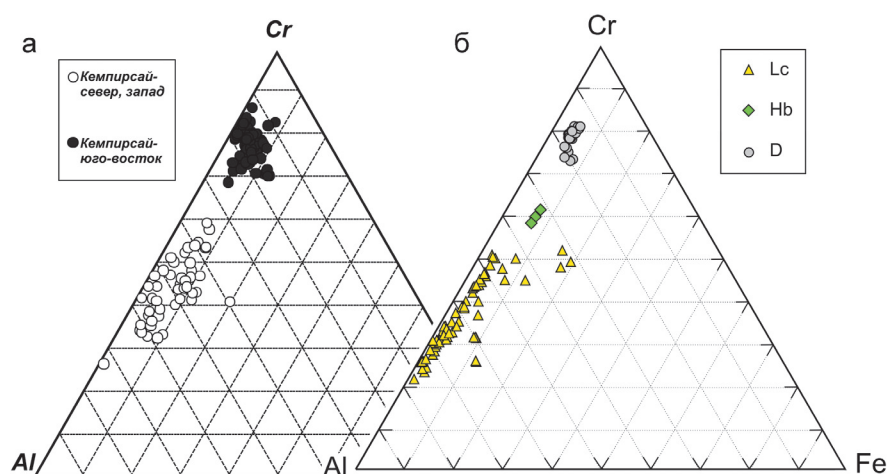


Рис. 5. Состав рудообразующих хромитинелидов Кемпирсайского массива: а – рудообразующие; б – акцессорные; Lc – лерцолиты, Hb – гарцбургиты, D – дуниты

№ п/п	Al ₂ O ₃	FeO+Fe ₂ O ₃	MgO	Cr ₂ O ₃	V ₂ O ₃	Сумма
1	8.84	12.39	15.35	60.89	–	97.47
2	8.96	12.54	15.35	61.02	–	97.86
3	9.15	13.77	14.78	59.88	–	97.58
4	7.13	19.72	11.27	60.76	–	98.87
5	6.75	22.98	9.28	59.70	0.24	98.94
6	9.68	17.78	12.30	57.69	–	97.45
7	16.46	23.44	10.42	47.30	0.31	97.92
8	26.11	20.55	11.83	41.20	0.28	99.97
9	28.32	18.62	13.67	38.51	–	99.11
10	30.03	17.81	13.85	37.34	0.25	99.28
11	35.71	17.77	14.40	31.64	0.29	99.82
12	38.67	17.28	15.33	28.56	–	99.84
13	42.12	13.85	16.77	26.50	–	99.23
14	43.66	16.14	16.22	24.31	0.21	100.52
15	46.08	15.34	16.88	21.85	0.25	100.40

Табл. 1. Состав хромитинелидов из ультрамафитов и хромититов юго-восточной части Кемпирсайского массива. Примечание: 1–3 – рудообразующие; 4–15 – акцессорные; 4–6 – дуниты, 7–8 – гарцбургиты, 9–15 – лерцолиты; во всех анализах концентрации Mn, Ti, Zn, Ni находятся ниже предела обнаружения. Прочерк означает, что концентрация оксида ниже предела обнаружения. Анализы выполнены на СЭМ Tescan Vega Compact с энерго-дисперсионным спектрометром Oxford Instruments Xplorer 15 в Институте геологии УФИЦ РАН (Савельев Д.Е.). Условия анализа: ускоряющее напряжение 20 кэВ, ток 4 нА, время накопления – 10⁶ импульсов; расчет состава проводился в автоматическом режиме в программе AzTec с использованием встроенных заводских стандартов.

Обсуждение результатов

Многочисленные исследования ультрамафитов и хромититов Кемпирсайского массива, проведенные отечественными и зарубежными специалистами, не позволили выработать единого взгляда на происхождение уникальных по запасам месторождений Главного рудного поля. Основываясь на одном и том же фактическом материале, были предложены различные модели образования руд: позднемагматическая (Логинов и др., 1940; Павлов и др., 1968), метасоматическая (Бакиров, 1963; Москалева, 1974; Варлаков, 1978), ликвационная (Кравченко, 1969),

латераль-секреционная (Чашухин и др., 2007), реакционно-магматическая (Melcher et al., 1994; 1997; 1999; Johnson, 2012), реститово-реоморфическая (Савельев, 2012).

Несмотря на разногласия в оценке роли различных рудообразующих процессов, большинство исследователей отводит важную роль тектоническим факторам контроля оруденения. По мнению одних исследователей, определяющая роль в размещении оруденения принадлежит дорудной тектонике (Кравченко, 1969; Варлаков, 1978; Колотилов и др., 1979; и др.), по мнению других – пострудным процессам (Москалева, 1974).

В частности, в расположении и особенностях строения месторождений Кемпирсайского массива выявляется отчетливая структурно-морфологическая зональность (Колотилов и др., 1979). Она выражается в различии форм, размеров и структурно-текстурных особенностей рудных тел, образовавшихся на различных уровнях разреза. В пределах рудных узлов рудоносные зоны образуют «пучки», сходящиеся обычно к югу и на глубину.

По мнению Л.И. Колотилова с соавторами (1979), они связаны с существованием «дорудных ослабленных тектонических зон», в качестве характерного примера в цитируемой работе приводится строение Джарлыбутакского рудного узла. В верхних частях разреза рудные пучки обширные, разветвленные, здесь больше рудных тел, морфология их сложнее, а руды расположены менее концентрировано, среди них сравнительно большее развитие имеют редко- и средневкрапленные разновидности. На более глубоких уровнях рудные пучки становятся меньше по объему и проще по строению, но одновременно с этим возрастает концентрация руд; большую роль играют густовкрапленные и сплошные руды.

На примере структурного изучения нескольких месторождений (VI-Геофизическое, Комсомольское, Спорное и Южное) Г.Г. Кравченко (1969) установлено, что все плоскостные структурные элементы месторождений и окружающих ультрамафитов согласны между собой, но занимают секущее положение по отношению к контактам промышленных хромититовых залежей. Маломощные дунитовые жилы характеризуются как согласным, так и секущим положением по отношению к структурным элементам изученных участков, но всегда занимают

секущее положение по отношению к границам хромититовой залежи.

Многоэтапность пластической деформации ультрамафитов Кемпирсайского массива также подтверждается петроструктурными исследованиями. Микроструктурное изучение околорудных дунитов месторождений Комсомольского и 20-летия КазССР позволило сделать вывод о формировании оруденения в условиях высокотемпературного пластического течения, основными механизмами деформации оливина являлись трансляционное скольжение по системе $\{0kl\}[100]$ и синтетоническая рекристаллизация (Денисова, 1996).

Изучение дунитов вблизи контакта с апогаббровыми амфиболитами на южном фланге массива показало наличие временного тренда систем скольжения в оливине: $(100)[010] - \{0kl\}[100] - (110)[001]$, что может свидетельствовать о совместном пластическом течении ультрамафитов и габброидов на заключительном этапе при РТ условиях амфиболитовой фации в режиме сдвига (Гончаренко, Чернышов, 1996). Таким образом, на всех этапах становления Кемпирсайского массива одним из ведущих процессов было пластическое течение материала сначала в верхне-мантийных, а затем в нижнекоровых условиях.

Еще одним важным фактом является изменение строения рудоносных дунит-гарцбургитовых комплексов по мере роста деплетированности мантийных разрезов офиолитов – от существенно полосчатых в лерцолитовых массивах к сетчатым и шпирово-полосчатым в массивах гарцбургитового подтипа (Перевозчиков, 1995). В дунит-гарцбургитовой системе полосчатости обычно локализуются уплощенные тела хромититов вкрапленного строения, часто они приурочены к мощным дунитовым телам на границе с габброидным комплексом (офиолиты Омана, массивы Крака, Нурали и др.). Напротив, для шпирово-полосчатых комплексов более характерны подиформные (линзовидные, столбообразные) залежи хромититов

массивного строения, отделенные от гарцбургитов небольшой по мощности дунитовой оторочкой.

В предыдущих работах (Савельев, Федосеев, 2019; Saveliev, 2021) нами была обоснована модель образования рудных сегрегаций хромита первого типа в дунитах в ходе реоморфической дифференциации, в результате декомпрессионного подъема верхнемантийного диапира в рифтогенной обстановке. Ниже мы развиваем данную модель для месторождений Кемпирсайского типа.

Тектоническое течение мантийного вещества имеет место в условиях декомпрессии, и перемещение мантийных ультрамафитов происходит снизу вверх в соответствии с полем напряжений, возникающих в области под рифтогенной структурой. Декомпрессия ведет, с одной стороны, к удалению с расплавом наиболее легкоплавких фаз (клинопироксена, глиноземистой шпинели) и пластическому течению существенно ортопироксен-оливинового рестита с небольшим количеством новообразованных хромшпинелидов, тяготеющих к наиболее ультраосновным частям разреза. Поскольку реологические свойства форстерита и энстатита различаются (Савельев, 2018), происходит разделение их в полосах дунитов и гарцбургитов. Именно дуниты в силу своей «слабой» реологии маркируют зоны наиболее интенсивного пластического течения.

В случае, если массив завершает свою «высокотемпературную эволюцию» на стадии рифтогенеза и затем тектонически выводится в верхние горизонты земной коры в результате обдукции, в нем встречаются преимущественно уплощенные тела вкрапленных руд, согласные с системой дунит-гарцбургитовой полосчатости (пример – массивы Крака) (Saveliev, 2021). Если же данный участок мантийного диапира после рифтогенных условий попадает в обстановку, подобную показанной на рис. 6а, он испытывает дополнительную высокотемпературную деформацию в условиях сжатия со сдвигом. Подобный режим мог реализоваться в мантии преддугового бассейна

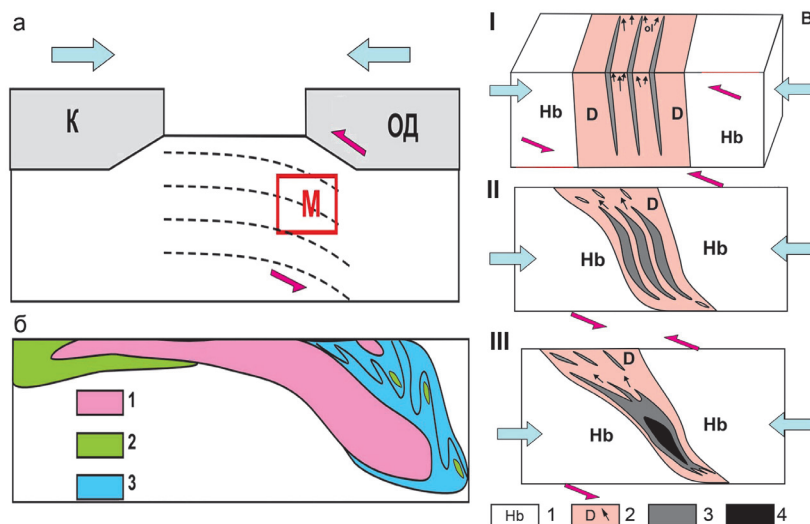


Рис. 6. Модель образования месторождений юго-восточной части Кемпирсайского массива. По (Савельев, 2012) с упрощениями. а – положение блока верхней мантии преддугового бассейна, в котором происходит формирование месторождений (К – континент, ОД – островная дуга, М – массив); б – современное положение и форма Кемпирсайского массива (по данным работ (Непомнящих, 1959; Абдуллин и др., 1975; Кравченко, 1979)); в – стадии преобразования уплощенных тел вкрапленных хромититов в крупные подиформные сложностроенные тела массивных руд. Условные обозначения: б: 1 – ультрамафиты, 2 – габброиды, 3 – вмещающие амфиболиты; в: 1 – гарцбургиты, 2 – дуниты (стрелкой показано направление пластического течения), 3 – вкрапленные хромититы, 4 – массивные хромититы. На схемах стрелками голубого цвета показано направление сжатия (движения плит), стрелки красного цвета указывают сдвиговую компоненту смещений.

при закрытии палео-Уральского бассейна. Современное положение и форма массива не противоречат предполагаемому сценарию (рис. 6б). Ранее подобная геодинамическая интерпретация для юго-восточной части массива, хотя и на основании иных аргументов, была высказана в работах (Melcher et al., 1997; 1999).

В новой геодинамической обстановке деплетированные ультрамафиты испытывают значительные напряжения, что ведет к наложению на первичную полосчатую текстуру, направленную субвертикально, деформаций сколово-пластического характера (рис. 6в). В результате могут образоваться сложно построенные сетчатые и шлирово-полосчатые дунит-гарцбургитовые комплексы с локализацией оруденения преимущественно между компетентными ограничениями – гарцбургитами: в апофизах дунитовых тел, на контактах дунит-гарцбургит, в маломощных телах дунитов среди гарцбургитов. Все упомянутые соотношения между вмещающими породами и хромититами неоднократно описаны как на Кемпирсайском массиве (Кравченко, 1969; Москалева, 1974), так и на ряде других массивов Урала (Перевозчиков, 1995). Результирующая форма залежей (рис. 6в, III) обусловлена как различными реологическими свойствами оливина, хромита и ортопироксена, так и полем напряжения (сжатие+сдвиг).

Результатом сжатия неоднородного материала является хрупко-пластическая деформация его составных частей на макроуровне. Породы ведут себя согласно их реологии: деформация также локализуется в дунитовых слоях, приводя к их растеканию, а гарцбургиты играют роль относительно жестких ограничений как для дунитов, так и для хромититовых тел, которые мигрируют внутри пластичной дунитовой оболочки. Асимметричность месторождений, где наиболее богатые рудные тела простого строения находятся в нижней части разреза, обусловлена разницей давлений: более мобильные фазы значительно сильнее мигрируют из инертного центра вверх (низкое давление), чем вниз.

Уплотнение хромититовых слоёв на микроуровне наглядно иллюстрируют их структурные особенности (рис. 7). Если вкрапленные руды обычно характеризуются равномернозернистым строением и округлыми

очертаниями зерен, то в густовкрапленных зерна могут резко отличаться по размерам и форме, также часто отмечается наличие силикатных «импрегнаций» клинопироксенового либо амфиболового состава (рис. 7а) и текстур типа «пулл-апарт», характерной особенностью которых является наличие серии трещин, ориентированных перпендикулярно уплощению рудных тел (рис. 7б). По мере уплотнения, интерстициального материала становится все меньше, а трещины, разделяющие фрагменты рудного агрегата, – всё тоньше (рис. 7в, г). Объяснить наблюдаемые особенности строения массивных хромититов невозможно в рамках «реакционных» моделей, и обычно для их интерпретации предлагается механизм, подобный спеканию (sintering) (Johnson, 2012; Saveliev, 2021). Действие подобного механизма хорошо согласуется с предлагаемой нами реоморфической моделью, так как по мере роста концентрации рудных зерен, тела хромититов становились компетентными включениями внутри мобильной дунитовой зоны, и в них должны были создаваться наиболее высокие локальные давления и температуры, что вело к условиям, близким к «спеканию под давлением».

Заключение

Обобщение и анализ особенностей геологического строения и структуры месторождений хромовых руд, текстурно-структурных особенностей хромититов и их состава позволяет сформулировать модифицированную динамическую модель образования рудных тел в мантийном разрезе офиолитового комплекса, главным фактором которой является реоморфическая дифференциация вещества в ходе высокотемпературного пластического течения.

В образовании уникальных месторождений Главного рудного поля можно выделить две стадии. На первой стадии в режиме декомпрессионного подъема верхней мантии под рифтогенной структурой происходило образование системы дунитовых тел, вмещающих многочисленные рудные тела существенно вкрапленного строения. Вторая стадия связана со сменой геодинамической обстановки (с рифтогенной на преддуговую) и наложением на первичную полосчатую текстуру, направленную субвертикально, деформаций сколово-пластического характера. Сжатие со сдвигом, наложенное на расслоенную толщу хромитит-дунит-гарцбургитового состава, привело к дальнейшей дифференциации с образованием сложно построенных сетчатых и шлирово-полосчатых дунит-гарцбургитовых комплексов с концентрацией оруденения (массивных хромититов с дунитовой оторочкой) преимущественно между компетентными ограничениями – гарцбургитами.

Финансирование

Исследования выполнены в рамках темы Госзадания Минобрнауки РФ (№FMRS-2022-0011).

Благодарности

Авторы благодарят анонимных рецензентов, замечания и комментарии которых позволили в значительной степени улучшить работу.

Литература

Абдуллин А.А., Авдеев А.В., Сеитов Н.С. (1975). Офиолиты силура Сакмарской и Орь-Илецкой зон Мугоджар. *Труды Института геологических наук КазССР*. Алма-Ата: Наука, с. 39–74.

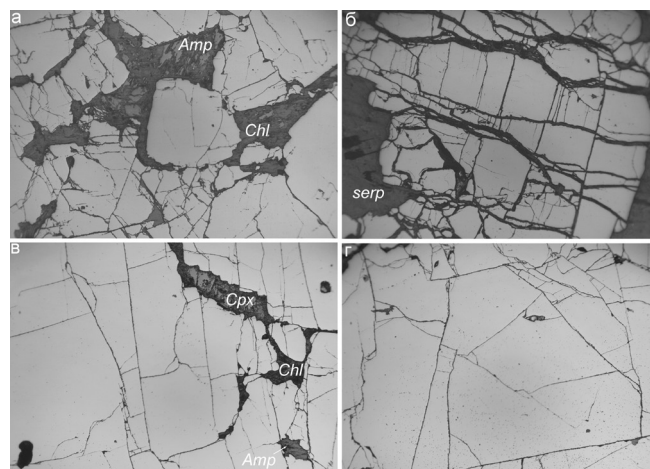


Рис. 7. Структуры густовкрапленных и массивных хромититов Главного рудного поля Кемпирсайского массива: Amp – амфибол, Chl – хлорит, Cpx – клинопироксен, serp – серпентин

