

ПЕРМСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ГЕОЛОГИИ В СОВРЕМЕННОМ НАУЧНОМ МИРЕ

**Сборник научных трудов по материалам
I Международной научно-практической
конференции студентов, аспирантов
и молодых ученых**

(г. Пермь, ПГНИУ,
30 октября – 3 ноября 2023 г.)



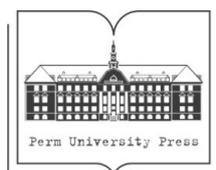
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ГЕОЛОГИИ В СОВРЕМЕННОМ НАУЧНОМ МИРЕ

*Сборник научных трудов по материалам
I Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых*

(г. Пермь, ПГНИУ, 30 октября – 3 ноября 2023 г.)



Пермь 2024

УДК 55(083)
ББК 26.3я43
А437

Актуальные вопросы геологии в современном научном мире [Электронный ресурс] : сборник научных трудов по материалам I Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (г. Пермь, ПГНИУ, 30 октября – 3 ноября 2023 г.) / отв. ред. С. К. Карякин ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2024. – 7,87 Мб ; 63 с. – Режим доступа: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/sborniki/Aktualnye-voprosy-geologii-v-sovremennom-nauchnom-mire.pdf>. – Заглавие с экрана.

ISBN 978-5-7944-4082-9

В сборнике содержатся статьи студентов, аспирантов, молодых ученых (кандидатов наук) – участников I Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «», проводимой на геологическом факультете Пермского государственного национального исследовательского университета в период с 30 октября по 3 ноября 2023 года в рамках форума «Современная наука и инновации».

Рассматриваются проблемы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; минералогии, геохимии и петрографии; палеонтологии, стратиграфии и региональной геологии; геофизики; геологии нефти и газа; инженерной геологии и гидрогеологии; геоэкологии и охраны окружающей среды; геоинформационных систем в геологии.

Издание адресовано инженерам-геологам, гидрогеологам, геофизикам, минералагам, палеонтологам, нефтяникам и геологам широкого профиля.

УДК 55(083)
ББК 26.3я43

*Издается по решению ученого совета геологического факультета
Пермского государственного национального исследовательского университета*

Редакционная коллегия:

д. г.-м. н. П. А. Красильников, д. г.-м. н. Е. А. Меньшикова,
к. г.-м. н. Е. Е. Кожевникова, Н. В. Южанинова

Ответственный редактор

С. К. Карякин

Рецензенты:

ведущий инженер АО «ВНИИ Галургии», к. т. н. **В. А. Ворошилов**
руководитель управления инженерных изысканий ООО «ПКИБЗ»,
к. г.-м. н. **С. В. Щербаков**

ISBN 978-5-7944-4082-9

© ПГНИУ, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ <i>Баяндин Михаил Семенович</i>	4
МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РУД ЗОЛОТО- ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НОВО-ШИРОКИНСКОЕ (ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ) <i>Голдырев Виталий Николаевич, Калина Ксения Николаевна</i>	10
АНОМАЛИИ ОЗОНовОГО СЛОЯ КАК ПРЕДВЕСТНИК ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ <i>Графеев Олег Евгеньевич</i>	16
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА УДАЛЕННОСТИ ОТ ПОВЕРХНОСТНОГО КАРСТОПРОЯВЛЕНИЯ ДЛЯ РАЙОНИРОВАНИЯ ЗАКАРСТОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ <i>Жильцова Валерия Юрьевна</i>	19
АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОДТВЕРЖДАЕМОСТЬ И ДОСТОВЕРНОСТЬ РЕСУРСОВ УВС В ПРЕДЕЛАХ ЕНАПАЕВСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ <i>Исупова Полина Александровна, Суворова Анастасия Сергеевна</i>	24
КОМПЛЕКСНОЕ РАНЖИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР ПЕРМСКОГО КРАЯ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЧЕРЕДНОСТИ ВВОДА В ПОИСКОВО- РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ <i>Капитанова Анастасия Сергеевна</i>	31
ОПАСНОСТЬ ВЫВОЗА ПЕРФОРАЦИОННЫХ ТРУБ: ВЛИЯНИЕ ГЕКСОГЕНА И СЫРОЙ НЕФТИ НА ЗДОРОВЬЕ РАБОЧИХ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИНЫ <i>Карякин Семен Константинович</i>	35
НОВЫЕ ПОДХОДЫ ПО ИЗУЧЕНИЮ КЕРНА КОЛЬСКОЙ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ <i>Косарев Ярослав Сергеевич</i>	39
ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ПОЗДНЕВИЗЕЙСКО-БАШКИРСКОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ КАК ОСНОВА ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОМПЛЕКСА <i>Львовская Яна Леонидовна, Шабалина Екатерина Ивановна</i>	43
СРАВНЕНИЕ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ ДЛЯ КЛАССИЧЕСКОЙ И ВЗАИМНОЙ УСТАНОВКИ ШЛЮМБЕРЖЕ <i>Шуткина Майя Артемовна, Карякин Семен Константинович</i>	51
ОСОБЕННОСТИ ДВУМЕРНОЙ ИНВЕРСИИ ДАННЫХ ВЕРТИКАЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ НА ПРОТЯЖЕННЫХ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТАХ <i>Шуткина Майя Артёмовна</i>	55
ЗОЛОТО-СЕРЕБРЯНАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ИЗ ХРОМИТИТОВ КЕМПИРСАЙСКОГО УЛЬТРАМАФИТОВОГО МАССИВА (ЮЖНЫЙ УРАЛ) <i>Юричев Алексей Николаевич, Савран Даниил Игоревич</i>	59

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Баяндин Михаил Семенович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 3 курса магистратуры, г. Пермь
e-mail: michael.bayandin@gmail.com*

Научный руководитель: к. г.-м. н., доцент Башкова Светлана Евгеньевна

Аннотация. В статье рассмотрены особенности распространения залежей и нефтегазопроявлений в нефтегазоносных комплексах, распространенных на больших глубинах в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Для выяснения особенностей развития нефтегазоносности глубоких горизонтов проанализированы материалы по 12 залежам и 83 различным нефтегазопроявлениям на глубинах более 4 км. Выявлены различия между установленными залежами и нефтегазопроявлениями, связанные со степенью изученности глубоких горизонтов. Установлено, наибольшее количество признаков нефтегазоносности на глубинах более 4 км сконцентрировано в северных районах Западно-Сибирской НГП в нижне-среднеюрских комплексах и глубже, с максимальной мощностью осадочного чехла и развитием сложных систем прогибов и грабен-рифтов.

Ключевые слова: глубокопогруженные отложения, Западно-Сибирская НГП, нефтегазоносные комплексы, залежи УВ, нефтегазопроявления, нефтегазоносность, тектонические структуры.

FEATURES OF DISTRIBUTION AND PROSPECTS OF OIL AND GAS CAPABILITY OF DEEP SUBSIDED SEDIMENTS OF WESTERN SIBERIA

Bayandin Mikhail

*Perm State University,
3rd year Master's Degree Student, Perm
e-mail: michael.bayandin@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Bashkova Svetlana

Abstract. The article discusses the features of the distribution of deposits and oil and gas occurrences in oil and gas complexes spread at great depths in the West Siberian oil and gas province. To clarify the features of the development of oil and gas potential of deep horizons, materials on 12 deposits and 83 different oil and gas occurrences at depths of more than 4 km were analyzed. The differences between the established deposits and oil and gas occurrences associated with the degree of study of deep horizons are revealed. It has been established that the greatest number of signs of oil and gas potential at depths of more than 4 km is concentrated in the northern regions of the West Siberian NGP in the Lower-Middle Jurassic complexes and deeper, with the maximum capacity of the sedimentary cover and the development of complex systems of deflections and graben rifts.

Keywords: deep sediments, West Siberian NGP, oil and gas complexes, hydrocarbon deposits, oil and gas occurrence, oil and gas potential, tectonic structures.