- Бакиров А.Г. (1963). О происхождении дунитов и хромитов Кемпирсайского массива. *Магматизм, метаморфизм, металлогения Урала*. Свердловск, с. 325–330.
- Балыкин П.А., Конников Э.Г., Кривенко А.П., Леснов Ф.П., Лепетюха В.В., Литвинова Т.П., Пушкарёв Е.В., Ферштатер Г.Б. (1991). Петрология посттаргзбургитовых интрузивов кемпирсайско-хабаринской офиолитовой ассоциации (Южный Урал). Свердловск, 160 с.
- Бачин А.П. (1966). Строение Кемпирсайского ультрабазитового массива и перспективы поисков хромитов в свете новых геофизических данных. *Материалы по геологии и полезным ископаемым Западного Казахстана*. Алма-Ата, с. 179–182.
- Варлаков А.С. (1978). Генезис хромитового оруденения в альпийно-типных гипербазитах Урала. *Петрография ультраосновных и щелочных пород Урала*. Свердловск, с. 63–82.
- Варлаков А.С. (1986). Петрология процессов серпентинизации гипербазитов складчатых областей. Свердловск. 224 с.
- Гончаренко А.И. (1989). Деформация и петроструктурная эволюция альпийнотипных гипербазитов. Томск: Изд-во Томского ун-та, 404 с.
- Гончаренко А.И., Чернышов А.И. (1996). Петроструктура оливина из гипербазитов Кемпирсайского массива на контакте с амфиболитами. *Динамометаморфизм и петроструктурная эволюция пород мафит-ультрамафитовой ассоциации*. Томск, с. 55–57.
- Денисова Е.А. (1996). Деформационные структуры околорудных ультрабазитов из массивов Крака и Кемпирсай (Южный Урал). *Динамометаморфизм и петроструктурная эволюция пород мафит-ультрамафитовой ассоциации*. Томск, с. 51–54.
- Колотилов Л.И., Казанцев М.М., Рацбаум Е.И. (1979). Структурно-морфологическая зональность рудных узлов Южно-Кемпирсайского хромитового района, ее поисковое и оценочное значение. *Геология, металлогения и вещественный состав руд черных металлов Казахстана*. Алма-Ата, с. 64–70.
- Кравченко Г.Г. (1969). Роль тектоники при кристаллизации хромитовых руд Кемпирсайского плутона. М.: Наука, 232 с.
- Кравченко Г.Г. (1979). Особенности структуры ультрабазитовых и хромитовых тел и условия их формирования. *Условия образования магматических рудных месторождений*. М.: Наука, с. 79–105.
- Кравченко Г.Г. (2010). Факторы гигантизма хромитовых месторождений. Новые горизонты в изучении процессов магма- и рудообразования. М.: ИГЕМ, 132 с.
- Логинов В.П., Павлов Н.В., Соколов Г.А. (1940). Хромитовосность Кемпирсайского ультраосновного массива на Южном Урале. *Хромиты СССР*, Т. 2. М.-Л.: Изд-во АН СССР, с. 5–199.
- Москалёва С.В. (1974). Гипербазиты и их хромитовосность. Л.: Недра, 279 с.
- Непомнящих А.А. (1959). Изучение формы и размеров Кемпирсайского ультраосновного массива. *Советская геология*, 9, с. 112–123.
- Павлов Н.В., Григорьева И.И. (1978). Месторождения хрома. *Рудные месторождения СССР*, Т. 1. М.: Недра, с. 172–224.
- Павлов Н.В., Григорьева И.И., Гришина Н.В. (1979). Образование и генетические типы хромитовых месторождений геосинклинальных областей. *Условия образования магматических рудных месторождений*. М.: Наука, с. 5–78.
- Павлов Н.В., Григорьева-Чупрынина И.И. (1973). Закономерности формирования хромитовых месторождений. М.: Наука, 200 с.
- Павлов Н.В., Кравченко Г.Г., Чупрынина И.И. (1968). Хромиты Кемпирсайского плутона. М.: Наука, 178 с.
- Павлов Н.В., Соколов Г.А. (1963). Некоторые закономерности размещения хромитовых месторождений в Кемпирсайском ультраосновном плутоне, включая скрытые рудные тела. *Вопросы изучения и методы поисков скрытого оруденения*. М.: Госгеолтехиздат, с. 93–106.
- Перевозчиков Б.В. (1995). Закономерности локализации хромитового оруденения в альпийнотипных гипербазитах. М.: Геоинформмарк, 47 с.
- Савельев А.А., Савельева Г.Н. (1991). Офиолиты Кемпирсайского массива: основные черты структурно-вещественной эволюции. *Геотектоника*, 6, с. 57–75.
- Савельев Д.Е. (2018). Ультрамафитовые массивы Крака (Южный Урал): особенности строения и состава перидотит-дунит-хромититовых ассоциаций. Уфа: Башк. энцикл., 304 с.
- Савельев Д.Е. (2012). Хромитовосность гипербазитовых массивов Южного Урала. *Дис. д. геол.-мин. наук*. Уфа, 410 с.
- Савельев Д.Е., Пучков В.Н., Сергеев С.Н., Мусабиров И.И. (2017). О деформационно-индуцированном распаде энстатита в мантийных перидотитах и его значения для процессов частичного плавления и хромитообразования. *ДАН*, 276(2), с. 1–5. <https://doi.org/10.7868/S0869565217260176>
- Савельев Д.Е., Федосеев В.Б. (2019). Твёрдофазное перераспределение минеральных частиц в восходящем мантийном потоке как механизм концентрации хромита в офиолитовых ультрамафитах (на примере офиолитов Крака, Южный Урал). *Георесурсы*, 21(1), с. 31–46. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.31-46>
- Савельева Г.Н., Перцев А.Н. (1995). Мантийные ультрамафиты в офиолитах Южного Урала, Кемпирсайский массив. *Петрология*, Т. 3, № 2, с. 115–132.
- Самсонов Г.П., Бачин А.П. (1988). Геолого-структурная позиция и хромитовосность Кемпирсайского ультрабазитового массива. *Формационное расчленение, генезис и металлогения ультрабазитов*. Свердловск, с. 75–89.
- Сегалович В.И. (1971). О строении Кемпирсайского ультраосновного массива. *Доклады АН СССР*, 198(1), с. 178–181.
- Чашухин И.С., Вотяков С.Л. (2009). Поведение элементов группы железа, оксидометрия и генезис уникальных хромитовых месторождений Кемпирсайского массива. *Геология рудных месторождений*, 51, с. 123–138.
- Чашухин И.С., Вотяков С.Л., Шапова Ю.В. (2007). Кристаллохимия хромшпинели и оксидометрия ультрамафитов складчатых областей. Екатеринбург: ИГиГ УрО РАН, 310 с.
- Щербаков С.А. (1990). Пластические деформации ультрабазитов офиолитовой ассоциации Урала. М.: Наука, 120 с.
- Arai S., Yurimoto H. (1994). Podiform chromitites from the Tari-Misaka ultramafic complex, southwestern Japan, as a melt mantle interaction products. *Economic Geology*, 89, pp. 1279–1288. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.89.6.1279>
- Auge T. (1987). Chromite deposits in the northern Oman ophiolite: mineralogical constraints. *Mineralium Deposita*, 22, pp. 1–10. <https://doi.org/10.1007/BF00204235>
- Ballhaus C. (1998). Origin of the podiform chromite deposits by magma mingling. *Earth and Planetary Science Letters*, 156, pp. 185–193. [https://doi.org/10.1016/S0012-821X\(98\)00005-3](https://doi.org/10.1016/S0012-821X(98)00005-3)
- Cassard D., Nicolas A., Rabinowitch M., Moutte J., Leblanc M., Prinzhofer A. (1981). Structural Classification of Chromite Pods in Southern New Caledonia. *Economic Geology*, 76, pp. 805–831. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.76.4.805>
- Gonzalez-Jimenez J.M., Griffin W.L., Proenza A., Gervilla F., O'Reilly S.Y., Akbulut M., Pearson N.J., Arai S. (2014). Chromitites in ophiolites: how, where, when, why? Part II. The crystallisation of chromitites. *Lithos*, 189, pp. 148–158. <http://dx.doi.org/10.1016/j.lithos.2013.09.008>
- Greenbaum D. (1977). The chromitiferous rocks of the Troodos ophiolite complex, Cyprus. *Economic Geology*, 72, pp. 1175–1194. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.72.7.1175>
- Johnson C. (2012). Podiform chromite at Voskhod, Kazakhstan. Dissertation, Cardiff University.
- Lago B.L., Rabinowicz M., Nicolas A. (1982). Podiform chromite ore bodies: a genetic model. *Journal of Petrology*, 23, pp. 103–125. <https://doi.org/10.1093/petrology/23.1.103>
- Matveev S., Ballhaus C. (2002). Role of water in the origin of podiform chromitite deposits. *Earth and Planetary Science Letters*, 203, pp. 235–243. [https://doi.org/10.1016/S0012-821X\(02\)00860-9](https://doi.org/10.1016/S0012-821X(02)00860-9)
- Melcher F., Stumpfl E.F., Distler V. (1994). Chromite deposits of the Kempirsai massif, southern Urals, Kazakhstan. *Transactions of the Institution of mining and metallurgy*, 103 B, pp. 107–120.
- Melcher F., Grum W., Simon G., Thalhammer T.V., Stumpfl E.F. (1997). Petrogenesis of the ophiolitic giant chromite deposits of Kempirsai, Kazakhstan: a study of solid and fluid inclusions in chromite. *Journal of Petrology*, 38, pp. 1419–1458. <https://doi.org/10.1093/ptro/38.10.1419>
- Melcher F., Grum W., Thalhammer T.V., Thalhammer O.A.R. (1999). The giant chromite deposits at Kempirsai, Urals: constraints from trace elements (PGE, REE) and isotope data. *Mineralium Deposita*, 34, pp. 250–272. <https://doi.org/10.1007/s001260050202>
- Saveliev D.E. (2021). Chromitites of the Kraka ophiolite (South Urals, Russia): geological, mineralogical and structural features. *Mineralium Deposita*. <https://doi.org/10.1007/s00126-021-01044-5>
- Saveliev D.E., Shilovskikh V.V., Sergeev S.N., Kuttyrev A.V. (2021). Chromian spinel neomineralisations and the microstructure of plastically deformed ophiolitic peridotites (Kraka massifs, Southern Urals, Russia). *Mineralogy and Petrology*. <https://doi.org/10.1007/s00710-021-00748-w>
- Thayer T.P. (1969). Gravity differentiation and magmatic replacement of podiform chromite deposits. *Economic Geology*, Monograph A, pp. 132–146.
- Thayer T.P. (1964). Principal features and origin of podiform chromite deposits, and some observations on the Guleman-Soridag District, Turkey. *Economic Geology*, 59, pp. 1497–1524. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.59.8.1497>

Zhou M.-F., Robinson P. (1994). High-Cr and high-Al podiform chromitites, western China: Relationship to partial melting and melt/rock reaction in the upper mantle. *International Geology Review*, 36, pp. 678–686. <https://doi.org/10.1080/00206819409465481>

Сведения об авторах

Дмитрий Евгеньевич Савельев – доктор геол.-мин. наук, профессор Академии наук Республики Башкортостан, Институт геологии УФИЦ РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. К.Маркса, д. 16/2

Дархан Кайратович Макатов – докторант кафедры «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых», Карагандинский технический университет

Казахстан, 100027, Караганда, пр. Н.Назарбаева, д. 56

Василий Сергеевич Портнов – доктор тех. наук, профессор кафедры «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых», Карагандинский технический университет

Казахстан, 100027, Караганда, пр. Н.Назарбаева, д. 56

Руслан Азатович Гатауллин – младший научный сотрудник, Институт геологии УФИЦ РАН; магистр 1 года обучения, кафедра геологии, гидрометеорологии и геоэкологии, Башкирский государственный университет

Россия, 450077, Уфа, ул. К.Маркса, д. 16/2

Статья поступила в редакцию 09.07.2021;

Принята к публикации 15.02.2022;

Опубликована 30.03.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Morphological, textural and structural features of chromitite deposits of Main ore field of Kempirsay massif (South Urals, Kazakhstan)

D.E. Saveliev^{1*}, D.K. Makatov², V.S. Portnov², R.A. Gataullin^{1,3}

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

²Karaganda State Technical University, Karaganda, Kazakhstan

³Bashkir State University, Ufa, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry E. Saveliev, e-mail: savl71@mail.ru

Abstract. In the paper data of morphology, textural and structural features of chromitites from deposits of south-east part of Kempirsay massif (South Urals, Kazakhstan) are summarized. It is showed that formation of unique chromium deposits is closely related with formation processes of wall dunite-harzburgite association and that chromitite localization occur abidingly in olivine monomineralic rock – dunite. Superimposed low-T processes altered primary mineralogical composition of wall peridotites completely but these affected weakly their structure on the micro and macro scale. Mesh serpentine replaced olivine and pyroxene grains but pseudomorphosis of both are survive. Addition, significant displacements of mineral aggregates in the massive peridotite blocks are not observed and it allow to study textural and structural characteristic of chromitites and primary wall ultramafic rocks. We have found some major features of building of ore-bearing associations as follow: (i) increasing chromite grain size according to increasing concentration of chromite, (ii) widespread of deformational structures – ore folding and boudinage, extrusion of solid dunite into massive chromitite, break of ore veinlets. We have performed retrospective analysis of papers about Kempirsay chromitite which in present day are not available for wide readers. Based on this analysis and our observations, we propose a modified dynamic model of chromitite formation as result rheomorphic differentiation of upper mantle matter during its upwelling from deep zone of rift structure with later transformation in the upper mantle of fore-arc setting.

Keywords: chromitite, ultramafic rocks, ophiolite, Kempirsay, South Urals

Acknowledgements

The research was carried out within the framework of the State Assignment of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation (No. FMRS-2022-0011).

The authors would like to thank the anonymous reviewers, whose comments made it possible to significantly improve the work.

Recommended citation: Saveliev D.E., Makatov D.K., Portnov V.S., Gataullin R.A. (2022). Morphological, textural and structural features of chromitite deposits of Main ore field of Kempirsay massif (South Urals, Kazakhstan). *Georesursy = Georesources*, 24(1), pp. 62–73. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.6>

References

- Abdullin A.A., Avdeev A.V., Seitov N.S. (1975). Ophiolites of Sakmara and Or-Ilez zones of Mugodzhars. *Trudy Instituta geologicheskikh nauk KazSSR*. Alma-Ata: Nauka, pp. 39–74. (In Russ.)
- Arai S., Yurimoto H. (1994). Podiform chromitites from the Tari-Misaka ultramafic complex, southwestern Japan, as a melt mantle interaction products. *Economic Geology*, 89, pp. 1279–1288. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.89.6.1279>
- Auge T. (1987). Chromite deposits in the northern Oman ophiolite: mineralogical constraints. *Mineralium Deposita*, 22, pp. 1–10. <https://doi.org/10.1007/BF00204235>
- Bachin A.P. (1966). Building of Kempirsay ultrabasic massif on the light of new geophysical data. *Materials of the geology and mineral resources of West Kazakhstan*. Alma-Ata, pp. 179–182. (In Russ.)
- Bakirov A.G. (1963) About origin of dunites and chromites of Kempirsay pluton. *Magmatism, metamorphism, metallogeny of Urals*. Sverdlovsk, pp. 325–330. (In Russ.)
- Ballhaus C. (1998). Origin of the podiform chromite deposits by magma mingling. *Earth and Planetary Science Letters*, 156, pp. 185–193. [https://doi.org/10.1016/S0012-821X\(98\)00005-3](https://doi.org/10.1016/S0012-821X(98)00005-3)
- Balykin P.A., Konnikov E.G., Krivenko A.P., Lesnov F.P., Lepetyukha V.V., Litvinova T.P., Pushkarev E.V., Fershtater G.B. (1991) Petrology of postharzburgite intrusions of the Kempirsai-Khabarna ophiolite association (South Urals). *Sverdlovsk*, 160 p. (In Russ.)
- Cassard D., Nicolas A., Rabinowitch M., Moutte J., Leblanc M., Prinzhofer A. (1981). Structural Classification of Chromite Pods in Southern New Caledonia. *Economic Geology*, 76, pp. 805–831. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.76.4.805>
- Chaschukhin I.S., Votyakov S.L., Schapova Yu.V. (2007). Crystal chemistry of Cr-spinel and oxythermobarometry of ultramafic rocks of folded

regions. Ekaterinburg: IGG UB RAS, 310 p. (In Russ.)

Chashchukhin I.S., Votyakov S.L. (2009). Behavior of iron-group elements, oxybarometry, and genesis of unique chromite deposits in the Kempirsai massif. *Geology of Ore Deposits*, 51, pp. 123–138.

Denisova E.A. (1996). Deformation structures of near-ore ultramafic rocks from the Kraka and Kempirsai massifs (South Urals). *Dynamometamorphism and petrostructural evolution of rocks of the mafic-ultramafic association*. Tomsk, pp. 51–54. (In Russ.)

Goncharenko A.I. (1989). Deformation and petro structural evolution of alpinotype ultrabasic rocks. Tomsk: Tomsk University Publ., 404 p. (In Russ.)

Goncharenko A.I., Chernyshov A.I. (1996). Olivine fabric from the Kempirsai massif hyperbasites at the contact with amphibolites. *Dynamometamorphism and petrostructural evolution of rocks of the mafic-ultramafic association*. Tomsk, pp. 55–57. (In Russ.)

Gonzalez-Jimenez J.M., Griffin W.L., Proenza A., Gervilla F., O'Reilly S.Y., Akbulut M., Pearson N.J., Arai S. (2014). Chromitites in ophiolites: how, where, when, why? Part II. The crystallisation of chromitites. *Lithos*, 189, pp. 148–158. <http://dx.doi.org/10.1016/j.lithos.2013.09.008>

Greenbaum D. (1977). The chromitiferous rocks of the Troodos ophiolite complex, Cyprus. *Economic Geology*, 72, pp. 1175–1194. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.72.7.1175>

Johnson C. (2012). Podiform chromite at Voskhod, Kazakhstan. Dissertation, Cardiff University.

Kolotilov L.I., Kazantsev M.M., Razbaun E.I. (1979). Structural and morphological zoning of ore clusters in the South Kempirsai chromite region, its prospecting and estimated value. *Geology, metallogeny and material composition of ferrous metal ores in Kazakhstan*. Alma-Ata, pp. 64–70. (In Russ.)

Kravchenko G.G. (1969). The role of tectonics in the crystallization of chromite ores of the Kempirsai pluton. Moscow: Nauka, 232 p. (In Russ.)

Kravchenko G.G. (1979). Features of the structure of ultrabasic and chromite bodies and the conditions of their formation. Moscow: Nauka, pp. 79–105. (In Russ.)

Kravchenko G.G. (2010). Factors of gigantism of chromite deposits. *New horizons in the study of the processes of magma and ore formation*. Moscow: IGEM, 132 p. (In Russ.)

Lago B.L., Rabinowicz M., Nicolas A. (1982). Podiform chromite ore bodies: a genetic model. *Journal of Petrology*, 23, pp. 103–125. <https://doi.org/10.1093/petrology/23.1.103>

Loginov V.P., Pavlov N.V., Sokolov G.A. (1940). Chromite content of the Kempirsai ultramafic massif in the Southern Urals. *Chromites of USSR*, V.2. Moscow-Leningrad: AN USSR, pp. 5–199. (In Russ.)

Matveev S., Ballhaus C. (2002). Role of water in the origin of podiform chromite deposits. *Earth and Planetary Science Letters*, 203, pp. 235–243. [https://doi.org/10.1016/S0012-821X\(02\)00860-9](https://doi.org/10.1016/S0012-821X(02)00860-9)

Melcher F., Stumpf E.F., Distler V. (1994). Chromite deposits of the Kempirsai massif, southern Urals, Kazakhstan. *Transactions of the Institution of mining and metallurgy*, 103 B, pp. 107–120.

Melcher F., Grum W., Simon G., Thalhammer T.V., Stumpf E.F. (1997). Petrogenesis of the ophiolitic giant chromite deposits of Kempirsai, Kazakhstan: a study of solid and fluid inclusions in chromite. *Journal of Petrology*, 38, pp. 1419–1458. <https://doi.org/10.1093/ptro/38.10.1419>

Melcher F., Grum W., Thalhammer T.V., Thalhammer O.A.R. (1999) The giant chromite deposits at Kempirsai, Urals: constraints from trace elements (PGE, REE) and isotope data. *Mineralium Deposita*, 34, pp. 250–272. <https://doi.org/10.1007/s001260050202>

Moskalyova S.V. (1974). Hyperbasites and their chromite content. Leningrad: Nedra, 279 p. (In Russ.)

Nepomnyashchikh A.A. (1959). Study of the shape and size of the Kempirsai ultramafic massif. *Soviet geologiya*, 9, pp. 112–123. (In Russ.)

Pavlov N.V., Grigoryeva I.I. (1978). Deposits of chromium. *Ore deposits of USSR*, V. 1. Moscow: Nedra, pp. 172–224. (In Russ.)

Pavlov N.V., Grigoryeva I.I., Grishina N.V. (1979). Formation and genetic types of chromite deposits in geosynclinal regions. *Formation conditions of magmatic ore deposits*. Moscow: Nauka, pp. 5–78. (In Russ.)

Pavlov N.V., Grigoryeva-Chuprynina I.I. (1973). Regularities of the formation of chromite deposits. Moscow: Nauka, 200 p. (In Russ.)

Pavlov N.V., Kravchenko G.G., Chuprynina I.I. (1968). Chromites of Kempirsai pluton. Moscow: Nauka, 178 p. (In Russ.)

Pavlov N.V., Sokolov G.A. (1963). Some regularities in the placement of chromite deposits in the Kempirsai ultrabasic pluton, including hidden ore bodies. *Study questions and methods of searching for hidden mineralization*. Moscow: Gosgeoltekhizdat, pp. 93–106. (In Russ.)

Perevozchikov B.V. (1995). Regularities of localization of chromite ore in the alpinotype ultrabasic rocks. Moscow: Geoinformmark, 47 p. (In Russ.)

Samsonov G.P., Bachin A.P. (1988). Geological and structural position

and chromite content of the Kempirsai ultramafic massif. *Formation division, genesis and metallogeny of ultramafic rocks*. Sverdlovsk, pp. 75–89. (In Russ.)

Saveliev A.A., Savelieva G.N. (1991). Ophiolites of the Kempirsai massif: main features of structural and material evolution. *Geotektonika*, 6, pp. 57–75. (In Russ.)

Saveliev D.E. (2018). Ultramafic massifs of Kraka (South Urals): structural and compositional features of peridotite-dunite-chromitite associations. Ufa: Bash. encyclopediya, 304 p. (In Russ.)

Saveliev D.E. (2012). Chromite-bearing of ultrabasic massifs of the Southern Urals. *Dr. geol. and min. sci. diss.* Ufa, 410 p. (In Russ.)

Saveliev D.E. (2021). Chromitites of the Kraka ophiolite (South Urals, Russia): geological, mineralogical and structural features. *Mineralium Deposita*. <https://doi.org/10.1007/s00126-021-01044-5>

Saveliev D.E., Fedoseev V.B. (2019). Solid-state redistribution of mineral particles in the upwelling mantle flow as a mechanism of chromite concentration in the ophiolite ultramafic rocks (by the example of Kraka ophiolite, the Southern Urals). *Georesursy = Georesources*, 21(1), pp. 31–46. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.31-46>

Saveliev D.E., Puchkov V.N., Sergeev S.N., Musabirov I.I. (2017). Deformation-induced decomposition of enstatite in mantle peridotite and its role in partial melting and chromite ore formation. *Doklady Earth Sciences*, 476(1), pp. 1058–1061. <https://doi.org/10.1134/S1028334X17090161>

Saveliev D.E., Shilovskikh V.V., Sergeev S.N., Kutyrev A.V. (2021). Chromian spinel neomineralisations and the microstructure of plastically deformed ophiolitic peridotites (Kraka massifs, Southern Urals, Russia). *Mineralogy and Petrology*, 115, pp. 411–430. <https://doi.org/10.1007/s00710-021-00748-w>

Savelieva G.N., Pertsev A.N. (1995). Mantle ultramafic rocks in ophiolites of Kempirsai massif. *Petrologiya*, 3(2), pp. 115–132. (In Russ.)

Segalovich V.I. (1971). About the building of the Kempirsai ultramafic massif. *Doklady of AN USSR*, 198(1), pp. 178–181. (In Russ.)

Shcherbakov S.A. (1990). Plastic deformations of ultrabasic rock of the Urals ophiolite association. Moscow: Nauka, 120 p. (In Russ.)