Глубокопогруженные отложения представляют собой комплексы осадочных горных пород, залегающие ниже 4000–4500 м, имеют широкое распространение на территории России, и, по мнению многих исследователей, обладают значительным нефтегазоносным потенциалом [8, 10, 14, 16, 17]. В Западно-Сибирской НГП основные перспективы глубинной нефтегазоносности связаны с северны-

ми районами, для которых характерны максимальные мощности чехла осадочных пород от 6–8 до 10 км и более (рис. 1) [2, 5, 12, 13, 17]. В глубокопогруженных отложениях развиты породы палеозойского, триасового и юрского комплексов т. Глубокие впадины с мощностью осадочных отложений более 5 км наиболее развиты в северной части провинции и охватывают Надым-Пурскую, Пур-Тазовскую, Гыданскую, Ямальскую нефтегазоносные области. Кроме этого, в составе Западно-Сибирской НГП выделяются Среднеобская, Фроловская, Приуральская, Восточно-Уральская, Красноленинская, Каймысовская, Васюганская, Пайдугинская НГО, Преденисейская, Елогуй-Туруханская НГО [4].

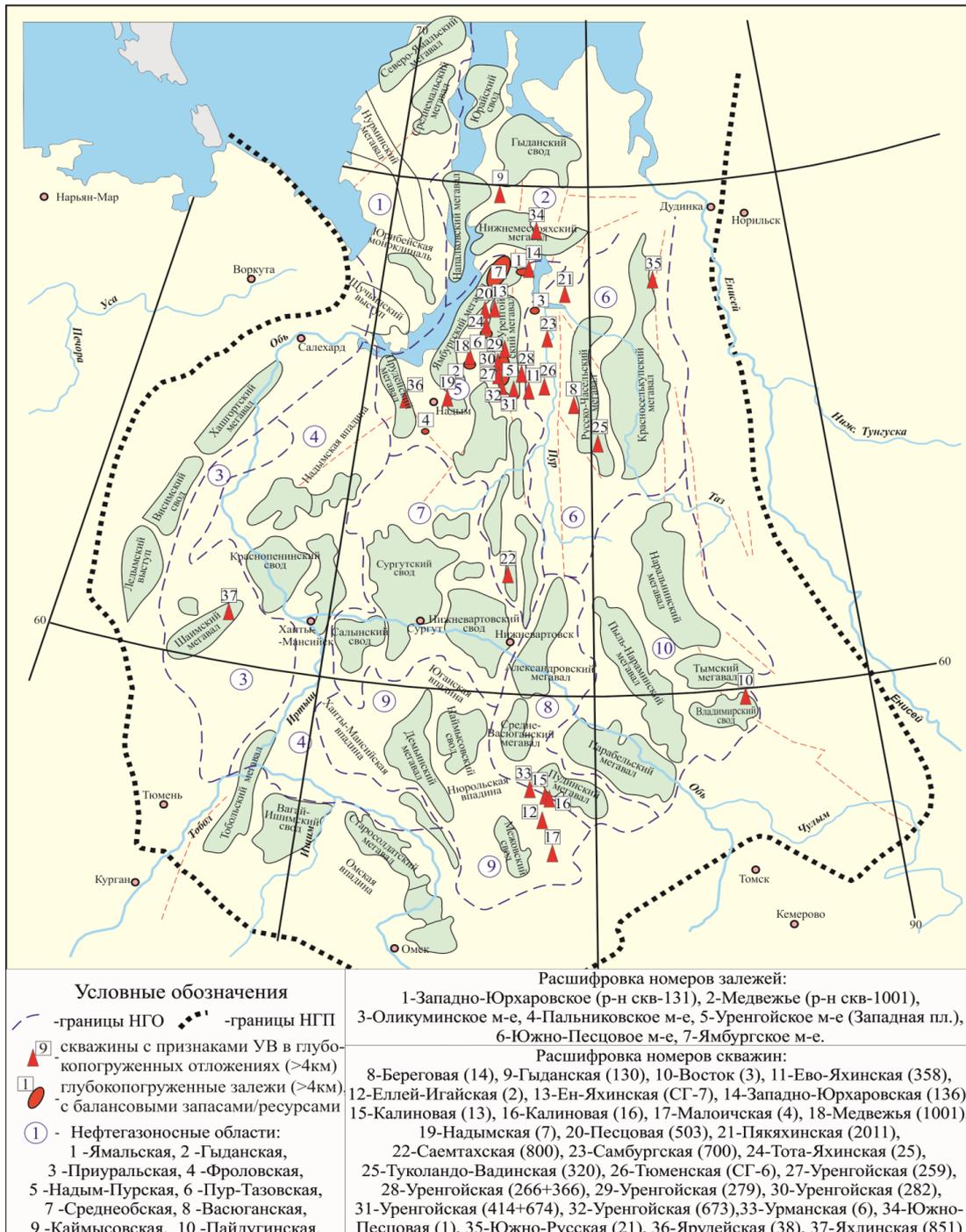


Рис. 1. Распространение залежей и нефтегазопроявлений УВ в глубокопогруженных отложениях Западно-Сибирской НГП

На начальных этапах освоения месторождений нефти, газа и газоконденсата Западной Сибири, расположенных в основном на глубинах 1–3 км, не было особой необходимости в проведении значительных исследований ниже промышленно освоенных глубин. Несмотря на это, уже в 70–80-х годах XX века по мере выявления зон значительной мощности осадочного чехла встала проблема изучения

перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных отложений [7, 8]. Изучение таких отложений бурением активно началось в 80-90-е годы прошлого столетия по всей Западно-Сибирской НГП. В этот период пробурена Тюменская сверхглубокая (СГ-6) скважина (7502 м) и ряд глубоких скважин в районе Уренгойского месторождения (Уренгойская 266, (5021 м), Уренгойская 279, (5303 м), Уренгойская 336, (5501 м) и др.) [11]. Некоторые испытанные интервалы установили промышленную нефтегазоносность тюменской свиты и показали возможные перспективы доюрских отложений.

В последующие годы изучение глубокопогруженных отложений продолжалось, пробурены Ен-Яхинская сверхглубокая скважина СГ-7 (8250 м), Ярудейская-38, Самбургская-700, Уренгойская-414, Гыданская-130 и другие скважины, Бурение глубоких скважин позволило расширить представления о геологическом строении, нефтегазоносности, составе глубинных пород, подтвердить широкое развитие и особенности распространения природных резервуаров, нефтегазоматеринских пород, коллекторов и флюидоупоров на больших глубинах не только в нижне-меловых и юрских отложениях, но и в триасе и даже в палеозое [3].

Для выявления особенностей распространения нефтегазоносности на больших глубинах в Западно-Сибирской НГП собраны и проанализированы данные по залежам УВ и нефтегазопроявлениям. На текущий момент в Западно-Сибирской НГП на глубинах более 4 км выявлены 12 залежей и 83 различных нефтегазопоявления в нефтегазоносных комплексах (НГК). По площади распространения НГК, как и покровы над ними, делятся на региональные, субрегиональные, зональные и локальные. В разрезе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНП), по Э.А. Бакирову, Г.П. Мясниковой и др., выделяются юрский и меловой региональные НГК. В составе юрского НГК выделены нижнесреднеюрский и верхнеюрский субрегиональные НГК, ачимовский в составе мелового регионального НГК, неокомский и апт-альб-сеноманский субрегиональные НГК [6]. Касательно до юрского комплекса отложений по В.Н. Бородину, А.Р. Курчикову и др., а также другим исследователям выделяются палеозойский и триасовый субрегиональные НГК [1].

На больших глубинах залежи УВ пока установлены только в двух нефтегазоносных комплексах (табл. 1): в ачимовском на Ямбургском месторождении, и в нижне-среднеюрском – Оликуминское, Уренгойское, Медвежье и другие месторождения (рис. 1). В административном плане они расположены в Ямало-Ненецком Автономном Округе (ЯНАО). В тектоническом плане относятся к одноименным положительным структурам – Ямбургский, Уренгойский мегавалы, либо отрицательным – Нерутинская, Северо-Тазовская, Верхнетанловская мега впадина, осложняющих Надымскую и Большехетскую мегасинеклизы [15]. Залежи в основном литологически экранированные, реже пластовые, сводовые. Коллекторы терригенные (мелко-среднезернистые песчаники с прослоями алевролитов), порового типа с низко-средними фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), пористостью от 5,3 до 17 %, проницаемостью от 0,06 до 1,0 мкм², средняя эффективная мощность составляет от 4,2 до 16,2 %. Флюидоупорами являются плотные аргиллиты от нескольких десятков до первых сотен метров. По фазовому состоянию преобладают залежи (рис 2), содержащие природный газ с газоконденсатом, также большое количество нефтяных залежей. Нефть в основном легкая (0,831–0,857 г/см³), как незначительной вязкости, так и маловязкая (3,63-7,42 Мпа*с), по составу парафинонафтеновая (парафинов от до 34,4 %, нафтенов от до 40,5 %), Газ по составу сухой, реже полужирный (СН₄ от 81,7 до 92,3 %), Газоконденсат преимущественно парафиновый (парафиновых соединений от 44,4 до 52,6 %). Среди выявленных залежей наибольшее их количество приурочено к среднеюрским отложениям (рис. 2), а точнее тюменской свите, пластам ЮГ₂¹-ЮГ₄. Самая глубокая залежь выявлена и поставлена на баланс ГКЗ на Медвежьем месторождении (р-н скв. 1001) в интервале 4386–4397, приуроченная к пласту ЮГ₁₁, котухтинской свиты. Залежь газоконденсата пластовая сводовая, с дебитом газа 8,0 тыс. м³/сут., конденсата 0,12 м³/сут., при динамическом уровне 1382 м.

Таблица 1. Диапазон глубин существования залежей в НГК на больших глубинах в Западно-Сибирской НГП

Региональный НГК	Субрегиональный НГК	Интервал глубин существования залежей, м
Юрский НГК	Нижне-среднеюрский НГК	3846–4397
Меловой НГК	Ачимовский НГК	3793–4136

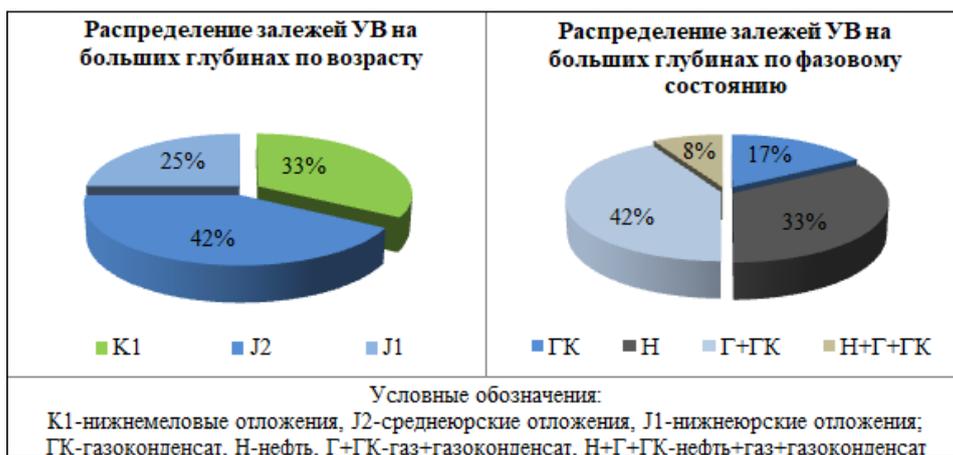


Рис. 2. Диаграммы распределения залежей на больших глубинах по возрасту и фазовому состоянию УВ в Западно-Сибирской НГП

Нефтегазопрооявления в глубоких горизонтах зафиксированы в более широком глубинном (до 7163 м) и стратиграфическом диапазоне – RF-J₃ (табл. 2). Наибольшее количество в основном газопрооявлений также приходится на ниже-среднеюрский НГК (рис. 3). Распространенность проявлений прослеживается по всей провинции, административно – ЯНАО, Ханты-Мансийский Автономный Округ-Югра (ХМАО-Югра) и Томская область. В тектоническом плане проявления приурочены к отрицательным элементам – Ярудейский мегапрогиб, Нюрольская впадина, Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт и т.д., Коллекторы в основном терригенные, порово-трещинного типа, флюидоупоры – толщи аргиллитов различной мощности. Характеристика проявлений УВ различается по каждому НГК.

Таблица 2. Диапазон глубин нефтегазопрооявлений УВ в НГК на больших глубинах в Западно-Сибирской НГП

Региональный НГК	Субрегиональный НГК	Интервал глубин полученных проявлений УВ, м
Доюрский НГК	Допалеозойский ПНГК	4197–4656
	Палеозойский НГК	4072–4720
	Триасовый ПНГК	4053–7163
Юрский НГК	Нижне-среднеюрский НГК	4000–5284
	Верхнеюрский НГК	4012–4120

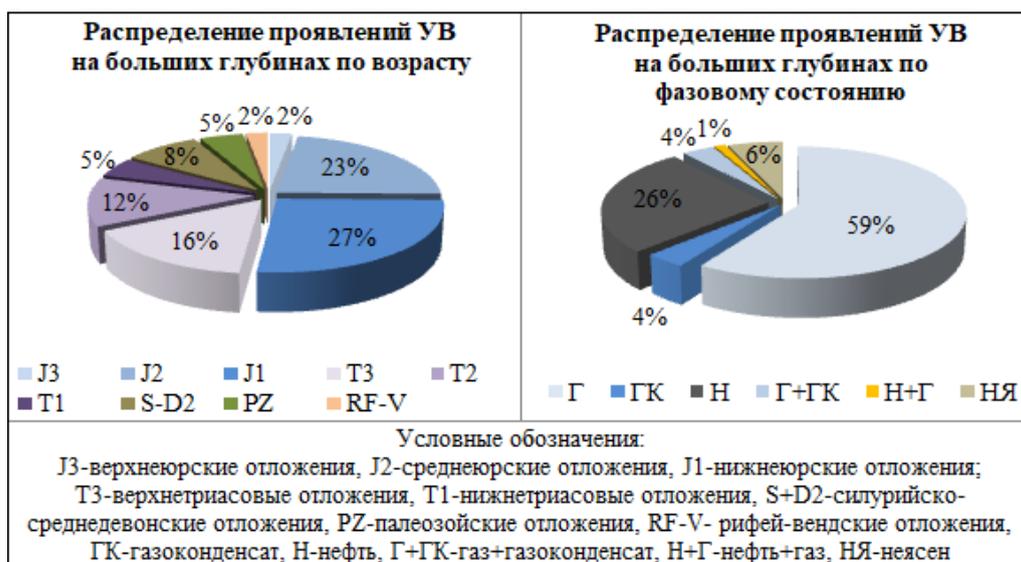


Рис. 3. Диаграммы распределения нефтегазопрооявлений на больших глубинах по возрасту и фазовому состоянию УВ

Палеозойский НГК на больших глубинах в большей степени вскрыт скважинами в Томской области (Калиновская-13, 16, Урманская-6 и др.), также изучен в ХМАО (Надымская-7) и ЯНАО (Медвежья-1001, Южно-Русская-21). В тектоническом отношении залегают в пределах крупных впадин (Нюрольская) и небольших поднятий (Медвежий, Райгинский мегавалы). Проявления нефти известны в силур-среднедевонских известняках порово-трещинного и смешанного типов в глубоких скважинах: Малоичской-4, Еллей-Игайской-2, Калиновской-13, 16, Урманской-6. Нефть, дебитами от 30 л до 0,64 м³/сут., характеризуется как малосернистая, малопарафинистая и малосмолистая. Проявления других УВ выявлены как по результатам исследования керна и газовому каротажу (Медвежья-1001), так и пластовых испытаний (Надымская-7) палеозойских и девонских толщ выветрелых вулканических туфов и заглинизированных известняков с полученным дебитом до 3,0 тыс. м³/сут (Южно-Русская-21). В настоящее время перспективы газоносности в основном связывают с вулканогенно-осадочными толщами красноселькупской серии пермского яруса в прибортовых зонах геосинеклизы с глубинами залегания 5,5–6,0 км.