Thayer T.P. (1969). Gravity differentiation and magmatic replacement of podiform chromite deposits. *Economic Geology*, Monograph A, pp. 132–146.

Thayer T.P. (1964). Principal features and origin of podiform chromite deposits, and some observations on the Guleman-Soridag District, Turkey. *Economic Geology*, 59, pp. 1497–1524. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.59.8.1497>

Varlakov A.S. (1978). An origin of chrome ore in the alpinotype ultramafic rocks of the Urals. *Petrografiya ultraosnovnykh i schelochnykh porod Urala*. Sverdlovsk, pp. 63–82. (In Russ.)

Varlakov A.S. (1986). Petrology of serpentinization processes of hyperbasites of folded areas. Sverdlovsk, 224 p. (In Russ.)

Zhou M.-F., Robinson P. (1994). High-Cr and high-Al podiform chromitites, western China: Relationship to partial melting and melt/rock reaction in the upper mantle. *International Geology Review*, 36, pp. 678–686. <https://doi.org/10.1080/00206819409465481>

About the Authors

Dmitry E. Saveliev – DSc (Geology and Mineralogy), Professor of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of Russian Academy of Sciences

16/2, K.Marks st., Ufa, 450077, Russian Federation

Darkhan K. Makatov – Postdoctoral student, Department of Geology and Exploration of Mineral Deposits, Karaganda State Technical University

56, Nazarbaev st., Karaganda, 100027, Kazakhstan

Vasily S. Portnov – DSc (Engineering), Professor, Department of Geology and Exploration of Mineral Deposits, Karaganda State Technical University

56, Nazarbaev st., Karaganda, 100027, Kazakhstan

Ruslan A. Gataullin – Junior Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of Russian Academy of Sciences; Master's student, Department of Geology, Hydrometeorology and Geoecology, Bashkir State University

16/2, K.Marks st., Ufa, 450077, Russian Federation

Manuscript received 9 July 2021;

Accepted 15 February 2022; Published 30 March 2022

Физико-химические условия формирования Ларинского гранито-гнейсового купола (Южный Урал)

В.И. Сначёв¹, А.В. Сначёв^{1*}, В.Ю. Прокофьев²

¹ Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Уфа, Россия

² Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

Ларинский гранито-гнейсовый купол расположен на границе Арамилско-Сухтелинской и Магнитогорской мегазон и представляет собой двуглавую антиклинальную структуру, ядерные части которой сложены гранитоидами Первомайского и Ларинского массивов, а их обрамление – аповулканическими амфиболитами, гранат-сланцевыми, гранат-амфиболовыми плагиосланцами, графитистыми кварцитами и кремнисто-углеродистыми сланцами булатовской толщи (ранний силур–ранний девон, S_1 – D_1 bl). От гранитоидов к сланцам наблюдается серия концентрических высокоградиентных зон метаморфизма. Минеральные парагенезисы амфиболитовой фации на расстоянии нескольких километров сменяются ассоциациями эпидот-амфиболитовой и зеленосланцевой фаций.

Доказано, что гранитоиды относятся к гранит-мигматитовой формации, близки к трондьемитам внутренних частей континентов (граниты, лейкограниты) и континентальных окраин (огнейсованные, мигматизированные гранитоиды) и сформировались во внутриплитной и коллизионной геодинамических обстановках.

Кристаллизация гранитов проходила при температурах 780–840 °С и давлении 2,1–3,7 кбар, плагиогранитов – 880–940 °С и 2,9–3,3 кбар, что соответствует абиссальной зоне глубинности (7–11 км). Для гранитоидов, сформированных в процессе метасоматической гранитизации (огнейсованные и мигматизированные породы), температуры образования заметно меньше – 650–680 °С, а давление выше – 6,6–7,0 кбар (фация альмандиновых амфиболитов).

Ключевые слова: Южный Урал; Ларинский купол; геодинамика; петрогеохимия; гранито-гнейсы; мигматиты; граниты; расплавные включения; гранат-амфиболовый термобарометр

Для цитирования: Сначёв В.И., Сначёв А.В., Прокофьев В.Ю. (2022). Физико-химические условия формирования Ларинского гранито-гнейсового купола (Южный Урал). *Георесурсы*, 24(1), с. 74–83. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.7>

Введение

Проблемой формирования гранито-гнейсовых куполов геологи занимаются еще с середины прошлого века (Eskola, 1949; Салоп, 1971; Миясиро, 1976). В СССР она неоднократно рассматривалась в трудах А.А. Маракушева (1965), Г.А. Кейльмана (1974), С.М. Синицы (1975), К.К. Сорвачева (1978), В.В. Шевчука (1987) и других исследователей. В последнее время эта проблема стала актуальной и на Южном Урале в связи с проведением научно-исследовательских и геолого-съёмочных работ в пределах Ильменогорско-Сысертского (Пермяков, 2000) и Кочкарского (Сначёв, 2014; Сначёв и др., 1990) антиклинориев. Механизм образования гранито-гнейсовых куполов до сих пор до конца не совсем ясен. В целом он хорошо описан в работе Г.А. Кейльмана (1988, с. 32): «Явления такого рода легче всего представить как следствие одновременного возникновения эвтектоидного расплава во всей массе пород в результате адиабатической декомпрессии при диапироидном перемещении горных масс, содержащих сиалический материал, и подготовленных предшествовавшими метаморфогенно-метасоматическими преобразованиями. Плавление расплава понижает

плотность и увеличивает тепло- и флюидопроводность среды, способствуя в свою очередь протеканию процесса, продолжению воздымания куполов и дальнейшему уменьшению давления так, что система в определенной мере становится саморазвивающейся». Однако вопросы физико-химических условий кристаллизации гранитоидов в литературе либо освещены слабо, либо, чаще всего, не рассматривались совсем. В данной статье нами сделана попытка восполнить этот пробел на примере Ларинского гранито-гнейсового купола, расположенного на южном продолжении Ильменогорско-Сысертского антиклинория.

Методика исследований

Силикатный анализ выполнен по стандартной методике в Институте геологии УФИЦ РАН (г. Уфа, аналитик С.А. Ягудина), нейтронно-активационный – на редкоземельные и малые элементы (РЗЭ, К, Rb, Cs, Ca, Sr, Ba, Sc, Cr, Fe, Co, Ni, Zn, Se, As, Sb, U, Th, Br, Hf, Ta, Zr, Ag, Au – всего 37 элементов) – в испытательном центре ЦЛАВ (г. Москва, ГЕОХИ РАН, аналитик Д.Ю. Сапожников), рентгенофлуориметрический (Ta, Nb, Y) – в испытательном центре ЦЛАВ (аналитик А.Л. Лоренц).

Термогравиметрический анализ пород булатовской толщи проводился на дериватографе Q-1500 (Венгрия) (аналитик Т.И. Черникова, ИГ УФИЦ РАН). Нагрев осуществлялся на воздухе от 20 до 1000 °С со скоростью 10 °С/мин. Для анализа отбирались образцы наименее окварцованных и сульфидизированных пород за

* Ответственный автор: Сначёв Александр Владимирович
e-mail: savant@rambler.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

пределами зон интрузивных экзоконтактов и интенсивной тектонической переработки, что позволило исключить их влияние и реконструировать степень именно регионального метаморфизма.

Для определения P - T условий кристаллизации гранитоидов и степени метаморфизма вмещающих пород изучены гранат-амфиболовые парагенезисы по методике Л.Л. Перчука, И.Д. Рябчикова (1976). Составы гранатов и амфиболов, отобранных из гранитов Первомайского массива, проанализированы В.А. Котляровым (ИМин УрО РАН, г. Миасс) на растровом электронном микроскопе РЭММА-202М с энергодисперсионным спектрометром LZ-5 (SiLi детектор, разрешение 140 eV). Ускоряющие напряжения 20 или 30 кВ при токах зонда 4–6 нА, диаметр пучка 1–2 мкм (эталонные для граната – гранат, для амфибола – амфибол).

Для изучения физико-химических условий становления гранитоидов Ларинского и Первомайского массивов в лаборатории геохимии ИГЕМ РАН (г. Москва) выполнены исследования расплавных включений в кварце. В нем обнаружены мелкие (3–15 мкм) включения силикатного расплава, содержащие анизотропные кристаллы силикатов (кварц, полевые шпаты), газовые пузырьки (0,2–5,6 об. %) и водный раствор в интерстициях.

Гомогенизация расплавных включений осуществлялась методом закалки в муфеле конструкции В.Б. Наумова (1969) с точностью определения температуры $\pm 10^\circ\text{C}$. Метод предполагает долгие (1–3 часа) выдержки препаратов при стабильной температуре, закалку на воздухе и наблюдение при комнатной температуре фазовых превращений при ступенчатом нагреве. Величина «ступеньки» (т.е. увеличения температуры между опытами) при приближении к фазовым переходам уменьшалась, что позволило с достаточной степенью точности определить не только температуру гомогенизации, но и начало плавления силикатных фаз. Микротермометрические исследования водного флюида проводились в микротермокамере

THMSG-600 фирмы «Linkam». Флюидное давление и концентрация воды в расплаве оценивались по методике В.Б. Наумова (1979). Для каждой пробы исследовались три группы включений с одинаковыми фазовыми соотношениями с целью получения представительной информации.

Использованные в статье характеристические диаграммы: Rb–Sr (Ферштатер, 2013), $P3Э - C_{P33}/C_N$ (Арт, 1983) и Nb–Y, Ta–Yb, Rb–(Y+Nb), Rb–(Yb+Ta) (Pearce et al., 1984) предназначены для выяснения формационной принадлежности и палеогеодинамических условий образования гранитоидов, в том числе и гранит-мигматитовой формации, что доказывается, во-первых, выделением на диаграмме Rb–Sr отдельного поля А для гранит-мигматитовой формации, а во-вторых, точным её попаданием на других перечисленных диаграммах в области гранитоидов внутренних частей континентов, внутриплитных и коллизионных интрузий, что ранее установлено различными исследователями для других массивов гранит-мигматитовой формации Южного Урала (Кейльман, 1988; Пермьяков, 2000; Ферштатер, 2013).

Геологическое строение Ларинского купола

Ларинский гранито-гнейсовый купол расположен на границе Арамилско-Сухтелинской и Магнитогорской мегазон и представляет собой двуглавую антиклинальную структуру, ядерные части которой сложены гранитоидами Первомайского и Ларинского массивов (варшавский комплекс, $\rho C_{1-2}v$), а их обрамление – аповулканическими амфиболитами, гранат-слюдистыми, гранат-амфиболовыми плагиосланцами, графитистыми кварцитами и кремнисто-углеродистыми сланцами булатовской толщи (ранний силур–ранний девон, S_1-D_1bl) (рис. 1). В трех километрах южнее Первомайского массива картируется небольшая, вытянутая в широтном направлении Приданниковская интрузия, сложенная преимущественно гнейсовидными породами и являющаяся, судя по геофизическим данным, сателлитом гранитоидов Первомайского массива. Купол

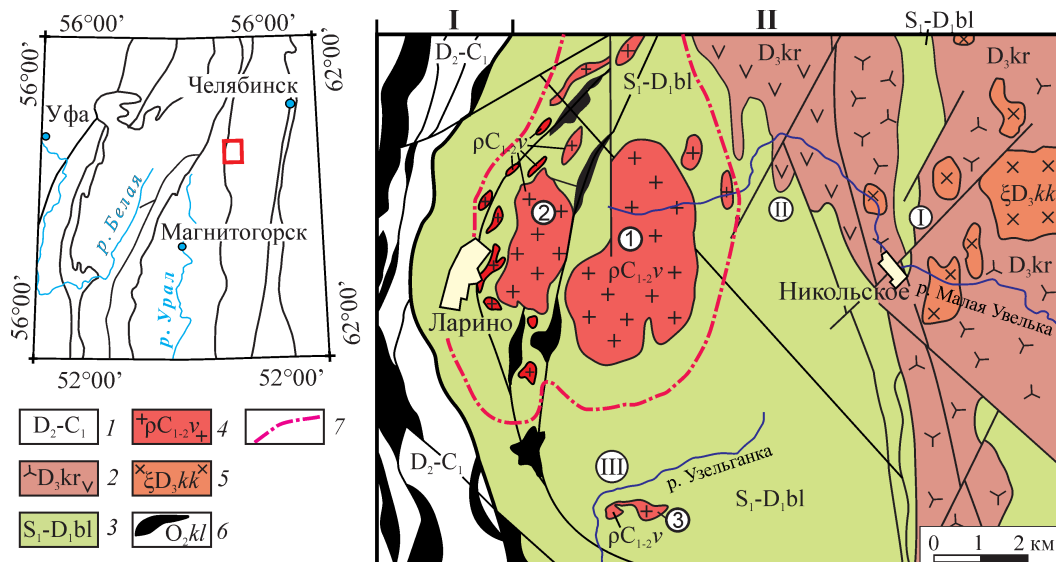


Рис. 1. Геологическое строение Ларинского купола (по Б.А. Пужакову и др. (2018), А.В. Жданову и др. (2018) с упрощениями авторов). Структурно-формационные зоны: I – Уйско-Новооренбургская, II – Кочкарско-Адамовская. 1 – вулканогенно-осадочные комплексы, нерасчленённые; 2 – краснокаменная толща, вулканомиктовые песчаники и алевролиты, туфы кислого состава, трахибазальты и их туфы; 3 – булатовская толща, углеродистые сланцы и алевролиты; 4 – варшавский комплекс, граниты мусковитовые с гранатом, гранито-гнейсы; 5 – краснокаменный комплекс, сиениты, кварцевые монцодиориты; 6 – куликовский комплекс, серпентиниты аподунитовые, апогарцбургитовые; 7 – граница амфиболитовой и эпидот-амфиболитовой фаций метаморфизма.

осложнен поперечными, диагональными и дугообразными нарушениями, трассирующимися согласными телами метагипербазитов. От гранитоидов к сланцам наблюдается серия концентрических высокоградиентных зон метаморфизма. Минеральные парагенезисы амфиболитовой фации на расстоянии нескольких километров сменяются ассоциациями эпидот-амфиболитовой и зеленосланцевой фаций. Примечательно, что во вмещающих Ларинские гранитоиды плагиосланцах геологами-съемщиками описаны явления мигматизации, многочисленные мало-мощные апофизы кварц-полевошпат-слюдистого состава и сложные дислокации, связанные со становлением купола (Пужаков и др., 2018). Кроме того, переход между огнейсованными, мигматизированными гранитоидами и вмещающими породами постепенный.

Первомайский массив ($7 \times 2,5$ км) в восточном ядре Ларинского гранито-гнейсового купола полого погружается под вмещающие породы: западный контакт – под углом 30° , восточный – 35° , северный – 20° , южный – под углом 45° . Мощность массива по количественным расчетам около 4 км (Пужаков и др., 2018). Размеры отрицательной аномалии поля силы тяжести (-8 мГл с эпицентром к юго-востоку от пос. Ларино) значительно превышают площади выходов гранитоидов, что служит важным доводом в пользу их структурного единства. По расчетам мощность этого единого массива (при средней плотности $2,64$ г/см³) не менее 5 км (Пужаков и др., 2018).

Магматические гранитоиды в Ларинском куполе неразрывно связаны с продуктами метасоматической гранитизации (теневыми плагиомигматитами и очковыми гранито-гнейсами I фазы), состав которых в большей или меньшей степени отвечает гранитному, иногда плагиогранитному. Контакт между породами обеих фаз, по данным различных исследователей, как интрузивный (Пужаков и др., 2018; Жданов и др., 2018), так и постепенный (Пужаков и др., 2013).

Гнейсовидные граниты представляют собой серые, желтовато-серые породы со среднезернистой структурой. В их составе: плагиоклаз (20–35 %), микроклин (20–40 %), кварц (25–35 %), биотит (3–8 %). Плагиоклаз по составу отвечает альбит-олигоклазу № 8–12 и олигоклазу № 28–30, образует полисинтетически sdвойникованные призматические зерна. Микроклин решетчатый, иногда содержит тонкие микропертитовые вроски, среднее количество которых достигает 5–15 %. Биотит двух видов: бурый мелкошешуйчатый, ориентированный в одном направлении, с которым часто совпадает ориентировка удлиненных зерен кварца, и широколистный, замещающийся мусковитом. Микроструктура пород гипидиоморфнозернистая, часто лепидогранобластовая.

Магматические гранитоиды (II фаза) представлены в основном мелко- и среднезернистыми лейкократовыми гранитами, состоящими из альбит-олигоклаза (40–50 %), микроклина (20–35 %), кварца (15–30 %), биотита и замещающего его мусковита (3–7 %). Акцессорные минералы: гранат, сфен, циркон, ортит обычно зональный в оторочке из эпидота. Структура гранитовая, иногда слабо порфировидная. Характерны реакционные взаимоотношения калиевого полевого шпата с плагиоклазом (мирмекиты на границе полевых шпатов, тонкие пертитовые вроски альбита в калиевом полевоом шпате).

Среди жильных пород отмечены: лейкограниты, гранит-порфиры, аплиты и пегматиты, несущие небольшие количества мелких пластинок мусковита. Жилы гранулированного кварца распространены преимущественно в эндо- и экзоконтактах Первомайского массива.

Предшественниками приводятся следующие цифры абсолютного возраста гранитоидов Ларинского купола: К-Аг методом по гранитам Первомайского массива – 285 ± 6 млн лет (артинский ярус, ранняя пермь) (Пужаков и др., 2018), Уг-Pb методом по гранитам Ларинского массива – 314 ± 7 млн лет (московский ярус, средний карбон) (Жданов и др., 2018). Последний автор отмечает и пермские значения датировок по тем же образцам, но Rb-Sr изохронным методом. Согласно уральской серийной легенде, возраст гранитоидов принят раннепермским.

Обрамление Ларинского купола сложено преимущественно кремнисто-углеродистыми сланцами булатовской толщи. В низах разреза иногда встречаются прослои базальтов и туфоалевролитов. Общая ее мощность около 900 м. Возраст толщи принят на основании находок у д. Булатово фауны граптолитов, которые позволяют датировать ее как поздний лландовер-венлок. У пос. Мирный В.Н. Пучковым и К.С. Ивановым (1989) найдены конодонты, характерные для позднего силура. К нижнему девону относятся отложения с граптолитами и конодонтами, обнаруженными в результате работ тех же авторов на данной территории (Пучков, Иванов, 1989).

Как уже было отмечено выше, по периферии гранито-гнейсового купола вулканогенно-осадочные породы булатовской толщи подверглись метаморфическим преобразованиям и превращены в биотит-амфиболовые и амфиболитовые плагиосланцы с прослоями графитистых кварцитов, количество которых увеличивается с приближением к границе зеленосланцевой фации, что и понятно, учитывая антиклинальность Ларинской структуры и обнажение непосредственно по ее периферии низов разреза булатовской толщи, где отмечены прослои базальтов, а, возможно, и верхов подстилающей шеметовской существенно базальтовой толщи.

Результаты исследований и их обсуждение

Химический состав гранитоидов приведен в таблице 1. Преобладают двуслюдяные, двуполевошпатовые граниты умеренно-щелочного ряда, встречаются и плагиограниты. Предшественниками отмечалась закономерная приуроченность плагиогранитоидов к южной и западной части Ларинского массива, а гранитоидов с повышенными содержаниями оксида калия – к северной и восточной.

По химическому составу породы комплекса отвечают гранитам нормальнощелочного ряда ($\text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O} = 6,3\text{--}8,5$ %), реже умереннощелочного ($\text{Na}_2\text{O} + \text{K}_2\text{O} = 8,6\text{--}9,2$ %) калиево-натриевой серии. Они содержат 70–73 % кремнезема, возрастающего в лейкократовых разностях до 76 %. На вариационных диаграммах ареалы составов пород достаточно компактны и образуют единые тренды: уменьшение содержаний TiO_2 (с 0,47 до 0,01 %) с ростом кремнезема, а также рост железистости и глиноземистости пород.

По результатам полуколичественного спектрального анализа граниты имеют вышекларковые содержания ($n \times 10^{-3}$ %): Ni (0,7–5), Co (0,7–2), Cr (20–70), Cu (3–15),

№ п/п	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	MnO	MgO	CaO	Na ₂ O	K ₂ O	P ₂ O ₅	ппп	Σ
1	72,52	0,15	15,50	0,49	0,78	0,01	0,36	1,36	6,90	1,08	0,10	0,74	99,99
2	71,80	0,13	15,00	0,22	1,16	0,04	0,31	1,71	5,25	4,00	0,07	0,24	99,93
3	72,84	0,13	15,00	0,27	0,75	0,03	0,36	1,43	4,75	4,00	0,05	0,20	99,81
4	70,88	0,33	14,39	0,62	1,14	0,03	0,51	1,71	4,41	4,78	0,11	0,40	99,31
5	73,16	0,23	15,40	0,60	0,56	0,01	0,62	0,71	4,29	2,66	0,05	0,40	98,69
6	70,62	0,29	14,88	0,50	1,07	0,04	0,82	1,57	4,58	4,17	0,11	0,40	99,05
7	69,50	0,32	15,90	1,00	0,62	0,03	1,09	1,98	4,67	3,93	0,10	0,68	99,80
8	69,11	0,39	15,50	0,88	1,49	0,03	0,95	1,65	5,00	4,00	0,09	0,64	99,72
9	71,44	0,47	12,98	0,78	2,67	0,06	0,60	1,75	3,96	3,84	0,11	0,67	99,36
10	71,11	0,27	15,13	0,13	1,44	0,03	0,37	1,61	6,10	3,70	0,04	0,30	99,23
11	72,86	0,11	14,36	0,18	1,25	0,03	0,82	1,44	4,40	4,66	0,06	0,34	100,51
12	69,86	0,39	15,75	0,26	1,75	0,01	1,36	1,94	4,62	4,00	0,09	0,40	100,43
13	71,62	0,13	14,87	0,22	1,18	0,02	0,83	1,44	4,82	4,46	0,04	0,96	100,59
14	68,42	0,39	16,19	0,72	1,92	0,03	0,70	1,88	4,48	3,64	0,14	1,03	99,54
15	76,17	0,01	14,17	0,61	0,05	0,01	0,20	1,01	4,32	3,29	0,05	0,44	100,20
16	76,30	0,10	12,30	0,44	0,63	0,01	0,30	0,65	3,94	4,56	0,05	0,51	99,70
17	73,70	0,09	14,40	0,43	0,44	0,01	0,52	1,22	4,42	4,32	0,05	0,35	99,90
18	74,70	0,01	15,90	0,47	0,30	0,03	0,22	0,87	6,57	0,80	0,05	0,70	100,20
19	74,39	0,27	12,58	0,66	1,68	0,04	0,75	1,44	4,00	4,14	0,06	0,50	100,50
20	74,60	0,08	14,50	0,80	0,30	0,01	0,54	0,29	5,04	3,31	0,05	0,84	99,90
21	75,56	0,02	14,83	0,52	0,35	0,01	0,23	1,78	5,24	1,06	0,05	0,59	100,20
22	71,32	0,21	14,97	0,89	1,63	0,04	0,56	2,94	4,91	1,10	0,06	0,69	99,32

Табл. 1. Химический состав (мас. %) гранитоидов Ларинского купола: 1–6 – огнейсованные, мигматизированные гранитоиды (собственные данные); 7–14 – граниты биотитовые; 15–19 – лейкограниты; 20, 21 – плагиолейкограниты; 22 – плагиогранит (анализы заимствованы из отчета А.В. Жданова и др., (2018)).

Zn (7–10), Pb (3–7), As (до 1), Mo (0,15–0,3), Ba (90–150), Sn (0,5–1), Be (0,15–0,2), Li (5–20).

Для выяснения формационной принадлежности и реконструкции палеогеодинамических условий образования гранитоидов Ларинского купола использовались результаты определения редкоземельных и малых элементов, включая Rb, Sr, Y, Ta, Nb.

По содержанию Rb (150–320 г/т) и Sr (178–239 г/т) (табл. 2) рассматриваемые граниты соответствуют структурам с режимом преобладающих восходящих движений (Солодов и др., 1980). На диаграмме Rb–Sr для интрузивных серий, предложенной Г.Б. Ферштатером (2013) (рис. 2), они четко ложатся в область гранит-мигматитовой формации, занимают поле орогенной андезитовой и толеитовой исходной магмы и резко отделяются от

№ п/п	Rb	Y	Nb	Ta	Yb	Sr
1	150	45	17	3,5	0,4	210
2	259	59	24	6,2	0,7	187
3	173	58	31	6,9	0,4	230
4	198	47	22	5,7	0,6	220
5	264	62	19	7,9	0,7	178
6	217	49	36	11	0,3	212
7	190	57	42	15	0,5	239
8	292	74	59	17	0,5	187
9	241	53	58	20	0,4	230
10	195	59	47	17	0,3	199
11	278	70	60	18	0,3	206
12	320	76	65	19	0,6	180

Табл. 2. Содержания Rb, Y, Nb, Ta, Yb, Sr (г/т) в гранитоидах Ларинского купола: 1–5 – огнейсованные, мигматизированные гранитоиды, 6–12 – граниты, лейкограниты. Y, Ta, Nb – получены рентгенорадиометрическим методом; Rb, Sr, Yb – нейтронно-активационным методом.

габбро-гранитной, тоналит-гранодиоритовой и монзонит-гранитной формаций (Ковалев и др., 1995). Вопрос о коровом, островодужном или океаническом происхождении гранитоидов решается в пользу первого из них. Это доказывается, во-первых, попаданием их в поле

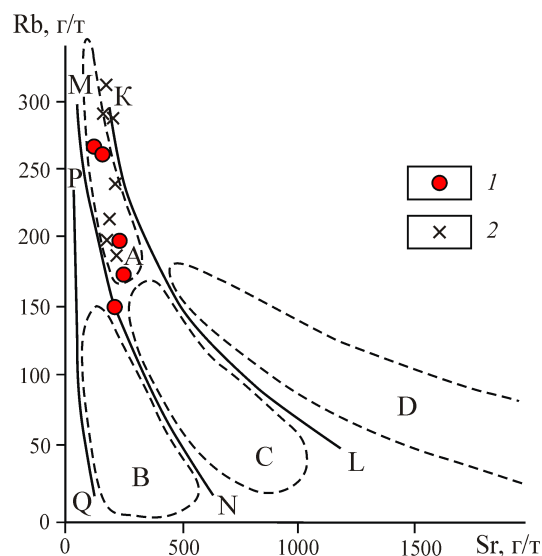


Рис. 2. Диаграмма Rb–Sr по Г.Б. Ферштатеру (2013) для гранитоидов Ларинского купола (1 – огнейсованные, мигматизированные гранитоиды, 2 – граниты, лейкограниты): поля пород – производные различных исходных магм: левее линии PQ – толеитовой океанической; NQPM – толеитовой континентальной островодужной; LNMK – орогенной андезитовой, толеитовой, толеитовой повышенной щелочности, латитовой; выше линии LK – латитовой, щелочно-базальтовой. Области распространения южноуральских гранитоидных формаций: A – гранит-мигматитовой, B – габбро-гранитной, C – тоналит-гранодиоритовой, D – монзонит-гранитной.

континентальных трондьемитов и кварцевых диоритов на диаграмме Rb–Sr П.Г. Колмана, М.М. Донато (1983), а, во-вторых, довольно высокой степенью фракционирования редкоземельных элементов, где легкая группа имеет явное преобладание над тяжелой (рис. 3). Так, графики нормированного по Н. Wakita et al. (1971) распределения РЗЭ в гранитоидах обеих фаз Ларинского купола характеризуется уменьшением содержаний ЛРЗЭ от La ($K_N = 30–85$ для огнейсованных, мигматизированных пород и 90–150 для гранитов) к Ce (соответственно, $K_N = 25–60$ и 80–120) и Sm ($K_N = 10–35$ и 30–60), слабой дифференцированностью ТРЗЭ на уровне $K_N = 1,5–9,0$ ($E_N = 3–8$ и 4–9, $Yb_N = 3–6$ и 2–7, $Lu_N = 2,0–5,6$ и 1,5–4,5) и четко выраженной отрицательной Eu аномалией на уровне $K_N = 2,5–7,4$ и 7–12, что, согласно Дж.Г. Арту (1983), соответствует трондьемитам внутренних частей континентов (для гранитов и лейкогранитов) и континентальных окраин (для огнейсованных и мигматизированных гранитоидов) (рис. 3). Примечательно, что по содержаниям Rb, Y, Nb, Ta и Yb (табл. 2) породы Ларинского купола на всех диаграммах J.A. Pearce et al. (1984) (рис. 4) располагаются в полях, принадлежащих преимущественно областям внутриплитных гранитов и заметно реже – коллизионных.

Обратимся к рассмотрению физико-химических условий образования гранитоидов Ларинского купола. Результаты термометрических исследований расплавных включений в кварце гранитов (обр. Пл-3142/3, Пл-21/1) Ларинского и плагиигранитов (Пл-22/1) Первомайского массивов приведены в таблице 3 (к сожалению, в кварце огнейсованных и мигматизированных гранитоидов расплавные включения обнаружить не удалось). Начало плавления силикатных фаз во всех пробах происходило в одном и том же интервале температур – 650–680 °С, полная гомогенизация наиболее мелких включений для гранитов составила 780–840 °С (Ларинский массив), а для плагиигранитов – 880–940 °С (Первомайский массив). Температура гомогенизации флюида при переходе в жидкость находится соответственно в пределах 295–365 °С и 308–334 °С. Давление рассчитано согласно методики В.Б. Наумова (1979) для температурного интервала между температурой гомогенизацией водного флюида и температурой появления силикатного расплава (650 °С). Его величина для гранитов – 2,1–3,7 кбар, для плагиигранитов – 2,9–3,3 кбар, что соответствует абиссальной зоне глубинности (7–11 км).

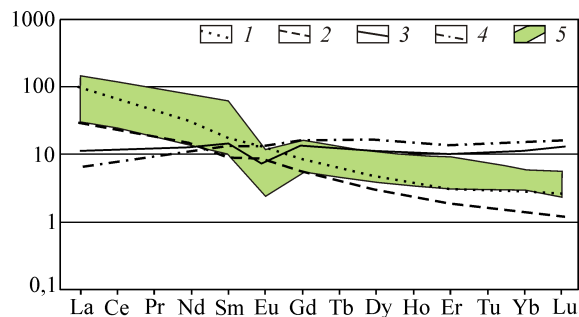


Рис. 3. Распределение редкоземельных элементов, нормализованное по хондритам, в трондьемитах различных геодинамических обстановок (Арт, 1983): 1 – внутренние части континентов, 2 – континентальные окраины, 3 – островные дуги, 4 – офиолиты, 5 – гранитоиды Ларинского купола.

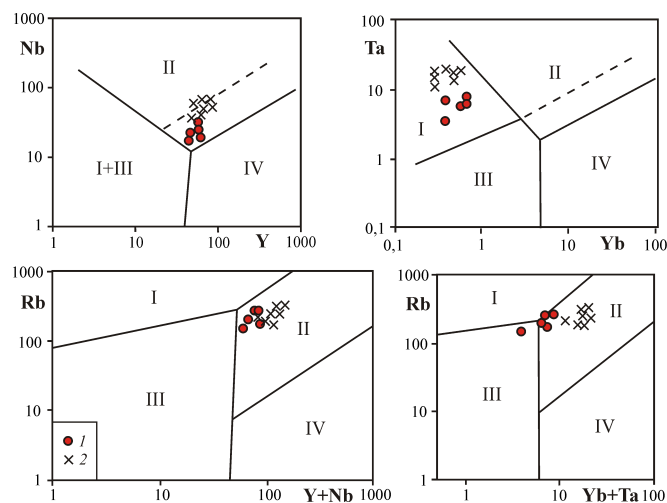


Рис. 4. Диаграммы J.A. Pearce et al. (1984) для гранитоидов Ларинского купола (табл. 2) (условные обозначения см. рис. 2): I – огнейсованные, мигматизированные гранитоиды (кружочки), 2 – граниты, лейкограниты (крестики). Поля: I – коллизионные граниты, II – внутриплитные граниты, III – граниты вулканических дуг, IV – граниты океанических хребтов.

Известно (Коваль, Прокофьев, 1998; и др.), что содержания во флюиде хлора и солей, а также флюидонасыщенность расплава являются важными параметрами, которые играют существенную роль при экстракции и переносе многих металлов. Это доказано, в частности, на примере редкометалльных гранитоидов Монголо-Охотской зоны.

Параметры	Ларинский массив						Первомайский массив		
	Пл 3142-3	Пл 21/1	Пл 22/1	Пл 3142-3	Пл 21/1	Пл 22/1	Пл 3142-3	Пл 21/1	Пл 22/1
n	3	5	6	3	5	4	4	2	3
T гомогенизации флюида, °С	365 Ж	357 Ж	348 Ж	312 Ж	303 Ж	295 Ж	334 Ж	328 Ж	308 Ж
T плавления льда, °С	- 3,1	- 3,7	- 4,2	- 5,7	- 5,1	- 4,2	- 5,5	- 5,1	- 4,9
C солей, мас. % экв. NaCl	5,1	6,0	6,7	8,8	8,0	6,7	8,6	8,0	7,7
V флюида, об. %	12,6	13,1	13,8	21,3	19,9	18,6	13,7	12,8	11,1
dP/dT, бар/°С	7,1	7,6	8,1	9,5	9,9	10,1	8,6	8,4	9,6
P, бар	2100	2230	2450	3310	3530	3690	2980	2870	3280
d флюида, г/см³	0,63	0,67	0,70	0,79	0,80	0,80	0,74	0,75	0,73
C (H₂O), мас. %	3,3	3,6	4,0	7,3	6,9	6,3	4,2	3,9	3,3
C (Cl), мас. %	0,10	0,13	0,16	0,39	0,33	0,26	0,22	0,19	0,15
T начала плавления, °С	660	650	650	660	660	660	680	670	650
T гомогенизации расплава, °С	840	820	800	820	810	780	940	910	880

Табл. 3. Результаты исследования расплавных включений в кварце гранитоидов Ларинского и Первомайского массивов: n – количество изученных включений в каждой из трех групп с одинаковыми фазовыми соотношениями

В нашем случае для магматических пород Ларинского купола концентрация хлора в расплаве оценивается в 0,10–0,39 мас. %, а воды – 3,3–7,3 мас. % (расчет проводился для случая, если солевые компоненты флюида представлены только хлоридом натрия). По этим данным рассматриваемые породы близки выше упомянутым редкометальным гранитоидам. Редкометальная их специализация подтверждается и присутствием в обрамлении Первомайского массива ряда проявлений и точек минерализации вольфрама и молибдена, отмеченных нами ранее и для Суондуского массива (Сначёв и др., 2010).

Выяснение *P-T* условий образования огнейсованных гранитоидов I фазы Первомайского массива и степени метаморфизма пород булатовской толщи проведено нами на основе изучения амфибол-гранатового парагенезиса (Перчук, Рябчиков, 1976; Термо- и барометрия..., 1977). Монофракции амфибола и граната проанализированы на растровом электронном микроскопе (табл. 4). Их кристаллохимические формулы рассчитывались по методике И.Д. Борнеман-Старынкевич (1964).

Анализ таблицы 4 позволяет сделать несколько выводов: 1) гранаты принадлежат альмандиновому типу, доля спессартитового и андрадитового минералов в них не велика (MnO = 4,03–5,46 %; CaO = 1,54–4,33 %); 2) содержания MgO и CaO в гранатах гранитоидов (2,60–2,85 и 3,73–4,33 %) несколько выше, чем в плагиосланцах (1,94–2,23 и 1,54–3,21 %), но меньше MnO и FeO (4,03–4,77 и 30,00–30,54 % против 5,32–5,46 и 31,76–33,13 %); 3) магнезиальность амфибола гранитоидов (MgO = 7,77–8,56 %) заметно ниже, чем в плагиосланцах (MgO = 9,71–9,84 %) (проба Amf-3, соответствующая куммингтониту, не в счет, так как отражает этап регрессивного метаморфизма).

Из рисунка 5, на котором в координатах $X_{Mg} = Mg/(Mg+Fe+Mn)$ (значения мольных долей компонентов в амфиболе и гранате) вынесены точки составов трех пар указанных минералов в плагиосланцах булатовской толщи (Amf-1 – Amf-3, Gr-1 – Gr-3) (проба отобрана в верховье р. Мал. Увелька, в 1,0 км к востоку от контакта Первомайского массива из углеродистых сланцев с высокими содержаниями золота (рис. 1)) и огнейсованных гранитоидов Первомайского массива (Amf-4 – Amf-6, Gr-4 – Gr-6). Хорошо видно, что рассматриваемые ассоциации образуют два компактных поля (точки 1-2 и 4-6;

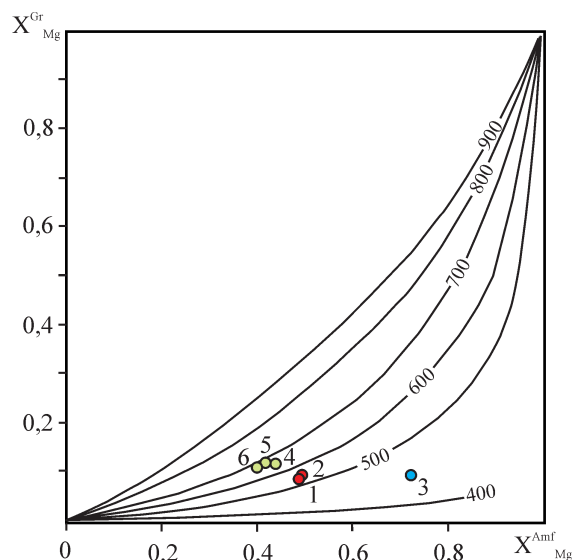


Рис. 5. Диаграмма фазового соответствия для пары гранат-амфибол (Термо- и барометрия..., 1977) (обозначения 1–6 см. табл. 4)

Минерал	SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	MnO	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	Сумма	$X_{Mg}^{Amf,Gr}$
Amf-1	44,50	0,35	12,01	18,14	0,29	11,78	9,71	1,33	0,26	98,35	0,48
Amf-2	44,08	0,30	12,42	17,78	0,29	11,27	9,84	1,54	0,28	97,81	0,49
Amf-3	55,74	-	1,97	11,50	0,37	12,32	17,40	0,35	-	99,65	0,72
Amf-4	42,87	0,49	14,10	19,13	0,41	10,53	8,56	2,06	0,24	98,38	0,44
Amf-5	41,96	0,64	15,64	18,58	0,39	10,67	7,85	2,39	0,20	98,33	0,42
Amf-6	41,77	0,57	14,60	19,33	0,36	10,54	7,77	2,17	0,27	97,40	0,41
Gr-1	37,39	-	21,12	31,76	5,42	3,21	1,94	-	-	100,83	0,08
Gr-2	36,99	-	21,18	32,76	5,46	1,59	2,23	-	-	100,20	0,09
Gr-3	36,22	-	20,70	33,13	5,32	1,54	2,11	-	-	99,02	0,09
Gr-4	37,56	-	20,92	30,41	4,77	4,33	2,60	-	-	100,59	0,12
Gr-5	37,28	-	21,29	30,00	4,59	3,97	2,85	-	-	99,98	0,13
Gr-6	37,02	-	21,16	30,54	4,03	3,73	2,75	-	-	99,25	0,12
Amf-1 – (Ca _{1,85} Na _{0,38} K _{0,05}) _{2,28} (Fe _{2,22} Mg _{2,12} Mn _{0,04} Ti _{0,04} Al _{0,59}) ₅ (Si _{6,52} Al _{1,48}) ₈ O ₂₂ [O _{0,34} (OH) _{1,66}] ₂											
Amf-2 – (Ca _{1,77} Na _{0,44} K _{0,05}) _{2,26} (Fe _{2,18} Mg _{2,15} Mn _{0,04} Ti _{0,03} Al _{0,60}) ₅ (Si _{6,46} Al _{1,54}) ₈ O ₂₂ [O _{0,15} (OH) _{1,85}] ₂											
Amf-3 – (Ca _{1,83} Na _{0,09} K _{0,00}) _{1,92} (Fe _{1,33} Mg _{3,59} Mn _{0,04} Ti _{0,00} Al _{0,05}) ₅ (Si _{7,72} Al _{0,27}) ₈ O ₂₂ [O _{0,51} (OH) _{1,49}] ₂											
Amf-4 – (Ca _{1,65} Na _{0,58} K _{0,04}) _{2,27} (Fe _{2,34} Mg _{1,86} Mn _{0,05} Ti _{0,05} Al _{0,70}) ₅ (Si _{6,27} Al _{1,73}) ₈ O ₂₂ [O _{0,99} (OH) _{1,01}] ₂											
Amf-5 – (Ca _{1,68} Na _{0,68} K _{0,04}) _{2,40} (Fe _{2,28} Mg _{1,72} Mn _{0,05} Ti _{0,07} Al _{0,88}) ₅ (Si _{6,17} Al _{1,83}) ₈ O ₂₂ [O _{0,27} (OH) _{1,73}] ₂											
Amf-6 – (Ca _{1,68} Na _{0,62} K _{0,05}) _{2,35} (Fe _{2,40} Mg _{1,72} Mn _{0,05} Ti _{0,06} Al _{0,77}) ₅ (Si _{6,21} Al _{1,79}) ₈ O ₂₂ [O _{0,13} (OH) _{1,87}] ₂											
Gr-1 – (Ca _{0,27} Fe _{2,13} Mg _{0,23} Mn _{0,37}) ₃ Al ₂ Si ₃ O ₁₂											
Gr-2 – (Ca _{0,14} Fe _{2,21} Mg _{0,27} Mn _{0,37}) ₃ Al ₂ (Si _{2,99} Al _{0,01}) ₃ O ₁₂											
Gr-3 – (Ca _{0,14} Fe _{2,23} Mg _{0,26} Mn _{0,37}) ₃ (Al _{1,97} Fe _{0,03}) ₂ (Si _{2,97} Al _{0,03}) ₃ O ₁₂											
Gr-4 – (Ca _{0,37} Fe _{2,00} Mg _{0,31} Mn _{0,32}) ₃ (Al _{1,97} Fe _{0,03}) ₂ Si ₃ O ₁₂											
Gr-5 – (Ca _{0,34} Fe _{2,01} Mg _{0,34} Mn _{0,31}) ₃ Al ₂ (Si _{2,99} Al _{0,01}) ₃ O ₁₂											
Gr-6 – (Ca _{0,32} Fe _{2,06} Mg _{0,33} Mn _{0,28}) ₃ Al ₂ (Si _{2,99} Al _{0,01}) ₃ O ₁₂											

Табл. 4. Состав амфибола (Amf) и граната (Gr) из огнейсованных, мигматизированных гранитоидов и пород обрамления Ларинского купола (мас. %): Amf-1 – Amf-3, Gr-1 – Gr-3 – составы минералов из пород обрамления Ларинского купола; Amf-4 – Amf-6, Gr-4 – Gr-6 – составы минералов из огнейсованных, мигматизированных гранитоидов.