Триасовый НГК в глубокопогруженных отложениях развит в основном на севере провинции (Гыданская, Надым-Пурская НГО) в ЯНАО на территории площадью порядка 700 тыс. км², а также западе ХМАО (Яхлинская-851) и приурочен в основном к накопленным отложениям геосинклинальных грабен и прогибов. Отложения триасового комплекса выявлены по материалам бурения скважин в Нижнепурском мегапрогибе, Уренгойском мегавале, Ярудейском межгорном прогибе (скв. Уренгойская 410, 411, 414, Ярудейская 38 и др.) в широком диапазоне глубин от 4 км до 6 км и более. Полный разрез триасовых отложений вскрыт скважинами Тюменской СГ-6 и Ен-Яхинской СГ-7, и по всем его отделам установлены многочисленные признаки УВ, преимущественно газопроявления. В Тюменской СГ-6 в инт. 5758–5768 м (витютинская и варенгаяхинская свиты) получен газ – 1,4 м³/сут, а в инт. 5870–5878 м (варенгаяхинская свита) получен газ дебитом 3 м³/сут. В витютинской свите Уренгойской-414 в песчаниках зафиксированы газопроявления в интервале 5025–5038 м. В Ен-Яхинской скважине в хадутейской свите получен приток газа дебитом 1200 м³/сут, в трибьяхской и пурской расчетные дебиты газа до 2,93 м³/сут., в варенгаяхинской и витютинской свитах также выявлены газопроявления. В Ярудейской-38 в тыявинской свите в интервале 4053–4322 м выявлены нефтегазопроявления. Природный газ по компонентному составу – сухой, содержание метана более 90 %. Коллекторами являются мощные циклиты песчаников и гравелиты верхнего и среднего триаса, базальты и коры выветривания нижнего отдела. Коллектора смешанного (порово-трещинного) типа, с низкими ФЕС: значения пористости достигают до 13,4 % при среднем в 7,9 %, проницаемость крайне низкая (0,186 фм² до 2,5 фм²). Флюидоупоры в осадочных отложениях представлены в основном углистыми и глинистыми отложениями, в вулканогенных породах – низкопроницаемыми толщами, не затронутыми трещинообразованием и гидротермальными процессами [9]. Многочисленные, потенциально нефтегазоматеринские толщи выделяются по всему комплексу, содержат все типы ОВ, но в большей степени – гумусовое, с высокими значениями $S_{орг}$, на что указывает высокая углистость, катагенетические стадии в пределах АК₂–АК₃. Высокие термобарические условия объясняют малочисленное количество признаков сохранившейся нефти в отложениях.

Нижне-среднеюрский НГК развит в основном в северных районах Западной Сибири (ЯНАО). Глубины залегания изменяются от 3 км в южных районах до 5–6 км. На больших глубинах распространен в Ямальской, Гыданской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Фроловской НГО. Состоит из отложений впадин, сформированных в разнообразных морских условиях и представленных четко чередующимися крупными толщами преимущественно песчано-алевритовых и глинистых отложений, залегающих на породах фундамента, либо на триасовых тампейских отложениях. Обширные нефтегазопроявления в котухтинской и новоуренгойской (Ен-Яхинская СГ-7, Тюменская СГ-6), их аналоге – ягельной (Береговая-14 и др.), мальшевской (Туколандо-Вадинская площадь), зимней и вымской (Гыданская-130, Самбургская-700), а также тюменской (Уренгойская-259, 282, 414, 673 и др.) свитах. Состав и свойства УВ относительно изучены: природный газ варьируется от полужирного до сухого, газовый конденсат нафтеновый, нефть по плотности – средняя, маловязкая, по составу – нафтеновая. Терригенные коллекторы порового, реже порово-трещинного типов и обладают как низкими ФЕС, открытая пористость 5,2–9,9 %, при проницаемости не превышающей 0,06–0,09 мкм², так и средними с пористостью до 15% и проницаемостью до 0,47 мкм². Отложения средней юры включающие вымский и мальшевский резервуары перекрыты леонтьевским и нижевасюганским флюидоупорами. Также хорошими изолирующими возможностями обладают верхнеюрские отложения, распространенные практически на всей площади. Экранирующие свойства радомской и тогурской пачек изучены недостаточно, однако их литологическая выдержанность, существенно смектитовый состав, высокая обменная емкость также благоприятно сказались на нижнеюрских залежах.

Верхнеюрский НГК Отложения васюганской и баженовской свит залегают на глубинах чуть ниже 4 км и имеют локальное развитие в Надым-Пурской и северной части Пур-Газовской НГО. Единичные нефтегазопроявления в виде пленок и небольших дебитов (до 0,2 м³/сут.) легкой нефти или парафиновой газоконденсатной смеси в баженовской (Самбургская-700) и васюганской свитах (Ево-Яхинская-358). Несмотря на хорошую распространенность и широкий спектр залегания как в положительных, так и отрицательных структурах, высокий потенциал и катагенетические условия баженовской НГМС, не содержит глубокопогруженных промышленных залежей УВ или притоков. Причиной всему являются немногочисленность и маломощность коллекторов, которые помимо всего содержат большое количество глинистого материала.

Таким образом, изучение особенностей развития залежей и нефтегазопоявлений на больших глубинах в Западно-Сибирской НПП показало, что наибольшее их количество сконцентрировано в северных районах, с максимальной мощностью осадочного чехла и развитием сложных систем прогибов и грабен-рифтов. Наибольшими перспективами обладают глубокопогруженные отложения нижне-среднеюрского и триасового НГК Пендомаяхской впадины, Ярудейского прогиба, Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта и других подобных структурно-тектонических элементов севера Западной Сибири.

Литература

1. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас / Государственное предприятие Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилльмана». Ханты-Мансийск.: ИздатНаукаСервис, 2004. 148 с.
2. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.М., Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. №10. С. 6–23.
3. Закономерности размещения и критерии прогноза глубоких и сверхглубоких залежей нефти и газа. Сборник научных трудов. Л., ВНИГРИ, 1982. 154 с.
4. Карта топливно-энергетических ресурсов России. Масштаб 1:5 000 000. М. 2012.
5. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири / М.: ВНИГНИ, 2004. 214 с.
6. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. 140 с.
7. Лоджевская М.И. Нефтегазоносность глубокозалегающих горизонтов // Геология нефти и газа, 1980. № 7. С. 77-81.
8. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. М.: Недра, 1984. 288 с.
9. Мещеряков К.А., Карасева Т.В. Особенности формирования триасовых прогибов севера Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2010. Т.5. №3. С. 1–11.
10. Карасева Т.В., Горбачев В.И., Беляева Г.Л., Башкова С.Е., Белоконов А.В. Новые направления развития ресурсной базы углеводородов России по результатам глубокого и сверхглубокого параметрического бурения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2005. №3. С. 6–15.
11. Карасева Т.В., Горбачев В.И., Келлер М.Б., Пономарев В.А. Основные научные результаты исследования Тюменской сверхглубокой скважины // Тюменская сверхглубокая скважина интервал (0-7502 м). Результаты бурения и исследования: Сборник докл. / Научное бурение в России. Вып. 4. Пермь: КамНИИКИГС, 1996. С. 49–62.
12. Ехлаков Ю.А. [и др.] Особенности геологического строения доюрского комплекса севера Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью // Горные ведомости, 2005. № 2. С. 28-37.
13. Ехлаков Ю.А., Диковский А.А., Фрик М.Г., Сиротенко Л.В., Белоконов Т.В. Особенности глубокозалегающих мезозойских отложений севера Западно-Сибирской плиты // Советская геология, 1991. № 8. С. 80–85.
14. Карасева Т.В., Горбачев В.И., Беляева Г.Л., Попов С.Г., Белоконов А.В. Состояние и перспективы исследований нефтегазоносности больших глубин в России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013. №6. С. 4–10.
15. Тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Масштаб 1:5500000. МПР РАН. 2001.
16. Шейн В.С. Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 2012. 844 с.
17. Шейн В.С. Геология и нефтегазоносность России: 2-е изд. М.: ВНИГНИ, 2012. 848 с.