точка 3 по причине, оговоренной выше, не учитывается) с температурами образования 530–550 °С (для плагиосланцев) и 650–680 °С (для гранитоидов). Расчет давления по известной температуре и коэффициенту $\ln K$, где $K = X_{Mg}^{Gr} / X_{Mg}^{Amf}$ (Термо- и барометрия..., 1977) (рис. 6) показал его значения в 8,0–8,4 кбар (точки 1, 2) и 6,6–7,0 кбар (точки 4–6) (абиссальная зона глубинности). Положение гранат-амфиболовых пар плагиосланцев и гранитоидов на петрогенетической диаграмме (Термо- и барометрия..., 1977) (рис. 7) указывает на эпидот-амфиболитовую фацию контактового метаморфизма для первых из них и фацию альмандиновых амфиболитов – для вторых. Пара Amf-3, Gr-3 с куммингтонитом позволяет говорить о фации цоизит-кианит-кварцевых сланцев регрессивного метаморфизма.

Для оценки степени влияния зонального термоградиентного теплового поля в период формирования Ларинского гнейсо-гранитного купола в 102 образцах

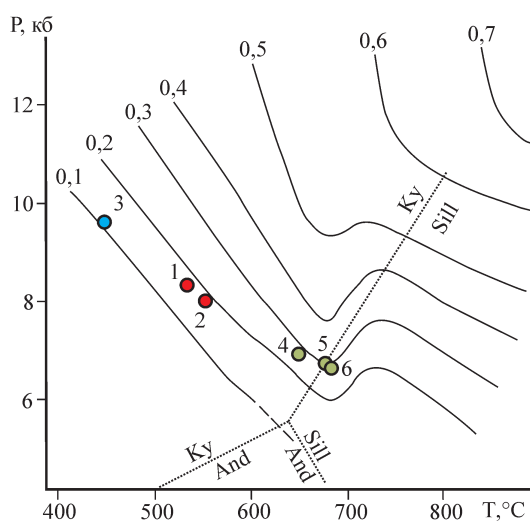


Рис. 6. Положение линий равных значений K_{Mg}^{Gr-Amf} на диаграмме T-P (Термо- и барометрия..., 1977) (обозначения 1–6 см. табл. 4)

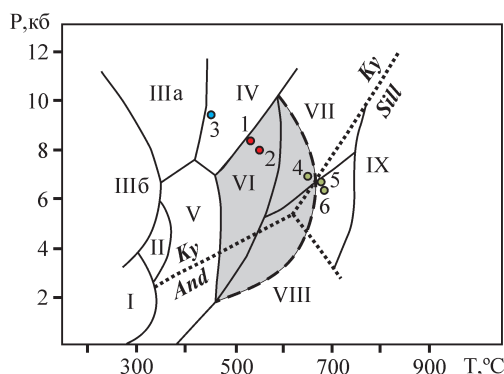


Рис. 7. Положение гранат-амфиболовых пар пород обрамления Ларинского купола и огнейсованных гранитоидов на петрогенетической диаграмме (Термо- и барометрия..., 1977) (обозначения 1–6 см. табл. 4): сплошные линии – границы фаций, серое поле – поле устойчивости ставролита, точками показана тройная диаграмма And-Sill-Ky. Римскими цифрами обозначены фации: I – цеолитовая или пумпеллит-пренитовая, II – пумпеллит-актинолитовая, IIIa – глаукофан-лавсонитовая, IIIб – глаукофан-цоизитовая, IV – цоизит-кианит-кварцевых сланцев, V – зеленых сланцев, VI – эпидотовых амфиболитов, VII – альмандиновых амфиболитов, VIII – куммингтонитовых амфиболитов, IX – гранулитовая.

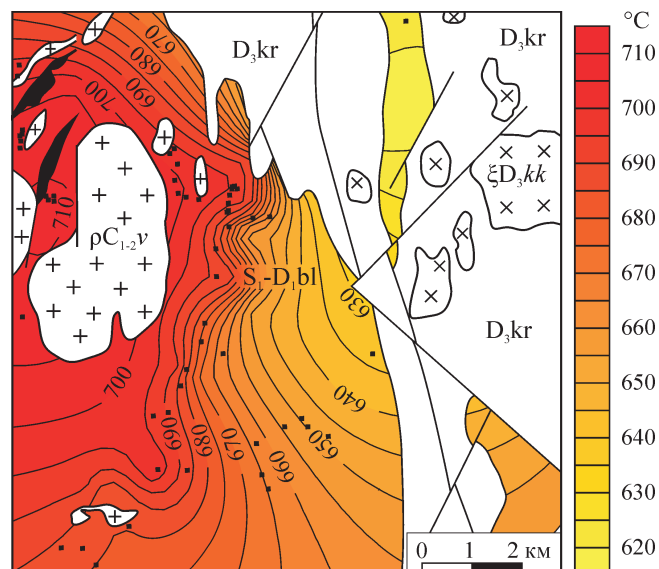


Рис. 8. Карта изолиний температур экзотермического эффекта (ДТА) для углеродистых сланцев булатовской толщи восточного обрамления Ларинского купола (метод интерполяции Kriking)

кремнисто-углеродистых сланцев булатовской толщи проведено изучение экзотермического эффекта. На этой основе составлена карта изолиний значений температур выгорания углерода (рис. 8). По изотермам 600 и 500 °С, соответствующим температурам выгорания углерода в 700 и 650 °С, проведены границы между амфиболитовой и эпидот-амфиболитовой, а также между эпидот-амфиболитовой и зеленосланцевой фациями. Разница в 100 и 150 °С образуется из-за того, что температура экзотермического эффекта (температура выгорания углерода) определяется по пику на термограмме, а реальная температура метаморфизма по началу подъема пика. Считается, что процесс графитизации необратим (Блюман и др., 1974; Buseck, Beysac, 2014). Эта разница не является величиной постоянной – с увеличением температуры она уменьшается. Так, для температуры выгорания углерода в 650 °С она составляет около 150 °С, для $T = 700$ °С – в интервале 90–110 °С, для $T = 800$ °С – около 70 °С. Примечательно, что границы амфиболитовой и эпидот-амфиболитовой фаций, проведенные по петрографическим (рис. 1) и термогравиметрическим (рис. 8) данным, удовлетворительно соответствуют друг другу.

Заключение

Приведенный в данной статье геологический, петрохимический и аналитический материал позволил сделать ряд следующих основных выводов.

1. Ларинский гранито-гнейсовый купол сформировался в раннепермское время в коллизионный этап развития Южного Урала. Аналогичные структуры отмечены также севернее и восточнее его в пределах Ильменогорско-Сысертского (Чашковская, Еланчиковская, Кисегачская) (Пермяков, 2000) и Кочкарского (Варламовская, Борисовская, Санарская, Еремкинская) (Сначёв и др., 2015) антиклинориев. Отличительными их особенностями являются наличие постепенного перехода с вмещающими породами и присутствие в строении продуктов метасоматической гранитизации – огнейсованных и

мигматизированных гранитоидов (I главная фаза), а также нормальных магматических гранитов (II фаза).

2. Обрамление Ларинского и Первомайского массивов сложено аповулканическими амфиболитами, гранат-слюдистыми, гранат-амфиболовыми плагиосланцами, графитистыми кварцитами и кремнисто-углеродистыми сланцами булатовской толщ. От гранитоидов к сланцам наблюдается серия концентрических высокоградиентных зон метаморфизма. Минеральные парагенезисы амфиболитовой фации на расстоянии нескольких километров сменяются ассоциациями эпидот-амфиболитовой и зеленосланцевой фаций. Для пород эпидот-амфиболитовой фации параметры метаморфизма составили: $T = 530\text{--}550\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 8,0\text{--}8,4$ кбар.

3. По петрогеохимическим характеристикам гранитоиды Ларинского купола соответствуют таковым структур с режимом восходящих движений, относятся к гранит-мигматитовой формации, близки к трондjemитам внутренних частей континентов (граниты, лейкограниты) и континентальных окраин (огнейсованные, мигматизированные гранитоиды) и сформировались во внутриплитной и коллизионной геодинамических обстановках.

4. Кристаллизация гранитов проходила при температурах $780\text{--}840\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давлении $2,1\text{--}3,7$ кбар, плагиогранитов – $880\text{--}940\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $2,9\text{--}3,3$ кбар, что соответствует абиссальной зоне глубинности ($7\text{--}11$ км). Для гранитоидов сформированных в процессе метасоматической гранитизации (огнейсованные и мигматизированные породы), температуры образования заметно меньше – $650\text{--}680\text{ }^{\circ}\text{C}$, а давление выше – $6,6\text{--}7,0$ кбар (фация альмандиновых амфиболитов).

Финансирование

Работа выполнена в рамках Государственного задания ИГ УФИЦ РАН, тема № FMRS-2022-0011.

Литература

- Арт Дж.Г. (1983). Некоторые элементы-примеси в трондjemитах – их значение для выяснения генезиса магмы и палеотектонических условий. *Трондjemиты, дациты и связанные с ними породы*. Под ред. Ф. Баркера. М.: Мир, с. 99–105.
- Блюман Б.А., Дьяконов Ю.С., Красавина Т.Н., Павлов М.Г. (1974). Использование термо- и рентгено-графических характеристик графита для определения уровня и типа метаморфизма. *Записки Всесоюзного Минералогического общества*, 103(1), с. 95–103.
- Борнеман-Старынкевич И.Д. (1964). Руководство по расчёту формул минералов. М.: Наука, 224 с.
- Жданов А.В., Ободов В.А., Макарьев Л.Б., Матюшков А.Д., Молчанова Е.В., Стромов В.А. (2018). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000, 2-е изд. Серия Южноуральская. Лист N-40-XVIII (Учалы), Объяснительная записка. М.: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ», 386 с.
- Кейльман Г.А. (1974). Мигматитовые комплексы подвижных поясов. М.: Недра, 200 с.
- Кейльман Г.А. (1988). Гранитизация и тектоника. Свердловск: изд. СГИ, 36 с.
- Ковалёв С.Г., Сначёв В.И., Романовская М.А. (1995). Новые геолого-петрогенетические аспекты формирования Кусинско-Копанского комплекса. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 4, с. 81–85.
- Коваль П.В., Прокофьев В.Ю. (1998). Т-Р условия кристаллизации гранитоидов Монголо-Охотской зоны по данным исследования расплавов и флюидных включений. *Петрология*, 6(5), с. 497–511.
- Колман Р.Г., Донато М.М. (1983). Еще раз об океанических плагиогранитах. *Трондjemиты, дациты и связанные с ними породы*. Под ред. Ф. Баркера. М.: Мир, с. 118–130.
- Маракушев А.А. (1965). Проблемы минеральных фаций метаморфических пород. М.: Наука, 327 с.

Миясиро А. (1976). Метаморфизм и метаморфические пояса. М.: Мир, 535 с.

Наумов В.Б. (1969). Термометрическое исследование включений расплава во вкрапленниках кварца кварцевых порфиров. *Геохимия*, 4, с. 494–498.

Наумов В.Б. (1979). Определение концентрации и давления летучих компонентов в магматических расплавах. *Геохимия*, 7, с. 997–1007.

Пермяков Б.Н. (2000). Чашковско-Еланчикковский мигматит-гнейсо-гранитный массив (Южный Урал). Научное издание. Миасс: ИГЗ УрО РАН, 187 с.

Перчук Л.Л., Рябчиков И.Д. (1976). Фазовое соответствие в минеральных системах. М.: Недра, 287 с.

Пужаков Б.А., Савельев В.П., Кузнецов Н.С., Шох В.Д., Шулькин Е.П., Шулькина Н.Е., Жданов А.В., Долгова О.Я., Тарелкина Е.А., Орлов М.В. (2013). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Уральская, Лист N-41 (Челябинск), Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 415 с.

Пужаков Б.А., Шох В.Д., Шулькина Н.Е., Шулькин Е.П., Долгова О.Я., Орлов М.В., Попова Т.А., Тарелкина Е.А., Иванов А.В. (2018). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:200 000. 2-е изд. Серия Южноуральская, Лист N-41-XIII (Пласт). Объяснительная записка. М.: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ», 205 с.

Пучков В.Н., Иванов К.С. (1989). К стратиграфии черносланцевых толщ на востоке Урала. *Ежегодник–1988*. Свердловск: ИГиГ УФ АН СССР, с. 4–7.

Салоп Л.И. (1971). Два типа структур докембрия: гнейсовые складчатые овалы и гнейсовые купола. *Бюллетень МОИП. Отдел геологический*, 4, с. 5–30.

Синица С.М. (1975). Гнейсовые купола Нерчинского хребта в Восточном Забайкалье. Новосибирск: Наука, 138 с.

Сначёв А.В., Сначёв В.И., Романовская М.А. (2015). Геология, петрогеохимия и рудоносность углеродистых отложений Ларинского купола (Южный Урал). *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2, с. 57–66. <https://doi.org/10.3103/S014587521502009X>

Сначёв А.В., Сначёв В.И., Рыкус М.В. (2010). Перспективы рудоносности углеродистых отложений западного обрамления Суундукского гранитного массива. *Нефтегазовое дело*, 8(2), с. 11–20.

Сначёв В.И. (2014). Условия формирования и зональность пород метаморфического комплекса Кочкарского антиклинория (Восточно-Уральское поднятие). *Геологический сборник*, 11, с. 118–122.

Сначёв В.И., Шулькин Е.П., Муркин В.П., Кузнецов Н.С. (1990). Магматизм Восточно-Уральского пояса Южного Урала. Уфа: Институт геологии БНЦ УрО АН СССР, 179 с.

Солодов Н.А., Балашов А.С., Кременецкий А.А. (1980). Геохимия лития, рубидия и цезия. М.: Недра, 233 с.

Сорвачёв К.К. (1978). Пластические деформации в гранито-гнейсовых структурах. М.: Наука, 122 с.

Термо- и барометрия метаморфических пород (1977). Л.: Наука, 207 с.

Ферштатер Г.Б. (2013). Палеозойский интрузивный магматизм Среднего и Южного Урала. Екатеринбург: РИО УрО РАН, 368 с.

Шевчук В.В. (1987). Структурная позиция гранито-гнейсовых куполов Боршевоного хребта (Восточное Забайкалье). *Известия ВУЗ. Геология и разведка*, 5, с. 33–36.

Buseck P.R., Beyssac O. (2014). From organic matter to graphite: graphitization. *Elements*, 10, pp. 421–426. <https://doi.org/10.2113/gselements.10.6.421>

Eskola P.E. (1949). The problem of mantled gneiss domes. *Quarterly Journal of the Geological Society*, 104(4), pp. 461–476. <https://doi.org/10.1144/GSL.JGS.1948.104.01-04.21>

Pearce J.A., Harris N.B.W., Tindle A.G. (1984). Trace element discrimination diagrams for the tectonic interpretation of granitic rock. *Journal of Petrology*, 25(4), pp. 956–983. <https://doi.org/10.1093/petrology/25.4.956>

Wakita H., Rey P., Schmitt R.A. (1971). Abundances of the 14 rare-earth elements and 12 other trace elements in Apollo 12 samples: five igneous and one breccia rocks and four soils. *Proceedings of the Lunar Science Conference*. Oxford: Pergamon Press, 2, pp. 1319–1329.

Сведения об авторах

Владимир Иванович Сначёв (08.11.1955–08.03.2022) – доктор геол.-мин. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН

Россия, 450077, Уфа, ул. К.Маркса, д. 16/2

Александр Владимирович Сначёв – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, заведующий лабораторией «Рудных месторождений», Институт геологии Уфимского федерального исследовательского центра РАН Россия, 450077, Уфа, ул. К.Маркса, д. 16/2

Всеволод Юрьевич Прокофьев – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН Россия, 119017, Москва, Старомонетный переулок, д. 35

Статья поступила в редакцию 22.06.2021;
Принята к публикации 14.10.2021; Опубликовано 30.03.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Physicochemical conditions of the formation of the Larino granite-gneiss dome (South Ural)

V.I. Snachev¹, A.V. Snachev^{1*}, V.Yu. Prokofiev²

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

²Institute of the Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy, and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Aleksandr V. Snachev, e-mail: savant@rambler.ru

Abstract. The Larino granite-gneiss dome is located on the border of the Aramil-Sukhtelya and Magnitogorsk megazones and is a two-headed anticlinal structure, the nuclear parts of which are composed of granitoids of the Pervomai and Larino massifs, and their framing – apovolcanic amphibolites, garnet-mica-tins, garnet-amphibolites siliceous-carbonaceous schists of the Bulatovo Series (S_1 – D_1 bl). A series of concentric high-gradient zones of metamorphism are observed from granitoids to shales. Mineral parageneses of the amphibolite facies at a distance of several kilometers are replaced by associations of epidote-amphibolite and greenschist facies.

It has been proven that granitoids belong to the granite-migmatite formation, are close to trondhjemites of the inner parts of the continents (granites, leucogranites) and continental margins (gneissized, migmatized granitoids) and were formed in intraplate and collisional geodynamic settings.

Crystallization of granites took place at temperatures of 780–840°C and a pressure of 2.1–3.7 kbar, plagiogranites – 880–940°C and 2.9–3.3 kbar, which corresponds to the abyssal depth zone (7–11 km). For granitoids formed in the process of metasomatic granitization (gneissized and migmatized rocks), formation temperatures are noticeably lower – 650–680°C, and the pressure is higher – 6.6–7.0 kbar (almandine amphibolite facies).

Keywords: South Ural, Larino dome, geodynamics, petrogeochemistry, granite-gneisses, migmatites, granites, melt inclusions, garnet-amphibole thermobarometer

Acknowledgements

This work was carried out as part of the State Assignment of the IG UFRC RAS, topic No. FMRS-2022-0011.

Recommended citation: Snachev V.I., Snachev A.V., Prokofiev V.Yu. (2022). Physicochemical conditions of the formation of the Larino granite-gneiss dome (South Ural). *Georesursy = Georesources*, 24(1), pp. 74–83. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.7>

References

Art J.G. (1983). Some trace elements in trondhjemites: their importance for elucidating the genesis of magma and paleotectonic conditions.

Trondhjemites, dacites and related rocks. Ed. F. Barker. Moscow: Mir, pp. 99–105. (In Russ.)

Bluman B.A., Dyakonov Y.S., Krasavina T.N., Pavlov M.G. (1974). Using thermal and X-ray graphite characteristics to determine the level and type of metamorphism. *Zapiski RMO = Proceedings of the Russian Mineralogical Society*, 103(1), pp. 95–103. (In Russ.)

Borneman-Starynkevich I.D. (1964). Guide for the calculation of the formulas of minerals. Moscow: Nauka, 224 p. (In Russ.)

Buseck P.R., Beyssac O. (2014). From organic matter to graphite: graphitization. *Elements*, 10, pp. 421–426. <https://doi.org/10.2113/gselements.10.6.421>

Coleman R.G., Donato M.M. (1983). Once again about oceanic plagiogranites. *Trondhjemites, dacites and related rocks*. Ed. F. Barker, Moscow: Mir, pp. 118–130. (In Russ.)

Eskola P.E. (1949). The problem of mantled gneiss domes. *Quarterly Journal of the Geological Society*, 104(4), pp. 461–476. <https://doi.org/10.1144/GSL.JGS.1948.104.01-04.21>

Fershtater G.B. (2013). Paleozoic intrusive magmatism of the Middle and Southern Urals. Yekaterinburg: RIO UB RAS, 368 p. (In Russ.)

Keilman G.A. (1974). Migmatite complexes of mobile belts. Moscow: Nedra, 200 p. (In Russ.)

Keilman G.A. (1988). Granitization and tectonics. Sverdlovsk: SGI publ., 36 p. (In Russ.)

Koval P.V., Prokofiev V.Yu. (1998). P–T conditions of crystallization of granitoids in the Mongolia–Okhotsk Zone: evidence from studies of melt and fluid inclusions in minerals. *Petrology*, 6(5), pp. 451–465. (In Russ.)

Kovalev S.G., Snachev V.I., Romanovskaya M.A. (1995). New geological and petrogenetic aspects of the formation of the Kusinsko-Kopan complex. *Moscow University Geology Bulletin*, 4, pp. 81–85. (In Russ.)

Marakushev A.A. (1965). Problems of mineral facies of metamorphic rocks. Moscow: Nauka, 327 p. (In Russ.)

Miyashiro A. (1976). Metamorphism and metamorphic belts. Moscow: Mir, 535 p. (In Russ.)

Naumov V.B. (1969). Thermometric study of melt inclusions in quartz phenocrysts of quartz porphyry. *Geokhimiya*, 4, pp. 494–498. (In Russ.)