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РУД ЗОЛОТО-ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НОВО-ШИРОКИНСКОЕ (ЗАБАЙКАЛЬСКИЙ КРАЙ)

Голдырев Виталий Николаевич
ООО «ГРК «Быстринское»,
молодой ученый, г. Чита
e-mail: vg121297@yandex.ru

Калина Ксения Николаевна
Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 2 курса магистратуры, г. Пермь
e-mail: kali_xs26@mail.ru

Научный руководитель: д. г.-м. н., профессор Осовецкий Борис Михайлович

Аннотация. В работе представлены результаты электронно-микроскопических исследований руд Ново-Широкинского золото-полиметаллического месторождения. Определены текстурно-структурные особенности различных минеральных ассоциаций в рудах. Выделены основные формы нахождения, химический состав и генерации рудных минералов, а также характер их взаимоотношения друг с другом. Выявлена взаимосвязь золота с пиритом, дана характеристика обнаруженных золотин.

Ключевые слова: Забайкалье, Ново-Широкинское месторождение, золото, руды, минералогия

MINERALOGICAL AND GEOCHEMICAL FEATURES OF ORES OF THE NOVO-SHIROCINSKOYE GOLD-POLYMETALLIC DEPOSIT (ZABAIKALSKY REGION)

Goldyrev Vitaliy
LLC «GRK «Bystrinskoe»,
Young Researcher, Chita
e-mail: vg121297@yandex.ru

Kalina Kseniya
Perm State University,
2nd year Master's Degree Student, Perm
e-mail: kali_xs26@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Osovetskiy Boris Mikhailovich

Abstract. The paper presents the results of electron microscopic studies of the ores of the Novo-Shirokinskoye gold-polymetallic deposit. The textural and structural features of various mineral associations in ores have been determined. The main forms of occurrence, chemical composition and generation of ore minerals, as well as the nature of their relationship with each other, are identified. The relationship between gold and pyrite was revealed, and characteristics of the discovered gold particles were given.

Keywords: Transbaikalia, Novo-Shirokinskoye deposit, gold, ores, mineralogy.

Широкинское рудное поле является составной частью Газимуро-Заводского рудного района. В его пределах известны многочисленные месторождения и рудопроявления полиметаллов, железных руд, золота, бора, вольфрама, меди, молибдена, из нерудных полезных ископаемых – флюорита, известняка и строительных камней. Многие из месторождений являются комплексными: Верхне-Ильди́канское Cu-Fe-Au-Ag, Быстринское Cu-Fe-Au-Ag, Ново-Широкинское Pb-Zn-Au-Ag, Лугиин-

ское Pb-Zn-Au-Ag. Кроме рудных месторождений, в районе по падам Быстрая, Лугия, Широкая, Урюмканская, Урюмкан, Ильдикан и др. отработывались золотоносные россыпи.

Из всех месторождений Широкинского рудного поля, руды Ново-Широкинского месторождения имеют наиболее сложный состав, где представлен почти весь комплекс гипогенных минералов [1]. Цель работы – выявление минералогических и текстурно-структурных особенностей руд.

Объект исследования

Ново-Широкинское месторождение расположено в пределах Широкинского рудного поля и локализовано в мощной толще осадочно-вулканогенных пород позднеюрского возраста, прорванной позднеюрским интрузивным комплексом. В структурном плане месторождение залегает в субширотной зоне разлома в пределах мезозойской складчатой зоны Восточного Забайкалья в юго-восточной части Газимуро-Урюмканского поднятия [2].

Месторождение относится к эпитермальному (“intermediatesulphidation”) генетическому типу. Оно представлено сульфидными рудами прожилково-вкрапленного типа, преимущественно приуроченными к кварц-слюдисто-карбонатным метасоматитам. Главными нерудными минералами являются кварц и карбонаты, рудными – галенит, сфалерит и пирит, в подчиненном количестве – халькопирит, блеклая руда, гематит [1, 3].

В составе руд установлено более 60 рудных и жильных минералов. Среднее содержание основных сульфидных минералов по месторождению: галенита – 4,2%, сфалерита – 3,1%, пирита – 5%, блеклой руды – 0,4%, халькопирита – 0,1%. Соотношение их соответственно – 1:0,74:1,19:0,1:0,02 [1].

Основными полезными компонентами в месторождении являются свинец, цинк, золото и серебро, попутными – медь, кадмий, сурьма, висмут. ОАО «Ново-Широкинский рудник» (HighlandGold Mining) производит свинцовый и цинковый концентрат. Извлечение золота в концентраты составляет 79% [4].

Методика исследования.

Исследования выполнены с использованием аппаратуры Центра коллективного пользования и Сектора наноминералогии ПГНИУ. Из образцов руд различных минеральных ассоциаций (рис. 1.) в шлифовальной мастерской Центра был изготовлен аншлифы. Напыление поверхности аншлифа платиной выполнено К.П. Казымовым. Аншлифы изучены на первом этапе под сканирующим электронным микроскопом JSM 6390LV (Jeol) с энергодисперсионным спектрометром INCA 350 Energy фирмы OxfordInstruments. Далее, для изучения наиболее мелких объектов (размером в доли микрометра и наноразмерных) использован сканирующий электронный микроскоп с холодной эмиссией JSM 7500F (Jeol). Режим работы микроскопов: рабочее расстояние соответственно 12 и 8 мм, рабочее напряжение 20 kV, сила тока 10 А. Микрофотографирование зерен проведено в режиме обратнорассеянных электронов.

В ходе исследований проводилось сканирование всей поверхности аншлифов с диагностикой пирита и золота сначала с применением качественного микрозондового анализа. Далее использован количественный микрозондовый анализ для характеристики отдельных индивидов золота и вмещающего их пирита.



Рис. 1. Исследуемые образцы руд различных минеральных ассоциаций: а – кварц-халькопирит-пиритовая, б – кварц-полиметаллическая, в – кварц-гематит-полиметаллическая, г – карбонат-полиметаллическая

Минеральные ассоциации

На месторождении установлены следующие стадии минералообразования: кварц-турмалиновая (дорудная), полиметаллическая (рудная), карбонатная (пострудная)[5].

В пределах рудной полиметаллической стадии на основании текстурных наблюдений можно выделить 4 последовательные продуктивные минеральные ассоциации: 1) кварц-халькопирит-пиритовая, 2) кварц-полиметаллическая, 3) кварц-гематит-полиметаллическая, 4) карбонат-полиметаллическая.

Кварц-халькопирит-пиритовая минеральная ассоциация (рис. 1, А) представлена прожилковыми гнездово-вкрапленными скоплениями пирита, которые местами образует сплошные массы. Халькопирит и блеклая руда имеют подчиненное значение. Рудные образования имеют густовкрапленные, массивные, пятнистые текстуры.