Naumov V.B. (1979). Determination of concentration and pressure of volatiles in magmas from inclusions in minerals. *Geokhimiya*, 13, pp. 33–40. (In Russ.)

Pearce J.A., Harris N.B.W., Tindle A.G. (1984). Trace element discrimination diagrams for the tectonic interpretation of granitic rock. *Journal of Petrology*, 25(4), pp. 956–983. <https://doi.org/10.1093/petrology/25.4.956>

Perchuk L.L., Ryabchikov I.D. (1976). Phase correspondence in mineral systems. Moscow: Nedra, 287 p. (In Russ.)

Permyakov B.N. (2000). Chashkov-Elanchik migmatite-gneiss-granite massif (South Urals). Miass: IGZ UB RAS, 187 p. (In Russ.)

Puchkov V.N., Ivanov K.S. (1989). On the stratigraphy of black shale strata in the east of the Urals. *Ezhegodnik-1988*. Sverdlovsk: IGG UrO RAN, pp. 4–7. (In Russ.)

Puzhakov B.A., Saveliev V.P., Kuznetsov N.S., Shokh V.D., Shchulkin E.P., Shchulkina N.E., Zhdanov A.V., Dolgova O.Ya., Tarelkina E.A., Orlov M.V. (2013). State geological map of the Russian Federation. Scale

1:1 000 000 (3rd ed.). Ural series, Sheet N-41 (Chelyabinsk), Explanatory note. St. Petersburg: VSEGEI, 415 p. (In Russ.)

Puzhakov B.A., Shokh V.D., Schulkina N.E., Shchulkin E.P., Dolgova O.Ya., Orlov M.V., Popova T.A., Tarelkina E.A., Ivanov A.V. (2018). State geological map of the Russian Federation. Scale 1:200 000 (2nd ed.) South Ural series, Sheet N-41-XIII (Plast). Explanatory note. Moscow: VSEGEI, 205 p. (In Russ.)

Salop L.I. (1971). Two types of Precambrian structures: gneiss folded ovals and gneiss domes. *Bulletin MOIP. Geological department*, 4, pp. 5–30. (In Russ.)

Shevchuk V.V. (1987). Structural position of granite-gneiss domes of the Borshchevich ridge (Eastern Transbaikalia). *Proceedings of HEE. Geology and exploration*, 5, pp. 33–36. (In Russ.)

Sinita S.M. (1975). Gneiss domes of the Nerchin ridge in Eastern Transbaikalia. Novosibirsk: Nauka, 138 p. (In Russ.)

Snachev A.V., Snachev V.I., Romanovskaya M.A. (2015). The geology, petrogeochemistry, and ore content of carbonaceous deposits from the Larinsky dome (South Urals). *Moscow University Geology Bulletin*, 70(2), pp. 131–140. <https://doi.org/10.3103/S014587521502009X>

Snachev A.V., Snachev V.I., Rykus M.V. (2010). Prospects for ore-bearing carbonaceous deposits in the western framing of the Suunduk granite massif. *Neftegazovoe delo*, 8(2), pp. 11–20. (In Russ.)

Snachev V.I. (2014). Formation conditions and zoning of rocks of the metamorphic complex of the Kochkar anticlinorium (East Ural uplift). *Geologicheskii sbornik*, 11, pp. 118–122. (In Russ.)

Snachev V.I., Shchulkin E.P., Murkin V.P., Kuznetsov N.S. (1990). Magmatism of the East Ural belt of the South Urals. Ufa: Institute of Geology, BNTs, UrO of the USSR AS, 179 p. (In Russ.)

Solodov N.A., Balashov A.S., Kremenetsky A.A. (1980). Geochemistry of lithium, rubidium and cesium. Moscow: Nedra, 233 p. (In Russ.)

Sorvachev K.K. (1978). Plastic deformations in granite-gneiss structures. Moscow: Nauka, 122 p. (In Russ.)

Thermo- and barometry of metamorphic rocks (1977). Leningrad: Nauka, 207 p. (In Russ.)

Wakita H., Rey P., Schmitt R.A. (1971). Abundances of the 14 rare-earth elements and 12 other trace elements in Apollo 12 samples: five igneous and one breccia rocks and four soils. *Proceedings of the Lunar Science Conference*. Oxford: Pergamon Press, 2, pp. 1319–1329.

Zhdanov A.V., Obodov V.A., Makariev L.B., Matyushkov A.D., Molchanova E.V., Stromov V.A. (2018). State geological map of the Russian Federation. Scale 1: 200,000, 2nd ed. Yuzhnouralskaya series. Sheet N-40-XVIII (Uchaly), Explanatory note. Moscow: VSEGEI, 386 p. (In Russ.)

About the Authors

Vladimir I. Snachev (08.11.1955–08.03.2022) – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Chief Researcher, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2, Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

Aleksandr V. Snachev – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Head of the Ore Field Laboratory, Institute of Geology of the Ufa Federal Research Centre of the Russian Academy of Sciences

16/2, Karl Marx st., Ufa, 450077, Russian Federation

e-mail: Savant@rambler.ru

Vsevolod Yu. Prokofiev – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Leading Researcher, Institute of the Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy, and Geochemistry of the Russian Academy of Sciences

35, Staromonetny lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Manuscript received 22 June 2021;

Accepted 14 October 2021; Published 30 March 2022

Цифровое картографирование показателей, определяющих сорбционные свойства почв по отношению к поллютантам, по данным дистанционного зондирования Земли с применением машинного обучения

К.Г. Гиниятуллин*, И.А. Сахабиев, Е.В. Смирнова, И.А. Уразметов, Р.В. Окунев, К.А. Гордеева
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

По данным дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) проведено сравнение точности пространственного прогноза почвенных показателей, определяющих сорбционные свойства по отношению к поллютантам. Для построения пространственных карт изменения свойств почвы использовались методы машинного обучения на основе моделей регрессии опорных векторов (SVMr – support vector machine regression) и случайного леса (RF – random forest). Показано, что методы машинного моделирования с использованием ДЗЗ могут быть успешно использованы для пространственного прогноза содержания гранулометрических фракций, органического вещества, pH и емкости катионного обмена почв на участках небольшой площади. Выявлено, что пространственный прогноз содержания фракции пыли наилучшим образом моделируется с помощью алгоритма RF, тогда как остальные свойства почв, способные определить их сорбционный потенциал по отношению к поллютантам, лучше моделируются с помощью метода SVMr. В целом, оба метода машинного обучения дают близкие результаты пространственного прогноза.

Ключевые слова: сорбционные свойства почвы, пространственный прогноз, данные дистанционного зондирования Земли, методы машинного обучения

Для цитирования: Гиниятуллин К.Г., Сахабиев И.А., Смирнова Е.В., Уразметов И.А., Окунев Р.В., Гордеева К.А. (2022). Цифровое картографирование показателей, определяющих сорбционные свойства почв по отношению к поллютантам, по данным дистанционного зондирования Земли с применением машинного обучения. *Георесурсы*, 24(1), с. 84–92. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.8>

Введение

Важной проблемой функционирования и динамического развития современной горнодобывающей и перерабатывающей минеральное сырье промышленности является необходимость разработки методов объективной оценки результатов систематического или аварийного загрязнения сопредельных сред опасными соединениями. Почва – один из самых уязвимых компонентов окружающей среды, подверженных в первую очередь загрязнению нефтепродуктами и тяжелыми металлами, которые относятся к группе наиболее опасных почвенных поллютантов (Mishra, 2016). Для предприятий данной отрасли построение карт систематического загрязнения и прогнозирование масштабов аварийного загрязнения прилегающих территорий является актуальной задачей.

В последние три десятилетия для объективной пространственной оценки загрязнения почв различными поллютантами широко используются геостатистические подходы (Platenburg et al., 1988; Juang, et al., 2008; Lin et al., 2010; Milillo et al., 2012). Считается, что геостатистические методы представляют полезный инструмент для

исследования пространственной структуры загрязнителей и объективного описания степени и площади загрязнения почв (Einaх et al., 1995). Вместе с тем, интерполяция пространственных данных загрязнения почв с применением традиционных подходов кригинга может иметь ряд недостатков. Объективное разграничение загрязненных и незагрязненных участков на основе кригинга может быть затруднено вариацией оценки содержания поллютанта (например, эффектом сглаживания дисперсии) (Juang et al., 2008; Ha et al., 2014). Риски неправильного определения также могут быть связаны с недостаточной детализацией и необоснованной методикой отбора почвенных проб (Andronikov et al., 2000; Hooda et al., 2005). Недостатки кригинга могут привести как к ложноположительной, так и к ложноотрицательной оценке степени загрязненности в местах предсказания, что создает серьезные финансовые и экологические риски из-за завышенной или заниженной оценки (Cui et al., 2016). Отбор большего количества проб для получения более точных моделей поверхностного распределения загрязнителей требует слишком высоких затрат времени, денег и является часто не оправданным (Andronikov et al., 2000; Cui et al., 2016). Поэтому в последнее время при построении пространственных моделей все большее внимание уделяется методам, позволяющим при ограниченном количестве точек опробования добиться необходимой точности прогноза за счет использования более совершенных и сложных интерполяторов, использующих

* Ответственный автор: Камиль Гашикович Гиниятуллин
e-mail: ginijatullin@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

вспомогательные переменные. В работе (Lin et al., 2011) показано, что применение методов, учитывающих дополнительные предикторы при использовании логистической регрессии и регрессионного кригинга, обеспечивает более надежную оценку опасности загрязнения почв тяжелыми металлами для информационного обеспечения мониторинга, чем пространственные вероятностные модели, полученные на основе индикаторного кригинга. Комбинация многомерной статистики и геостатистический анализ также успешно применяются для определения характеристик загрязнения почв тяжелыми металлами (Saby et al., 2009; Yuan et al., 2013).

В последнее время при моделировании и прогнозе загрязнения почв уделяется много внимания использованию методов машинного обучения, а также различных гибридных методов, позволяющих существенно увеличить надежность пространственного прогноза (Lv et al., 2013; Tarasov et al., 2018; Sergeev et al., 2021; Shi et al., 2021; Sakizadeh et al., 2021). В работе (Cho et al., 2011) выполнена оценка предсказательной эффективности четырех различных моделей: множественной линейной регрессии, однокомпонентной регрессии, искусственной нейронной сети и сочетания однокомпонентной регрессии с искусственной нейронной сетью для прогнозирования концентрации мышьяка. Показано, что среди четырех различных моделей точность предсказания последней является наилучшей. В работе (Sergeev et al., 2019) проведено моделирование нелинейного крупномасштабного тренда с использованием искусственной нейронной сети с последующим моделированием остатков геостатистическими методами, что позволило добиться повышения точности прогноза загрязнения приповерхностного слоя почвы тяжелыми металлами по сравнению с базовыми моделями искусственной нейронной сети. В обзорной работе (Al-Ruzouq et al., 2020) подробно рассматриваются вопросы использования классических и современных методов машинного обучения для оценки нефтяного загрязнения различных природных сред, включая почвы, с применением технологий дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). Несмотря на все разнообразие используемых машинных и гибридных методов, в конечном счете, они базируются на использовании предикторов, которые прямо или косвенно влияют на пространственное перераспределение загрязняющих веществ по поверхности Земли, а также в пределах почвенного покрова. В качестве предикторов могут использоваться не только результаты полевого изучения почв или материалы ДЗЗ, но и данные цифровых карт изменения почвенных свойств, в том числе полученные с применением современных геостатистических методов и методов машинного обучения.

Основными первичными показателями, определяющими сорбционные свойства почв по отношению к различным классам поллютантов, являются литологический и гранулометрический состав (ГМС), содержание органического вещества, pH и емкость катионного обмена (ЕКО). Данные показатели являются определяющими для процессов аккумуляции (перемещения) в верхних горизонтах почв тяжелых металлов (Levy et al., 1992; Kabata-Pendias, 2000; Zwolak et al., 2019; Ryazanov et al., 2019; Sakizadeh et al., 2021) и в значительной степени могут определять закономерности их пространственного

распределения (Güler et al., 2010). Несмотря на то, что в понятие органические почвенные поллютанты в настоящее время включают соединения, очень сильно различающиеся по своей химической природе, в целом их поведение в почвах определяется содержанием почвенного органического вещества (ПОВ), литологическими и физико-химическими свойствами. Считается, что содержание ПОВ и, в определенной степени, его качественный состав являются основными факторами, определяющими сорбционную способность почв по отношению к большей части органических загрязняющих веществ, включая углеводороды нефти (Schneckenburger et al., 2020; Shi et al., 2020). Очевидно, что использование данных показателей в качестве предикторов при построении пространственных моделей распределения загрязнителей в пределах верхних гумусовых горизонтов почв должно быть приоритетным и может обеспечить успешное решение задач прогноза загрязнений потенциальными поллютантами.

Методики создания цифровых почвенных карт в настоящее время хорошо отработаны и широко используются в практике почвенных исследований (McBratney et al., 2003; Grunwald, 2009; Vincent et al., 2016; Цифровая почвенная картография, 2017). Для создания цифровых карт изменения почвенных показателей, включая содержание ПОВ, ГМС, химические и физико-химические свойства, находят все большее применение методы машинного обучения и глубокого обучения (Beucher et al., 2017; Zhang et al., 2018; Laborcz et al., 2018; Paterson et al., 2018; Caubet et al., 2019). Можно с высокой степенью уверенности предположить, что карты изменения в пространстве показателей, определяющих сорбционные свойства почв, при обеспечении необходимой точности и надежности могут быть использованы как источники предикторов для создания прогнозных моделей распределения загрязнителей в пределах почвенного покрова. В работе (Pahlavan-Rad et al., 2018) интерполированные карты изменения ГМС использованы как предикторы содержания ПОВ. В работе (Were et al., 2015) также для создания прогнозных карт содержания ПОВ с применением методов машинного обучения использовали интерполированные карты содержания фракций ГМС, Ca, Mg, P, K, общего азота и pH.

Вместе с тем, успешный прогноз динамики загрязнения может быть проведен только при описании пространственной неоднородности показателей, определяющих сорбционные свойства почв, которое должно масштабироваться на уровне одного отдельно взятого поля или массива потенциального загрязнения. Площадь обследуемых участков, в данном случае, может составлять всего лишь сотни или даже десятки гектар и должна быть сопоставимой с площадью обычных аварийных загрязнений. Решение подобной задачи имеет определенные трудности, связанные с обеспечением необходимой точности пространственного прогноза в местах предсказания при ограниченном количестве точек опробования (Cui, et. al., 2016), что требует объективной оценки выбора используемых предикторов и методов пространственного прогноза.

Цель настоящей работы состояла в оценке возможности использования в качестве предикторов данных ДЗЗ для пространственного прогноза почвенных показателей,

определяющих сорбционные свойства почв по отношению к поллютантам, с применением методов машинного обучения.

Материалы и методы

В качестве объекта изучения использовали отдельно взятое поле севооборота площадью 254 га, расположенное в Заинском районе Республики Татарстан. Почвенный покров участка представлен выщелоченными черноземами и неоднороден по показателям почвенных свойств. Территория была поделена на элементарные участки размерами 5 га. Всего было отобрано 50 смешанных образцов. Содержание органического углерода (ОУ) определяли сухим сжиганием (CN-анализатор Vario Max Cube Elementar), содержание фракций пыли и глины – методом лазерной седиментографии (анализатор размера частиц Microtrac SDC), pH – ионометрически, ЕКО – химическим методом. Содержание пыли и глины было преобразовано из оригинальных данных в композитные с помощью алгебраической трансформации (Loiseau et al., 2021).

В качестве источников ДЗЗ использовали данные спутника Sentinel 2, полученные с открытого сайта Европейского космического агентства. Для работы использовались изображения поверхности почвы с минимальным влиянием растительности. Этим условиям соответствовал снимок от 12 мая 2019 года. Изображения выбирались с учетом минимального влияния атмосферных возмущений, но, все же, были подвергнуты атмосферной коррекции методом DOS 1. По полученным данным рассчитывались спектральные индексы, которые представлены отношениями отдельных каналов, и индексами, характеризующими открытую поверхность (NDVI, Grain size index, Clay index, MIR index, Bare soil index, Redness index, Saturation index, Coloration index и др.). Всего было использовано 18 индексов, а также каналы 2–8, каналы 11–12 и спутника Sentinel 2. Данные отдельных каналов и спектральных индексов экстрагировались и усреднялись по элементарным участкам отбора почвенных проб. Географическая привязка результатов анализов почвенных проб приводилась к центру элементарного участка.

Для прогноза были использованы модели регрессии на основе опорных векторов (SVMr – support vector machine regression) и модели случайного леса (RF – random forest). Регрессия на основе опорных векторов представляет собой контролируемый непараметрический метод машинного обучения. Благодаря способности обрабатывать нелинейные отношения и эффективности в обобщении, SVMr показал себя многообещающим методом в различных почвенных исследованиях (Cortes et al., 1995; Smola et

al., 2004; Pasolli et al., 2011; Deiss et al., 2020; Taghizadeh-Mehrjardi et al., 2021).

Случайный лес – это древовидный алгоритм машинного обучения, который в основном использовался для задач классификации. Несколько сравнительных исследований доказали, что это один из лучших и доступных в настоящее время методов машинного обучения (Biau et al., 2016; Hengl et al., 2018).

Модели RF и SVMr подвергались процедуре настройки. Проверка моделей производилась с помощью процедуры бутстрапа с учетом оптимизма производительности (Hartrell, 2001). Вначале рассчитывались значения производительности моделей для отдельных выборок бутстрапа. В последующем рассчитывалась производительность к исходным данным. Показатель оптимизма прогнозирующей способности определялся путем вычитания усредненных значений производительности моделей отдельных выборок бутстрапа и моделей на основе исходных данных. Итоговыми значениями производительности считались значения без показателя оптимизма. Мерами оценки моделей являлись средняя абсолютная ошибка (MAE – mean absolute error), среднеквадратичная ошибка (RMSE – root mean square error) и коэффициент детерминации (R^2), формулы расчета которых представлены ниже.

Средняя абсолютная ошибка:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |p_i - o_i|;$$

Среднеквадратичная ошибка:

$$RMSE = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_i - o_i)^2 \right]^{1/2};$$

Коэффициент детерминации:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (o_i - p_i)^2}{\sum_{i=1}^n (o_i - \bar{o})^2};$$

где p_i – прогнозируемое значение показателя, o_i – наблюдаемое значение показателя.

Наилучшими признавались модели с минимальным значением RMSE, MAE и максимальным значением R^2 . Работа с растровыми изображениями и моделирование проводилось в среде объектно-ориентированного языка R.

Результаты

В таблице 1 представлены описательные статистические данные изученных почв. Среднее содержание фракции пыли на участке исследования составляет 76.4 %, глины – 9.9 %, варибельность показателей слабая. Среднее содержание органического углерода – 4.0 % при

Почвенный показатель	ГМС, %		Органический углерод, %	pH	ЕКО, ммоль (экв)/100 г
	Пыль (0.002-0.05 мм)	Глина, (<0.002 мм)			
Минимальное значение	72.2	8.6	2.7	4.9	42.0
Максимальное значение	79.3	11.2	5.6	6.4	73.0
Размах варьирования	7.1	2.6	2.9	1.5	31.0
Среднее значение	76.4	9.9	4.0	5.5	59.8
Коэффициент вариации, %	1.5	5.2	18.7	6.1	12.3
Оценка коэффициента вариации	Слабая	Слабая	Средняя	Слабая	Средняя

Табл. 1. Описательные статистические данные свойств почв

средней вариабельности. Среднее значение величины ЕКО – 59.8 ммоль(экв)/100 г, вариабельность средняя. Вариабельность рН оценивается как слабая.

Перед моделированием пространственного распределения почвенных свойств была оценена их взаимосвязь с данными ДЗЗ на основе корреляции по методу Спирмена (рис. 1). При построении диаграммы корреляций были удалены индексы, имеющие полную корреляцию друг с другом (т.е. $r = -1$ или $r = 1$).

Наибольшую связь со спектральными индексами имеет содержание ОУ. Коэффициент корреляции с индексом BI составляет $r = -0.71$, а с индексом открытой поверхности почвы BSI 2 – $r = 0.78$. Содержание глины лучше коррелирует с индексом NDVI $r = -0.52$, а содержание пыли – с индексом SI $r = -0.50$, тогда как показатель рН наиболее тесно связан с индексом BSI 2 ($r = -0.44$). Из исследуемых показателей ЕКО менее всего коррелирует с данными ДЗЗ, наибольшее значение коэффициента корреляции приходится на спектральный канал 6 и составляет $r = 0.33$. Таким образом, исследуемые свойства имеют разную взаимосвязь со спектральными индексами.

Из двух моделей наилучший результат для содержания глины получен при использовании метода RF, так как этот алгоритм дает более низкое значение MAE равное 0.02 и более высокое значение коэффициента детерминации ($R^2 = 0.67$). Для содержания фракции пыли показатель MAE для модели RF ниже и соответствует 0,03, однако показатель RMSE ниже при применении SVMr ($RMSE = 0.61$).

Тем не менее, по значению коэффициента детерминации обе модели показали одинаковый результат ($R^2 = 0.72$). Показатель рН почвы наилучшим образом моделируется при применении SVMr, здесь значение R^2 существенно выше ($R^2 = 0.84$).