Кварц-полиметаллическая минеральная ассоциация (рис. 1, Б) представлена крупнокристаллическими агрегатами галенита и сфалерита, которые образуют жилы, прожилки, брекчии, гнезда. Для руд характерны жильно-прожилковые, вкрапленные и брекчиевые текстуры. Меньшее распространение имеют кокардовые, метаколлоидные, крустификационные, грубополосчатые, прожилковые, симметрично-полосчатые текстуры.

Кварц-гематит-полиметаллическая минеральная ассоциация (рис. 1, В) залечиванием ранее образованных кварц-пирит-сфалерит-галенитовых кокард кварц-гематит-сидерит-пирит-халькопиритовым цементом. Рудные образования имеют брекчиевые, кокардовые, крустификационные и другие текстуры.

Карбонат-полиметаллическая минеральная ассоциация (рис. 1, Г) представлена сложными ветвящимися прожилками, состоящими, в основном, из доломита и кварцево-карбонатных агрегатов с интенсивной сульфидной минерализацией. Руды обладают прожилковыми, прожилково-вкрапленными и цементными текстурами.

Характеристика рудных минералов

Главные рудообразующие минералы представлены пиритом, халькопиритом, галенитом, сфалеритом. Меньшим распространением пользуется арсенопирит, блеклая руда, висмутин, золото.

Галенит обычно образует выделения неправильных форм с аллотриоморфнозернистой структурой, с хорошо проявленными трещинами спайности – прямыми либо изогнутыми. Сопровождает пирит и сфалерит, выделяясь с некоторым опозданием относительно них, встречается в пирит-сфалерит-кварцевых, пирит-сфалерит-карбонатных агрегатах и прожилках. Образует мономинеральные гнездовые, прожилково-вкрапленные и прожилковые выделения, а также встречается в сростаниях с пиритом и сфалеритом (рис. 2, А).

Ранняя его генерация характеризуется крупнозернистым строением, сростанием с сингенетичными пиритом и сфалеритом. Поскольку галенит отстает во времени от них, то границы его с зернами пирита и сфалерита бывают коррозионные и ровные. Более поздняя его генерация обладает средне- и мелкозернистой структурой, интенсивно корродирует ранние генерации пирита и сфалерита, образует сростания с халькопиритом. В свою очередь, по трещинам спайности галенита развиваются идиоморфные кристаллы кварца и пирита. В виде включений в нем наблюдаются халькопирит и блеклая руда.

Химический состав галенита отличается достаточно высоким содержанием As- от 2,23% до 4,52%. Более поздняя генерация галенита (карбонат-полиметаллическая ассоциация) имеет наиболее низкое содержание Pb - 60,51% против 76,60-81,02% в ранней генерации (кварц-полиметаллическая ассоциация), а также загрязнена микропримесями Cu, Zn, Ni и Hg.

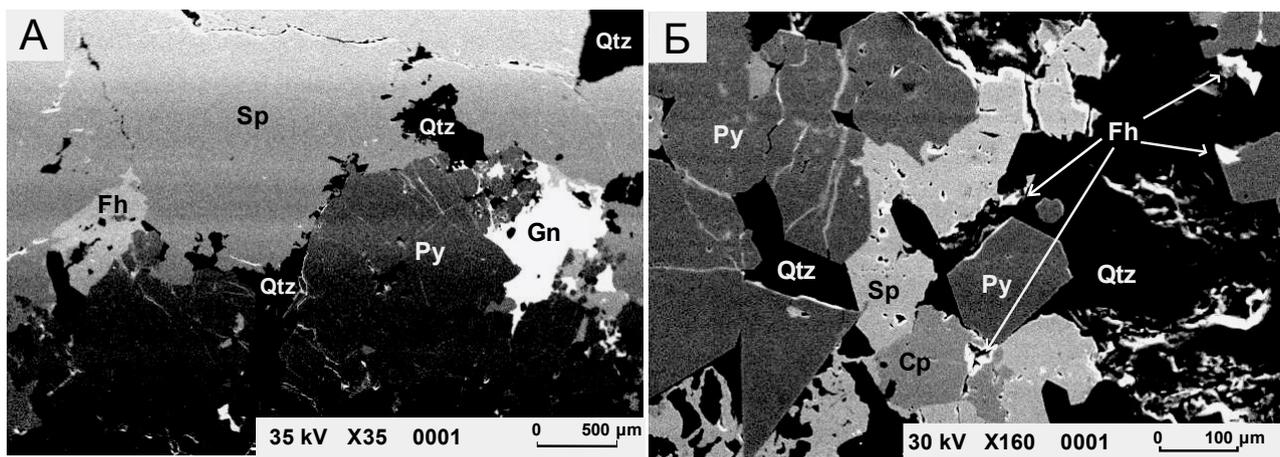


Рис. 2. Выделения рудных минералов: А – срастание галенита с пиритом, сфалеритом и блеклой рудой; Б – срастание сфалерита блеклой рудой, халькопиритом и пиритом; Gn – галенит, Py – пирит, Fh – блеклая руда, Sp – сфалерит, Cp – халькопирит, Qtz – кварц

Сфалерит образует, преимущественно, гнездовые скопления величиной до 15-20 мм и прожилково-вкрапленные выделения в тонких прожилках. Часто находится в срастаниях с пиритом и галенитом. Границы между сфалеритом и галенитом, сфалеритом и пиритом бывают ровные и извилистые коррозионные. Сфалерит сечется по трещинам дробления и плоскостям смятия галенитом, халькопиритом, пиритом, корродируется идиоморфными кристаллами кварца (рис. 2, Б). Ранняя генерация сфалерита характеризуется крупнозернистым строением, широкими двойниками роста, минерально-однородным составом. Сфалерит подвергается смятию и катаклазу, что приводит к появлению тонких полисинтетических двойников, перекристаллизации крупнозернистых агрегатов в мелкозернистые и появлению обломочных зерен. По границам новообразованных зерен, полисинтетических двойников, появляется краевая оторочка эмульсионной вкрапленности халькопирита.

В химический состав сфалерита достаточно стабилен: Zn – 62,16-65,28; S – 33,66-34,35%. Более ранняя генерация сфалерита (кварц-полиметаллическая ассоциация) отличается повышенным содержанием железа 3,57% против 0 – 0,29% в более поздней (карбонат-полиметаллическая ассоциация), что подтверждается исследованиями [5]. В ранней генерации отмечается примесь Ni, в более поздней – Cu.

Пирит присутствует в виде отдельных метазерен неправильных форм, идиоморфных кристаллов, метазернистых и бластозернистых агрегатов (рис. 2). Нередко крупные зерна пирита катаклазированы, при этом полости и микротрещины заполняются галенитом, кварцем, реже – сфалеритом, блеклой рудой, тетраэдритом. Сам пирит, в свою очередь, может развиваться и как замещающий минерал в сфалерите, галените. Пирит содержит включения арсенопирита, галенита, сфалерита, халькопирита, золота. Более поздние выделения сульфида железа имеют, преимущественно, пентагон-додэкаэдрический габитус.

Химический состав пирита отличается постоянной примесью Cu в незначительных содержаниях (табл. 1). Количество микропримесей пирита увеличивается от более ранних генераций (кварц-халькопирит-пиритовая ассоциация) к более поздним (карбонатно-полиметаллическая ассоциация). В последней содержание Zn достигает 4,80%. Очевидно, это обусловлено содержанием механических примесей сфалерита, халькопирита и блеклой руды.

Таблица 1. Химический состав пирита

Элемент	Кварц-халькопирит-пиритовая		Кварц-гематит-полиметаллическая		Карбонатно-полиметаллическая	
	1	2	1	2	1	2
S	53,57	54,87	53,03	53,80	53,18	51,89
Fe	45,98	45,13	46,24	48,18	45,46	42,08
Cu	0,20		0,21	0,26	0,32	0,19
Zn			0,15		0,35	4,80
Ni	0,25					
Co			0,37	0,31	0,31	
Pb						0,85
As				0,44	0,38	
Sb						0,20
Ag						
Hg						

Халькопирит представлен двумя генерациями. Первая генерация образует тонкодисперсные единичные включения в пирите и галените, а также эмульсионную вкрапленность в сфалерите. Вторая – в виде ксеноморфных зерен размерами до 0,3–0,4 мм развита в кварцевых прожилках в ассоциации с пиритом и арсенопиритом. Нередко по халькопириту развиваются более поздние минералы – халькозин, ковеллин, борнит.