Пространственное распределение ОУ хорошо прогнозируется с использованием данных ДЗЗ. В этом случае обе модели показали высокие значения коэффициента детерминации ($R^2_{SVMr} = 0.83$ и $R^2_{RF} = 0.81$). Все же лучшим являлось применение модели SVMr, поскольку в этом случае остальные метрики имеют более низкие значения. Пространственная изменчивость ЕКО при использовании спектральных индексов прогнозируется существенно хуже, чем ОУ, поскольку в отличие от содержания ОУ показатель ЕКО не имеет прямого влияния на спектральные характеристики отражательной способности поверхности почв. Содержание ПОВ непосредственно определяет цветовые характеристики почв и имеет тесную связь со значениями спектрального отражения их поверхности. Для прогнозирования изменчивости ЕКО больше подходит алгоритм SVMr с более низким значением RMSE равным 4.25 и более высоким коэффициентом детерминации ($R^2 = 0.67$). По данным оценок RMSE, MAE, R^2 можно сделать общий вывод, что применение алгоритмов SVMr и RF дает близкие показатели надежности пространственного прогноза. Все же модель RF может быть признана лучшей для прогнозирования содержания глины, в остальных случаях лучшей можно признать модель SVMr (рис. 2, табл. 2).

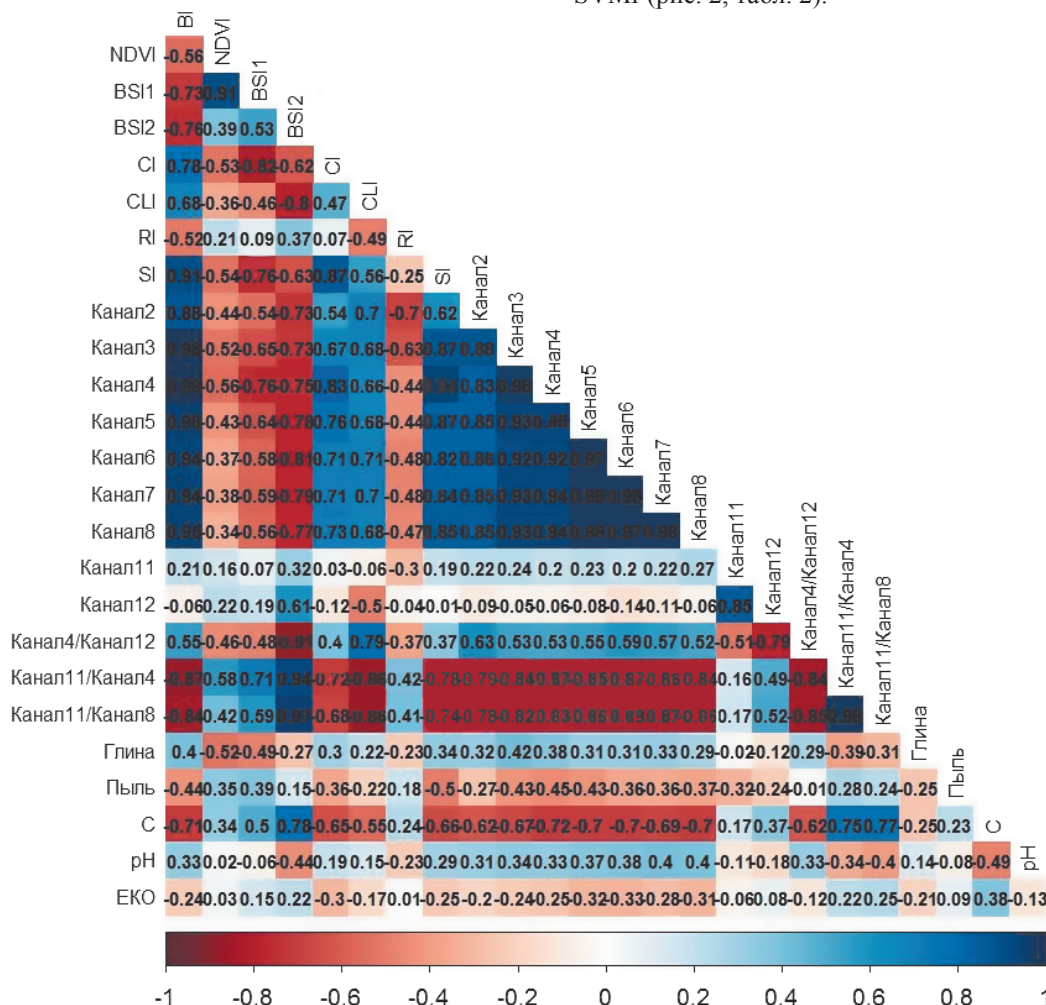


Рис. 1. Диаграмма корреляций свойств почв и данных дистанционного зондирования

Полученные результаты в целом сопоставимы с данными других исследований. В работе (Mahmoudzadeh et al., 2021) проведено сравнение пяти различных методов машинного обучения для создания карты содержания ПОВ, получены близкие результаты пространственного прогноза, но все же лучший результат показал алгоритм случайного леса. В работе (Matinfara et al., 2021) показано, что использование гибридных моделей машинного обучения при комбинации с ковариатами геоморфометрии и дистанционного зондирования позволяет моделировать и прогнозировать содержание ПОВ с приемлемой

точностью в масштабах одного поля. В работе (Were et al., 2015) применение моделей регрессии опорных векторов, искусственных нейронных сетей (ANN – Artificial neural network) и случайных лесов также показали одинаковую пространственную структуру изменения в почвенном покрове запасов ПОВ.

Полученные модели были использованы для создания карт пространственного распределения почвенных свойств (рис. 2). Почва в юго-западной части поля содержит больше фракции глины и меньше пыли. В целом, участок имеет неоднородное распределение

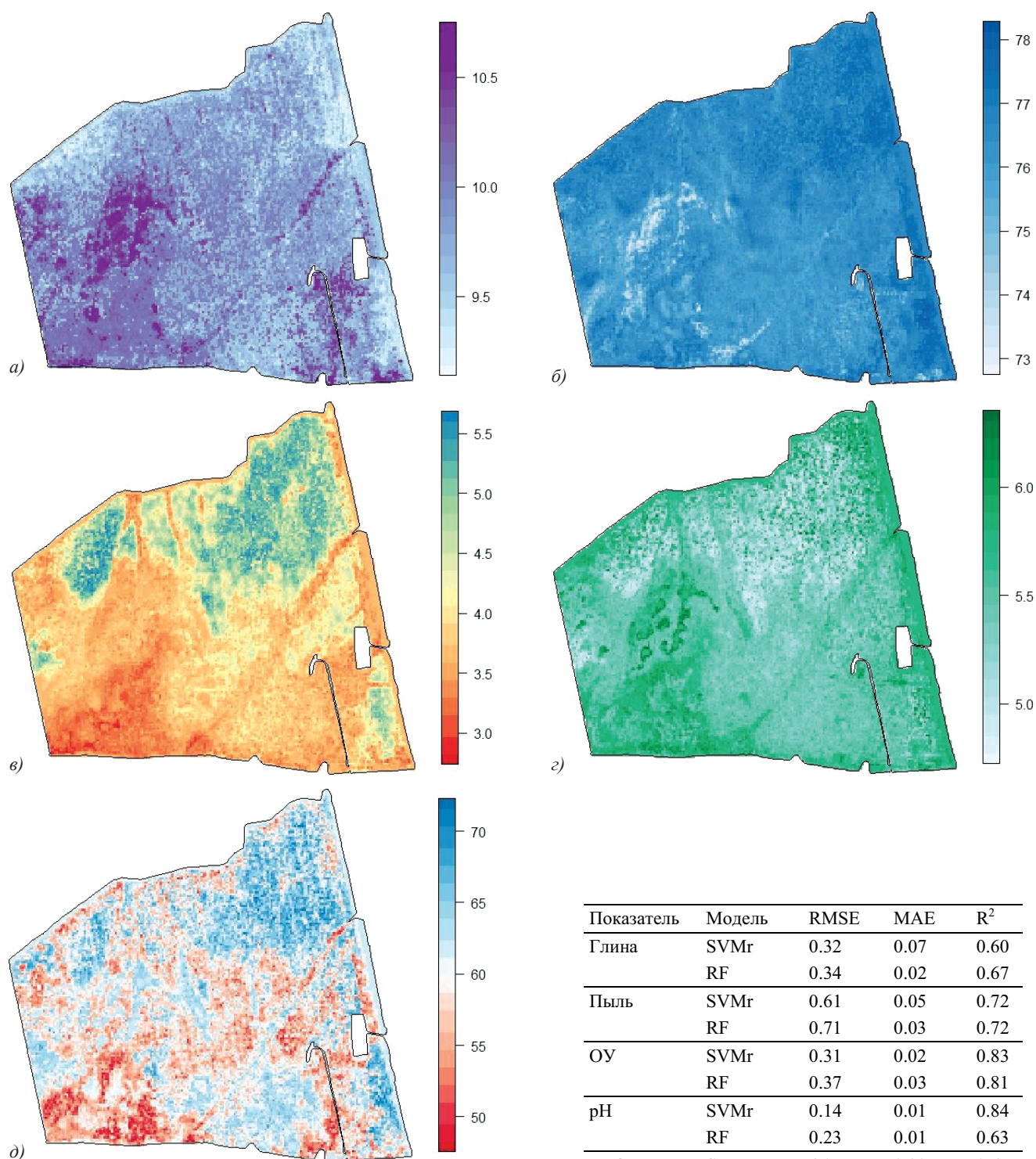


Рис. 2. Итоговые карты пространственного распределения почвенных свойств. а) Фракция глины, %; б) Фракция пыли, %; в) ОУ, %, г) pH, ед., д) ЕКО, ммоль (экв)/100 г.

Показатель	Модель	RMSE	MAE	R ²
Глина	SVMr	0.32	0.07	0.60
	RF	0.34	0.02	0.67
Пыль	SVMr	0.61	0.05	0.72
	RF	0.71	0.03	0.72
ОУ	SVMr	0.31	0.02	0.83
	RF	0.37	0.03	0.81
pH	SVMr	0.14	0.01	0.84
	RF	0.23	0.01	0.63
ЕКО	SVMr	4.25	0.32	0.67
	RF	5.31	0.21	0.60

Табл. 2. Показатели оценки точности моделей

гранулометрических фракций. Наиболее контрастным показателем является содержание ОУ. Карта позволяет условно разделить территорию на две зоны: северную с содержанием ОУ от 4.5 % до 5.5 % и южную с изменением значений от 2.7 % до 4.5 %. Карта рН показывает небольшие пространственные изменения показателя, которые составляют всего одну единицу. Влияние выше названных показателей дает контрастность участка по величине ЕКО.

Таким образом, пространственное распределение почвенных свойств на участке, несмотря на его небольшие размеры, характеризуется достаточно существенной пространственной неоднородностью, которая должна учитываться при определении рисков потенциального загрязнения поллютантами.

Можно сделать вывод, что методы машинного обучения при использовании данных ДЗЗ, полученных из спутника Sentinel 2 с пространственным разрешением 10 м, для территорий с ограниченной площадью обеспечивают построение пространственных карт с относительно точным прогнозом распределения показателей почвы, которые определяют сорбционные свойства по отношению к поллютантам. Карты, полученные с использованием различных алгоритмов (RF и SVMr), дают близкие результаты прогноза и могут быть эффективно использованы как предикторы при создании прогнозных карт загрязнения.

Заключение

Задача создания прогнозных карт загрязненности территорий имеет очень важный аспект, связанный с необходимостью объективного определения источников поступления поллютантов в почвы (Güler et. al., 2010; Lv et. al., 2013). Наряду с промышленными предприятиями, важными источником загрязнения почв тяжелыми металлами в настоящее время является сельское хозяйство за счет внесения минеральных удобрений, пестицидов/гербицидов, орошения загрязненными водами (Güler et. al., 2010). Значительное поступление отдельных тяжелых металлов связывают с урбанизацией территорий (Shi et. al., 2020). Поступление органических поллютантов также может быть связано с сельским хозяйством, с полигонами отходов, городской деятельностью (Mishra, 2016). Например, существенное поступление в окружающую среду полиароматических углеводородов может быть наряду с загрязнением нефтью и нефтепродуктами связано с естественными источниками (лесными и степными пожарами, вулканизмом), а также сжиганием древесины, нефтепродуктов, угля (Цибарт и др., 2013). Создание карт пространственного распределения поллютантов на основе данных полевых исследований и применения методов машинного обучения, учитывающих вспомогательные предикторы, включая показатели пространственной неоднородности сорбционных свойств почв, позволяет существенно повысить их точность и надежность (Shi et al., 2020). Применение данных карт может обеспечить объективность определения источников загрязнения и ответственности за причиняемый экологический ущерб (Saby et al., 2009; Yuan et al., 2013; Shi et al., 2020).

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, проект № 19-29-05061-мк.

Литература

- Цибарт А.С., Геннадиев А.Н. (2013). Полициклические ароматические углеводороды в почвах: источники, поведение, индикационное значение (обзор). *Почвоведение*, 7, с. 788–802. <https://doi.org/10.7868/S0032180X13070125>
- Цифровая почвенная картография (2017). М.: Изд-во РУДН, 152 с.
- Al-Ruzouq R., Gibril M. A., Abdallah S., Kais A., Hamed O., Saeed Al-M., Mohamad K. (2020). Sensors, Features, and Machine Learning for Oil Spill Detection and Monitoring: A Review. *Remote Sensing*, 12, 3338. <https://doi.org/10.3390/rs12203338>
- Andronikov S.V., Davidson D.A., Spiers R.B. (2000). Variability in Contamination by Heavy Metals: Sampling Implications. *Water, Air, & Soil Pollution*, 120, pp. 29–45. <https://doi.org/10.1023/A:1005261522465>
- Beucher A., Adhikari K., Breuning-Madsen H., Greve M.B., Österholm P., Frøjdø S., Jensen N.H., Greve M.H. (2017). Mapping potential acid sulfate soils in Denmark using legacy data and LiDAR-based derivatives. *Geoderma*, 308, pp. 363–372. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2016.06.001>
- Biau G., Scornet E. (2016). A random forest guided tour. *Test*, 25, pp. 197–227. <https://doi.org/10.1007/s11749-016-0481-7>
- Caubet M., Dobarco R. M., Arrouays D., Minasny B., Saby N. (2019). Merging country, continental and global predictions of soil texture: Lessons from ensemble modelling in France. *Geoderma*, 337, pp. 99–110. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2018.09.007>
- Cho K.H., Sthiannopkao S., Pachepsky Y.A., Kim K.W., Kim J.H. (2011). Prediction of contamination potential of groundwater arsenic in Cambodia, Laos, and Thailand using artificial neural network. *Water Res.*, 45(17), pp. 5535–5544. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2011.08.010>
- Cortes C., Vapnik V. (1995). Support-vector networks. *Mach. Learn.*, 20, pp. 273–297. <https://doi.org/10.1007/BF00994018>
- Cui Y.-Q., Yoneda M., Shimada Y., Matsui Y. (2016). Cost-Effective Strategy for the Investigation and Remediation of Polluted Soil Using Geostatistics and a Genetic Algorithm Approach. *Journal of Environmental Protection*, 07(01), pp. 99–115. <https://doi.org/10.4236/jep.2016.71010>
- Deiss L., Margenot A.J., Culman S.W., Demyan M.S. (2020). Tuning support vector machines regression models improves prediction accuracy of soil properties in MIR spectroscopy. *Geoderma*, 365, 114227. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2020.114227>
- Einax J., Soldt U., Geostatistical investigations of polluted soils. (1995). Fresenius' Journal of Analytical Chemistry, 351, pp. 48–53. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2012.06.006>
- Grunwald S. (2009). Multi-criteria characterization of recent digital soil mapping and modeling approaches. *Geoderma*, 152, pp. 195–207. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2009.06.003>
- Güler C., Alpaslan M., Kurt M.A. (2010). Deciphering factors controlling trace element distribution in the soils of Karaduvar industrial-agricultural area (Mersin, SE Turkey). *Environ Earth Sci*, 60, pp. 203–218. <https://doi.org/10.1007/s12665-009-0180-8>
- Ha H., Olson J.R., Bian L., Rogerson P.A. (2014). Analysis of Heavy Metal Sources in Soil Using Kriging Interpolation on Principal Components. *Environmental Science & Technology*, 48, pp. 4999–5007. <https://doi.org/10.1021/es405083f>
- Harrell F.E.Jr. (2001). Regression Modeling Strategies. With Applications to Linear Models, Logistic Regression, and Survival Analysis. Springer, 507 p. <https://doi.org/10.1007/978-1-4757-3462-1>
- Hengl T., Nussbaum M., Wright M.N., Heuvelink G.B.M., Gräler B. (2018). Random forest as a generic framework for predictive modeling of spatial and spatio-temporal variables. *PeerJ*, 6, e5518. <https://doi.org/10.7717/peerj.5518>
- Hooda, P.S., Glavinandp R.J. (2005). A Practical Examination of the Use of Geostatistics in the Remediation of a Site with a Complex Metal Contamination History. *Soil and Sediment Contamination*, 14, pp. 155–169. <https://doi.org/10.1080/15320380590911814>
- Juang K.-W., Liao W.-J., Liu T.-L., Tsui L., Lee D.-Y. (2008). Additional sampling based on regulation threshold and kriging variance to reduce the probability of false delineation in a contaminated site. *Science of the Total Environment*, 389, pp. 20–28. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2007.08.025>