Содержания элементов в химическом составе халькопирита имеют незначительные различия в десятые доли процента. Среднее содержание элементов: Cu – 34,37%; Fe – 30,73%; S – 34,74%. В одном анализе встречен Ni – 0,34%.

Блеклая руда находится в виде ксеноморфных зерен размерами до 0,1 мм. Она тесно ассоциирует с галенитом, сфалеритом и халькопиритом, образуя сростки, а также с пиритом, заполняя интерстиции (рис. 3). Кроме того, блеклая руда образует самостоятельные выделения в кварце.

Химический состав блеклых руд довольно однороден (табл. 2). Однако блеклые руды кварц-халькопирит-пиритовой и карбонатно-полиметаллической минеральной ассоциации относятся к серебросодержащему тетраэдриту, а кварц-гематит-полиметаллической – к Fe-теннантиту.

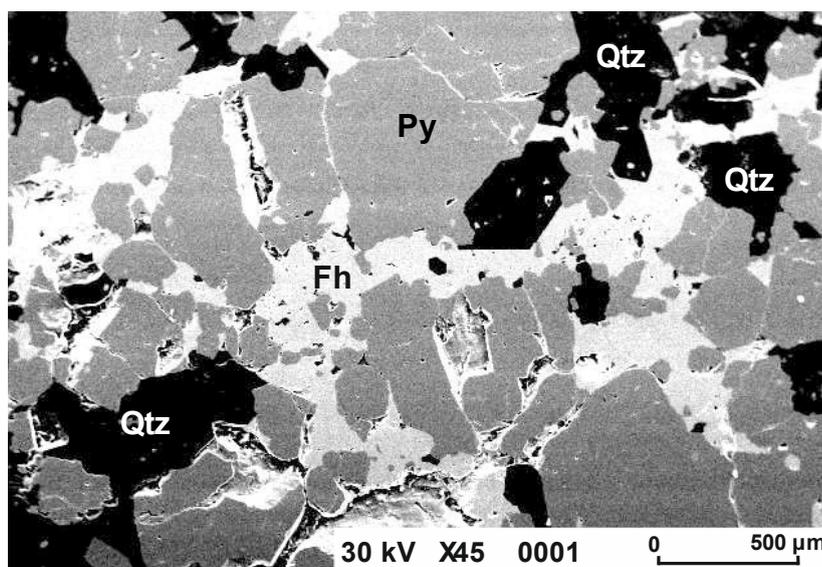


Рис. 3. Заполнение тетраэдритоминтерстиций в пирите; Py – пирит, Fh – блеклая руда, Qtz– кварц

Таблица 2. Химический состав блеклой руды

Элемент	Кварц-халькопирит-пиритовая	Кварц-гематит-полиметаллическая		Карбонатно-полиметаллическая
	1	1	2	1
S	25,82	28,33	28,51	26,12
Fe	1,03	4,97	5,50	0,59
Cu	37,00	40,69	42,02	36,94
Zn	6,41	2,62	2,48	7,36
Ni				
Co				
Pb				
As	2,90	13,62	16,72	2,48
Sb	25,28		4,45	25,51
Ag	1,57		0,33	1,00
Hg				

Золото в рудах. По составу руды относятся к полиметаллическим, слабо золотоносным. Микровключения золота в пирите были обнаружены в рудах кварц-халькопирит-пиритовой минеральной ассоциации [6]. Трещиноватые и катаклазированные зерна пирита являются хорошими ловушками для ценных компонентов руды: золота, минералов, ассоциирующих с золотом. Содержание золота, определенное в монофракциях пирита, по данным [4] составляет 20,5 г/т. Таким образом, пирит является золотоносным минералом.

Обнаруженное золото отличается как по типоморфным особенностям, так и химическим составом, что свидетельствует о различных условиях их образования и длительности процесса формирования месторождения.

Золото первой генерации имеет овальную или искаженной форму (рис. 4). Размер выделений (в поперечнике) не превышает 25 мкм, кроме того, обнаружены наноразмерные и субнаноразмерные включения. В химическом составе золотин присутствует Ag в количестве от 0,7 до 6,52%, а также примеси Cd, Cu, Sb.

Золото второй генерации имеет более разнообразные формы. В частности, встречен кристалл остроугольной неправильной формы размер до 40 мкм в длину, расположенный на поверхности пирита на контакте с кварцем. Более мелкие зерна данной генерации разной формы обычно приурочены к порам и углублениям на поверхности кристаллов пирита. Химический состав золота второй генерации резко отличается от такового первой генерации повышенным содержанием Ag (12-16%) и постоянным присутствием Hg (0,4-0,7%), а также Cd и Te.

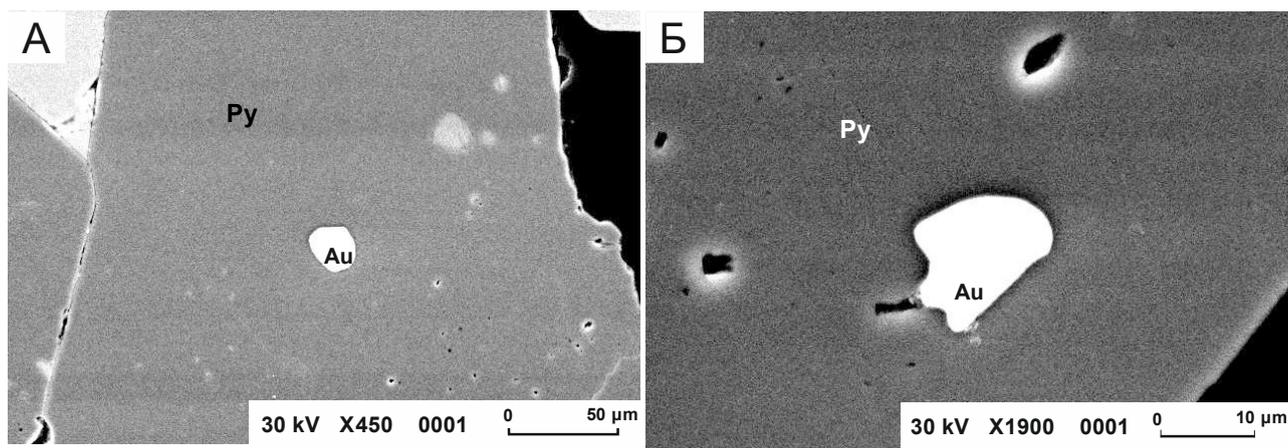


Рис. 4. Выделения золота в пирите; Py – пирит; Au – золото

Литература

1. Доломанова-Тополь А.А. Характеристики рудообразующего флюида, минералогическо-геохимические особенности и условия формирования Новоширокинскогозолото-полиметаллического месторождения, Восточное Забайкалье // Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Москва, 2017. 21 с.
2. Кормилицын В.С. Главные проблемы региональной тектоники и металлогении Забайкалья // Вопросы региональной геологии и металлогении Забайкалья. Чита, 1966. Вып. 2. С. 14–20.
3. Литвинцев С.А. Повышение эффективности извлечения ценных компонентов из труднообогатимых полиметаллических руд Ново-Широкинского месторождения. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Чита: ЗабГУ, 2018. 20 с.
4. Зверева Н. В., Мязин В. П. Повышение уровня извлечения золота при комбинированной переработке золотосодержащих свинцово-цинковых руд // Вестник Забайкальского государственного университета, 2022. Т. 28, № 10. С. 6–14. DOI: 10.21209/2227-9245-2022-28-10-6-14.
5. Прокофьев В.Ю., Киселева Г.Д., Доломанова-Тополь А.А., Кряжев С.Г., Зорина Л.Д., Краснов А.Н., Борисовский С.Е., Трубкин Н.В., Магазина Л.В. Минералогия и условия формирования Новоширокинскогозолото-полиметаллического месторождения (Восточное Забайкалье, Россия) // Геология рудных месторождений, 2017. Т. 59, № 6. С. 542–575.
6. Осовецкий Б.М., Голдырев В.Н. Золото в пирите Ново-Широкинскогозолото-полиметаллического месторождения (Забайкальский край) // Геология и полезные ископаемые Западного Урала, 2023. № 6 (43). С. 57–64.