- Kabata-Pendias A. (2000). Trace Elements in Soils and Plants. CRC Press, 403 p. <https://doi.org/10.1201/9781420039900>
- Laborci A., Gábor S., Kaposi A., László P. (2018). Comparison of soil texture maps synthesized from standard depth layers with directly compiled products. *Geoderma*, 352, pp. 360–372. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2018.01.020>
- Levy D.B., Barbarrick K.A., Siemer E.G., Sommers L.E. (1992). Distribution and partitioning of trace metals in contaminated soils near Leadville, Colorado. *J Environ Qual*, 21, pp. 185–195. <https://doi.org/10.2134/jeq1992.004724250002100020006x>
- Lin Y.-P., Cheng B.-Y., Chu H.-J., Chang T.-K., Yu H.-L. (2011). Assessing how heavy metal pollution and human activity are related by using logistic regression and kriging methods. *Geoderma*, 163(3–4), pp. 275–282. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2011.05.004>
- Lin Y.-P., Chu H.-J., Huang Y.-L., Cheng B.-Y., Chang T.-K. (2010). Modeling Spatial Uncertainty of Heavy Metal Content in Soil by Conditional Latin Hypercube Sampling and Geostatistical Simulation. *Environmental Earth Sciences*, 62, pp. 299–311. <https://doi.org/10.1007/s12665-010-0523-5>
- Loiseau T., Arrouays D., Richer-de-Forges A., Lagacherie P., Ducommun C., Minasny B. (2021). Density of soil observations in digital soil mapping: A study in the Mayenne region, France. *Geoderma Reg.*, 24, e00358. <https://doi.org/10.1016/j.geodrs.2021.e00358>
- Ly J., Yang L., Zhang Z., Dai J. (2013). Factorial kriging and stepwise regression approach to identify environmental factors influencing spatial multi-scale variability of heavy metals in soils. *Journal of Hazardous Materials*, 261(15), pp. 387–397. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2013.07.065>
- Mahmoudzadeh H., Matinfar H.R., Taghizadeh-Mehrjardi R., Kerry R. (2020). Spatial prediction of soil organic carbon using machine learning techniques in western Iran. *Geoderma Reg.*, 21, e00260. <https://doi.org/10.1016/j.geodrs.2020.e00260>
- Matinfar H. R., Maghsodi Z., Mousavi S. R., Rahmani A. (2021). Evaluation and Prediction of Topsoil organic carbon using Machine learning and hybrid models at a Field-scale. *Catena*, 202, pp. 105258. <https://doi.org/10.1016/j.catena.2021.105258>
- McBratney A.B., Mendonça Santos M.L., Minasny B. (2003). On digital soil mapping. *Geoderma*, 117, pp. 3–52. [https://doi.org/10.1016/S0016-7061\(03\)00223-4](https://doi.org/10.1016/S0016-7061(03)00223-4)
- Milillo T.M., Sinha G., Gardella J.A. (2012). Use of Geostatistics for Remediation Planning to Transcend Urban Political Boundaries. *Environmental Pollution*, 170, pp. 52–62. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2012.06.006>
- Mishra R., Naseer M., Nilanjan R. (2016). Soil pollution: Causes, effects and control. *Van Sanyan*, 3, pp. 1–14.
- Pahlavan-Rad M.R., Dahmardeh K., Brungard C. (2018). Predicting soil organic carbon concentrations in a low relief landscape, eastern Iran. *Geoderma Reg.*, 15, e00195. <https://doi.org/10.1016/j.geodrs.2018.e00195>
- Pasolli L., Notarnicola C., Bruzzone L. (2011). Estimating soil moisture with the support vector regression technique. *IEEE Geosci. Remote Sens. Lett.*, 8, pp. 1080–1084. <https://doi.org/10.1109/LGRS.2011.2156759>
- Paterson S., Minasny B., Mcbratney A. (2018). Spatial variability of Australian soil texture: A multiscale analysis. *Geoderma*, 309, pp. 60–74. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2017.09.005>
- Platenburg R.J.P.M., Tuinhof H., Bot A.P., Iwaco B.V. (1988). Geostatistics in Soil Pollution Research. Contaminated Soil '88. Springer, Dordrecht, pp. 209–211. https://doi.org/10.1007/978-94-009-2807-7_32
- Ryazanov S. S., Ivanov D. V., Kulagina V. I. (2019). Heavy metals in topsoils of the Republic of Tatarstan. *Russian Journal of Ecosystem Ecology*, 4(3), pp. 1–14. <https://doi.org/10.21685/2500-0578-2019-3-4>
- Saby N., Thioulouse J., Jolivet C., Ratie C., Boulonne L., Bispo A., Arrouays D. (2009). Multivariate analysis of the spatial patterns of 8 trace elements using the French monitoring network data. *Science of the Total Environment*, 407, pp. 5644–5652. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2009.07.002>
- Sakizadeh M., Martín J.A.R. (2021). Spatial methods to analyze the relationship between Spanish soil properties and cadmium content. *Chemosphere*, 268, 129347. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2020.129347>
- Schneckenburger T., Thiele-Bruhn S. (2020). Sorption of PAHs and PAH derivatives in peat soil is affected by prehydration status: the role of SOM and sorbate properties. *J Soils Sediments*, 20, pp. 3644–3655. <https://doi.org/10.1007/s11368-020-02695-z>
- Sergeev A.P., Buevich A.G., Baglaeva E.M., Shichkin A.V. (2019). Combining spatial autocorrelation with machine learning increases prediction accuracy of soil heavy metals. *Catena*, 174, pp. 425–435. <https://doi.org/10.1016/j.catena.2018.11.037>
- Shi B., Ngueleu S.K., Rezanezhad F., Slowinski S., Pronk G.J., Smeaton C.M., Stevenson K., Al-Raoush R.I., Van Cappellen P. (2020) Sorption and Desorption of the Model Aromatic Hydrocarbons Naphthalene and Benzene: Effects of Temperature and Soil Composition. *Front. Environ. Chem*, 1, 581103. <https://doi.org/10.3389/fenvc.2020.581103>
- Shi T., Yang C., Liu H., Wu C., Wang Z., Li H., Zhang H., Guo L., Wu G., Su F. (2021). Mapping lead concentrations in urban topsoil using proximal and remote sensing data and hybrid statistical approaches. *Environmental Pollution*, 272, 116041. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2020.116041>
- Smola A.J., Scholkopf B. (2004). A tutorial on support vector regression. *Stat. Comput.*, 14, pp. 199–222. <https://doi.org/10.1023/B:STCO.0000035301.49549.88>
- Taghizadeh-Mehrjardi R., Schmidt K., Toomanian N., Heung B., Behrens T., Mosavi A., Band S.S., Amirian-Chakan A., Fathabadi A., Scholten T. (2021). Improving the spatial prediction of soil salinity in arid regions using wavelet transformation and support vector regression models. *Geoderma*, 383, 114793. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2020.114793>
- Tarasov D.A., Buevich A.G., Sergeev A.P., Shichkin A.V. (2018). High variation topsoil pollution forecasting in the Russian Subarctic: Using artificial neural networks combined with residual kriging. *Applied Geochemistry*, 88, Part B, pp. 188–197. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2017.07.007>
- Vincent S., Lemerrier B., Berthier L., Walte C. (2018). Spatial disaggregation of complex Soil Map Units at the regional scale based on soil-landscape relationships. *Geoderma*, 311, pp. 130–142. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2016.06.006>
- Were K., Bui D.T., Dick Ø.B., Singh B.R. (2015). A comparative assessment of support vector regression, artificial neural networks, and random forests for predicting and mapping soil organic carbon stocks across an Afrotropical landscape. *Ecol. Indic.*, 52, pp. 394–403. <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2014.12.028>
- Yuan G., Sun T., Han P., Li J. (2013). Environmental geochemical mapping and multivariate geostatistical analysis of heavy metals in topsoils of a closed steel smelter: Capital Iron and Steel Factory, Beijing, China. *Journal of Geochemical Exploration*, 130, pp. 15–21. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2013.02.010>
- Zhang L., Liu Y., Li X., Huang L., Yu D., Shi X., Chen H., Xing S. (2018). Effects of soil map scales on simulating soil organic carbon changes of upland soils in Eastern China. *Geoderma*, 312, pp. 159–169. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2017.10.017>
- Zwolak A., Sarzyńska M., Szpyrka E., Stawarczyk K. (2019). Sources of Soil Pollution by Heavy Metals and Their Accumulation in Vegetables: a Review. *Water, Air, & Soil Pollution*, 230(164). <https://doi.org/10.1007/s11270-019-4221-y>

Сведения об авторах

Камиль Гашикович Гиниятуллин – канд. биол. наук, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18
e-mail: ginijatullin@mail.ru

Ильназ Алимович Сахабиев – старший преподаватель Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Елена Васильевна Смирнова – канд. биол. наук, зав. кафедрой, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Ильдар Анварович Уразметов – канд. пед. наук, доцент Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Родион Владимирович Окунев – канд. биол. наук, доцент, Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Карина Андреевна Гордеева – аспирант Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Статья поступила в редакцию 22.07.2021;

Принята к публикации 12.10.2021; Опубликована 30.03.2022

Digital mapping of indicators that determine the sorption properties of soils in relation to pollutants, according to remote sensing data of the Earth using machine learning

K.G. Giniyatullin*, I.A. Sahabiev, E.V. Smirnova, I.A. Urazmetov, R.V. Okunev, K.A. Gordeeva

Kazan Federal University, Kazan, Russia

*Corresponding author: Kamil G. Giniyatullin, e-mail: giniyatullin@mail.ru

Abstract. According to the data of remote sensing of the Earth, the accuracy of the spatial prediction of soil indicators determining sorption properties in relation to pollutants was compared. To build spatial maps of changes in soil properties, machine learning methods based on support vector regression models (SVMr) and random forest (RF) were used. It was shown that the methods of machine modeling using remote sensing can be successfully used for spatial prediction of the content of particle size fractions, organic matter, pH and the capacity of cation exchange of soils in small areas. It is shown that the spatial prediction of the content of silt fraction is best modeled using the RF algorithm, while the other properties of soils that can determine their sorption potential in relation to pollutants are better modeled using the SVMr method. In general, both machine learning methods have similar spatial prediction results.

Keywords: sorption properties of soil, spatial prediction, remote sensing data of the Earth, machine learning methods

Acknowledgements

This research was funded by the Russian Foundation for Basic Research, research project No. 19-29-05061-mk.

Recommended citation: Giniyatullin K.G., Sahabiev I.A., Smirnova E.V., Urazmetov I.A., Okunev R.V., Gordeeva K.A. (2022). Digital mapping of indicators that determine the sorption properties of soils in relation to pollutants, according to remote sensing data of the Earth using machine learning. *Georesursy = Georesources*, 24(1), pp. 84–92. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.8>

References

- Al-Ruzouq R., Gibril M. A., Abdallah S., Kais A., Hamed O., Saeed Al-M., Mohamad K. (2020). Sensors, Features, and Machine Learning for Oil Spill Detection and Monitoring: A Review. *Remote Sensing*, 12, 3338. <https://doi.org/10.3390/rs12203338>
- Andronikov S.V., Davidson D.A., Spiers R.B. (2000). Variability in Contamination by Heavy Metals: Sampling Implications. *Water, Air, & Soil Pollution*, 120, pp. 29–45. <https://doi.org/10.1023/A:1005261522465>
- Beucher A., Adhikari K., Breuning-Madsen H., Greve M.B., Österholm P., Fröjdö S., Jensen N.H., Greve M.H. (2017). Mapping potential acid sulfate soils in Denmark using legacy data and LiDAR-based derivatives. *Geoderma*, 308, pp. 363–372. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2016.06.001>
- Biau G., Scornet E. (2016). A random forest guided tour. *Test*, 25, pp. 197–227. <https://doi.org/10.1007/s11749-016-0481-7>
- Caubet M., Dobarco R. M., Arrouays D., Minasny B., Saby N. (2019). Merging country, continental and global predictions of soil texture: Lessons from ensemble modelling in France. *Geoderma*, 337, pp. 99–110. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2018.09.007>
- Cho K.H., Sthiannopkao S., Pachepsky Y.A., Kim K.W., Kim J.H. (2011). Prediction of contamination potential of groundwater arsenic in Cambodia, Laos, and Thailand using artificial neural network. *Water Res.*, 45(17), pp. 5535–5544. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2011.08.010>
- Cortes C., Vapnik V. (1995). Support-vector networks. *Mach. Learn.*, 20, pp. 273–297. <https://doi.org/10.1007/BF00994018>
- Cui Y.-Q., Yoneda M., Shimada Y., Matsui Y. (2016). Cost-Effective Strategy for the Investigation and Remediation of Polluted Soil Using Geostatistics and a Genetic Algorithm Approach. *Journal of Environmental Protection*, 07(01), pp. 99–115. <https://doi.org/10.4236/jep.2016.71010>
- Deiss L., Margenot A.J., Culman S.W., Demyan M.S. (2020). Tuning support vector machines regression models improves prediction accuracy of soil properties in MIR spectroscopy. *Geoderma*, 365, 114227. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2020.114227>
- Digital soil cartography (2017). Moscow: RUDN University, 152 p. (In Russ.)
- Einax J., Soldt U., Geostatistical investigations of polluted soils. (1995). Fresenius' Journal of Analytical Chemistry, 351, pp. 48–53. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2012.06.006>
- Grunwald S. (2009). Multi-criteria characterization of recent digital soil mapping and modeling approaches. *Geoderma*, 152, pp. 195–207. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2009.06.003>
- Güler C., Alpaslan M., Kurt M.A. (2010). Deciphering factors controlling trace element distribution in the soils of Karaduvar industrial-agricultural area (Mersin, SE Turkey). *Environ Earth Sci*, 60, pp. 203–218. <https://doi.org/10.1007/s12665-009-0180-8>
- Ha H., Olson J.R., Bian L., Rogerson P.A. (2014). Analysis of Heavy Metal Sources in Soil Using Kriging Interpolation on Principal Components. *Environmental Science & Technology*, 48, pp. 4999–5007. <https://doi.org/10.1021/es405083f>
- Harrell F.E.Jr. (2001). Regression Modeling Strategies. With Applications to Linear Models, Logistic Regression, and Survival Analysis. Springer, 507 p. <https://doi.org/10.1007/978-1-4757-3462-1>
- Hengl T., Nussbaum M., Wright M.N., Heuvelink G.B.M., Gräler B. (2018). Random forest as a generic framework for predictive modeling of spatial and spatio-temporal variables. *PeerJ*, 6, e5518. <https://doi.org/10.7717/peerj.5518>
- Hooda, P.S., Glavinandp R.J. (2005). A Practical Examination of the Use of Geostatistics in the Remediation of a Site with a Complex Metal Contamination History. *Soil and Sediment Contamination*, 14, pp. 155–169. <https://doi.org/10.1080/15320380590911814>
- Juang K.-W., Liao W.-J., Liu T.-L., Tsui L., Lee D.-Y. (2008). Additional sampling based on regulation threshold and kriging variance to reduce the probability of false delineation in a contaminated site. *Science of the Total Environment*, 389, pp. 20–28. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2007.08.025>
- Kabata-Pendias A. (2000). Trace Elements in Soils and Plants. CRC Press, 403 p. <https://doi.org/10.1201/9781420039900>
- Laborezi A., Gábor S., Kaposi A., László P. (2018). Comparison of soil texture maps synthesized from standard depth layers with directly compiled products. *Geoderma*, 352, pp. 360–372. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2018.01.020>
- Levy D.B., Barbarrick K.A., Siemer E.G., Sommers L.E. (1992). Distribution and partitioning of trace metals in contaminated soils near Leadville, Colorado. *J Environ Qual*, 21, pp. 185–195. <https://doi.org/10.2134/jeq1992.00472425002100020006x>
- Lin Y.-P., Cheng B.-Y., Chu H.-J., Chang T.-K., Yu H.-L. (2011). Assessing how heavy metal pollution and human activity are related by using logistic regression and kriging methods. *Geoderma*, 163(3–4), pp. 275–282. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2011.05.004>
- Lin Y.-P., Chu H.-J., Huang Y.-L., Cheng B.-Y., Chang T.-K. (2010). Modeling Spatial Uncertainty of Heavy Metal Content in Soil by Conditional Latin Hypercube Sampling and Geostatistical Simulation. *Environmental Earth Sciences*, 62, pp. 299–311. <https://doi.org/10.1007/s12665-010-0523-5>
- Loiseau T., Arrouays D., Richer-de-Forges A., Lagacherie P., Ducommun C., Minasny B. (2021). Density of soil observations in digital soil mapping:

A study in the Mayenne region, France. *Geoderma Reg.*, 24, e00358. <https://doi.org/10.1016/j.geodrs.2021.e00358>

Ly J., Yang L., Zhang Z., Dai J. (2013). Factorial kriging and stepwise regression approach to identify environmental factors influencing spatial multi-scale variability of heavy metals in soils. *Journal of Hazardous Materials*, 261(15), pp. 387–397. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2013.07.065>

Mahmoudzadeh H., Matinfar H.R., Taghizadeh-Mehrjardi R., Kerry R. (2020). Spatial prediction of soil organic carbon using machine learning techniques in western Iran. *Geoderma Reg.*, 21, e00260. <https://doi.org/10.1016/j.geodrs.2020.e00260>

Matinfar H. R., Maghsodi Z., Mousavi S. R., Rahmani A. (2021). Evaluation and Prediction of Topsoil organic carbon using Machine learning and hybrid models at a Field-scale. *Catena*, 202, pp. 105258. <https://doi.org/10.1016/j.catena.2021.105258>

McBratney A.B., Mendonça Santos M.L., Minasny B. (2003). On digital soil mapping. *Geoderma*, 117, pp. 3–52. [https://doi.org/10.1016/S0016-7061\(03\)00223-4](https://doi.org/10.1016/S0016-7061(03)00223-4)

Milillo T.M., Sinha G., Gardella J.A. (2012). Use of Geostatistics for Remediation Planning to Transcend Urban Political Boundaries. *Environmental Pollution*, 170, pp. 52–62. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2012.06.006>

Mishra R., Naseer M., Nilanjan R. (2016). Soil pollution: Causes, effects and control. *Van Sangyan*, 3, pp. 1–14.

Pahlavan-Rad M.R., Dahmardeh K., Brungard C. (2018). Predicting soil organic carbon concentrations in a low relief landscape, eastern Iran. *Geoderma Reg.*, 15, e00195. <https://doi.org/10.1016/j.geodrs.2018.e00195>

Pasolli L., Notarnicola C., Bruzzone L. (2011). Estimating soil moisture with the support vector regression technique. *IEEE Geosci. Remote Sens. Lett.*, 8, pp. 1080–1084. <https://doi.org/10.1109/LGRS.2011.2156759>

Paterson S., Minasny B., Mcbratney A. (2018). Spatial variability of Australian soil texture: A multiscale analysis. *Geoderma*, 309, pp. 60–74. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2017.09.005>

Platenburg R.J.P.M., Tuinhof H., Bot A.P., Iwaco B.V. (1988). Geostatistics in Soil Pollution Research. Contaminated Soil '88. Springer, Dordrecht, pp. 209–211. https://doi.org/10.1007/978-94-009-2807-7_32

Ryazanov S. S., Ivanov D. V., Kulagina V. I. (2019). Heavy metals in topsoils of the Republic of Tatarstan. *Russian Journal of Ecosystem Ecology*, 4(3), pp. 1–14. <https://doi.org/10.21685/2500-0578-2019-3-4>

Saby N., Thioulouse J., Jolivet C., Ratie C., Boulonne L., Bispo A., Arrouays D. (2009). Multivariate analysis of the spatial patterns of 8 trace elements using the French monitoring network data. *Science of the Total Environment*, 407, pp. 5644–5652. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2009.07.002>

Sakizadeh M., Martín J.A.R. (2021). Spatial methods to analyze the relationship between Spanish soil properties and cadmium content. *Chemosphere*, 268, 129347. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2020.129347>

Schneckenburger T., Thiele-Bruhn S. (2020). Sorption of PAHs and PAH derivatives in peat soil is affected by prehydration status: the role of SOM and sorbate properties. *J Soils Sediments*, 20, pp. 3644–3655. <https://doi.org/10.1007/s11368-020-02695-z>

Sergeev A.P., Buevich A.G., Baglaeva E.M., Shichkin A.V. (2019). Combining spatial autocorrelation with machine learning increases prediction accuracy of soil heavy metals. *Catena*, 174, pp. 425–435. <https://doi.org/10.1016/j.catena.2018.11.037>

Shi B., Ngueleu S.K., Rezanezhad F., Slowinski S., Pronk G.J., Smeaton C.M., Stevenson K., Al-Raoush R.I., Van Cappellen P. (2020) Sorption and Desorption of the Model Aromatic Hydrocarbons Naphthalene and Benzene: Effects of Temperature and Soil Composition. *Front. Environ. Chem.*, 1, 581103. <https://doi.org/10.3389/fenvc.2020.581103>

Shi T., Yang C., Liu H., Wu C., Wang Z., Li H., Zhang H., Guo L., Wu G., Su F. (2021). Mapping lead concentrations in urban topsoil using proximal and remote sensing data and hybrid statistical approaches. *Environmental Pollution*, 272, 116041. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2020.116041>

Smola A.J., Schölkopf B. (2004). A tutorial on support vector regression. *Stat. Comput.*, 14, pp. 199–222. <https://doi.org/10.1023/B:STCO.0000035301.49549.88>

Taghizadeh-Mehrjardi R., Schmidt K., Toomanian N., Heung B., Behrens T., Mosavi A., Band S.S., Amirian-Chakan A., Fathabadi A., Scholten T. (2021). Improving the spatial prediction of soil salinity in arid regions using wavelet transformation and support vector regression models. *Geoderma*, 383, 114793. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2020.114793>

Tarasov D.A., Buevich A.G., Sergeev A.P., Shichkin A.V. (2018). High variation topsoil pollution forecasting in the Russian Subarctic: Using artificial neural networks combined with residual kriging. *Applied Geochemistry*, 88, Part B, pp. 188–197. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2017.07.007>

Tsibart A.S., Gennadiev A.N. (2013). Polycyclic aromatic hydrocarbons in soils: sources, behavior, and indication significance (a review). *Eurasian Soil Science*, 46(7), pp. 728–741. <https://doi.org/10.1134/S1064229313070090>

Vincent S., Lemerrier B., Berthier L., Walte C. (2018). Spatial disaggregation of complex Soil Map Units at the regional scale based on soil-landscape relationships. *Geoderma*, 311, pp. 130–142. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2016.06.006>

Were K., Bui D.T., Dick Ø.B., Singh B.R. (2015). A comparative assessment of support vector regression, artificial neural networks, and random forests for predicting and mapping soil organic carbon stocks across an Afromontane landscape. *Ecol. Indic.*, 52, pp. 394–403. <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2014.12.028>

Yuan G., Sun T., Han P., Li J. (2013). Environmental geochemical mapping and multivariate geostatistical analysis of heavy metals in topsoils of a closed steel smelter: Capital Iron and Steel Factory, Beijing, China. *Journal of Geochemical Exploration*, 130, pp. 15–21. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2013.02.010>

Zhang L., Liu Y., Li X., Huang L., Yu D., Shi X., Chen H., Xing S. (2018). Effects of soil map scales on simulating soil organic carbon changes of upland soils in Eastern China. *Geoderma*, 312, pp. 159–169. <https://doi.org/10.1016/j.geoderma.2017.10.017>

Zwolak A., Sarzyńska M., Szpyrka E., Stawarczyk K. (2019). Sources of Soil Pollution by Heavy Metals and Their Accumulation in Vegetables: a Review. *Water, Air, & Soil Pollution*, 230(164). <https://doi.org/10.1007/s11270-019-4221-y>

About the Authors

Kamil G. Giniyatullin – PhD (Biology), Associate Professor, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
e-mail: giniyatullin@mail.ru

Ilnas A. Sahabiev – Senior Lecturer, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Elena V. Smirnova – PhD (Biology), Associate Professor, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Ildar A. Urazmetov – PhD (Pedagogic), Associate Professor, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Rodion V. Okunev – PhD (Biology), Associate Professor, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Karina A. Gordeeva – PhD student, Kazan Federal University
18, Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 22 July 2021;

Accepted 12 October 2021; Published 30 March 2022

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

Key title: «Georesursy»
Parallel title: «Georesources»

ГЕОРЕСУРСЫ

Ежеквартальный рецензируемый научно-технический журнал. Издается с 1999 года.
Главный редактор: А.В. Соколов (ООО «Петрогеко»)

Журнал включен/индексируется в:



Web of Science Core Collection
Emerging Sources Citation Index (ESCI)



Scopus



CAS (Chemical Abstracts Service) databases



GeoRef database



EBSCOhost™ databases



Directory of Open Access Journals (DOAJ)

Полнотекстовые электронные версии статей, публикуемых в журнале,
размещаются в открытом доступе на сайте журнала www.geors.ru.
Материалы журнала доступны по лицензии Creative Commons Attribution 4.0 License (CC BY 4.0).

Контакты:

Заместитель Главного редактора: Д.А. Христофорова

E-mail: mail@geors.ru

Тел: +7 (843) 239-05-30