АНОМАЛИИ ОЗОнового СЛОЯ КАК ПРЕДВЕСТНИК ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ

Графеев Олег Евгеньевич

*Томский государственный университет,
аспирант 1 курса, г. Томск
e-mail: ografeev@yandex.ru*

Научный руководитель: д. г.-м. н., профессор Парначев Валерий Петрович

Аннотация. Землетрясения являются одним из наиболее катастрофических видов стихийных бедствий. В значительной степени тяжесть их последствий обусловлена внезапностью их возникновения. Это определяет необходимость выделения предвестников, которые могли бы использоваться для формирования краткосрочного прогноза землетрясений. В данной статье анализируется возможность использования аномалий озонового слоя в качестве предвестника.

Ключевые слова: землетрясения, прогнозирование землетрясений, озон, озоновый слой, озоновые аномалии, водород.

ANOMALIES OF THE OZONE LAYER AS A HARBINGER OF EARTHQUAKES

Grafeev Oleg

*Tomsk State University,
1st year Post-graduate Student, Tomsk,
e-mail: ografeev@yandex.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Parnachev Valeriy

Abstract. Earthquakes are one of the most catastrophic types of natural disasters. To a large extent, the severity of consequences is due to the suddenness of their occurrence. This determines the need to identify harbingers that could be used to form a short-term earthquake forecast. This article analyzes the possibility of using anomalies of the ozone layer as a harbinger.

Keywords: earthquakes, earthquake forecasting, ozone, ozone layer, ozone anomalies, hydrogen.

Катастрофические последствия сильных землетрясений в значительной степени обусловлены внезапностью их возникновения. В данной работе рассматривается возможность прогнозирования таких событий с точки зрения теории «водородного дыхания Земли».

К настоящему времени установлено присутствие водорода в газах молодых и древних платформ, выявлено истечение свободного водорода в зонах тектонических нарушений. В сейсмически активных регионах истечение водорода имеет импульсный характер, может увеличиваться на несколько порядков относительно фоновых значений. Установлена корреляция импульсных разгрузок водорода с рядом землетрясений – Газлийским 1984 г., Дагестанскими 1998 и 1999 гг., а также множеством землетрясений в Японии [2].

Известно, что сильные землетрясения предваряются форшоками; длительность форшоковой деятельности может составлять до сотен и тысяч суток [1]. Форшоки, вероятно, сопровождаются разрушением горных пород, повышением их проницаемости, что становится причиной активизации истечения водорода. Таким образом, существенное изменение концентрации водорода в атмосфере над сейсмически активным регионом может являться предвестником сильного землетрясения.

В отсутствие глобального мониторинга концентрации водорода в атмосфере признаком повышения такой концентрации может являться изменение концентрации озона. Такая взаимосвязь объясняется существованием водородного цикла разрушения озона [3]. Такой цикл взаимодействия H_2 и O_3 приводит к образованию H_2O и O_2 (и как следствие – стратосферных облаков).

Автором выполнен поиск последовательностей «форшок – отрицательная аномалия O_3 – сильное землетрясение». Используются данные по землетрясениям портала <https://www.emsc-csem.org> [4], по озоновому слою – портала <https://ozoneaq.gsfc.nasa.gov> [5]. Рассматривались землетрясения с магнитудой более 6 в период с ноября 2022 г. по сентябрь 2023 г. Не рассматривались территории с постоянно высоко сейсмичностью (Япония, Юго-Восточная Азия) для упрощения поиска аномалий относительно спокойной сейсмической обстановки. Карты содержания озона, на которых были выделены обнаруженные аномалии, размещены на общедоступном ресурсе по указанным далее ссылкам.

Выявлены следующие последовательности:

№	Основное землетрясение	Форшок	Аномалия
1	Северо-Курильск, 01.09.2023, $M=6.1$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1548072	Северо-Курильск, 31.08.2023, $M=4.4$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1547552	https://disk.yandex.ru/d/zYgTcZj8-4NQPA
2	Сантьяго дельЭстеро (Аргентина), 05.08.2023, $M=6.2$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1553025	Жужуй, Сальта (Аргентина), 01.08.2023 – 04.08.2023 (серия), $M=3.6 - 3.8$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1535919	https://disk.yandex.ru/d/nUZh-N4150MoqQ
3	Мауле (Чили), 30.03.2023, $M=6.3$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1243948	Био-Био (Чили), 26.03.2023 – 27.03.2023 (серия), $M=2.6 - 4.7$. https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1242769	https://disk.yandex.ru/d/PlTzzVquMpjJSA
4	Жужуй (Аргентина), 22.03.2023, $M=6.4$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1240553	Жужуй, Сальта (Аргентина), 19.03.2023 – 22.03.2023 (серия) ¹ , $M=2.5 - 3.5$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1239637	https://disk.yandex.ru/d/U1zBi5TJc4HmMw
5	Сантьяго дельЭстеро (Аргентина), 20.01.2023, $M=6.8$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1212923	Сантьяго дельЭстеро (Аргентина), 10.01.2023, $M=4.9$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1209168	https://disk.yandex.ru/d/6z319WpDU59XmQ
6	Калифорния, 20.12.2022, $M=6.4$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1201904	Калифорния, 15.12.2022 – 17.12.2022 (серия) ² , $M=2.1 - 2.5$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1200467	https://disk.yandex.ru/d/Avu7ooYM099Xfg
7	Сакарья (Турция), 23.11.2022, $M=6.1$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1191966	Дюздже (Турция), 13.11.2022, $M=2.8$ https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1188371	https://disk.yandex.ru/d/oaMk3eElxuRPaw

¹ Выделена наиболее близкая серия. Событию предшествовал продолжительный период сейсмической активности в Центральных Андах, выражавшийся большим количеством толчков магнитудой менее 3 баллов. На этом фоне отрицательная аномалия O_3 незаметна в сравнении с предшествующими днями, но более заметна при сравнении с другими периодами.

² Выделена наиболее близкая серия. Событию предшествовал продолжительный период сейсмической активности вблизи побережья северной Калифорнии, выражавшийся большим количеством толчков магнитудой менее 3 баллов.

Для одного землетрясения при выявлении вероятного форшока не удалось установить наличие отрицательных аномалий О₃.

Основное землетрясение	Форшок
Неукен (Аргентина), 17.07.2023, M=6.7 https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1529534	Био-Био (Чили), 13.07.2023, M=3.8 https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1528281

Следует отметить ряд значимых землетрясений, для которых на коротком (менее 10 дней) промежутки времени не выявлены форшоки³.

- Турция, 06.02.2023, M=7.8
(https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1218444);
- Таджикистан, 23.02.2023, M=6.8
(https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1227583);
- Колумбия, 17.08.2023, M=6.2
(https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1542175);
- Чили, 13.11.2022, M=6.3
(https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1188649).

Таким образом, можно сделать вывод, что форшоки, предвещающие возникновение сильных землетрясений, как правило сопровождаются снижением содержания озона в атмосфере. Это позволяет считать снижение содержания озона предвестником сильных землетрясений.

Для определения возможности формирования прогнозов на основании данного предвестника необходим дальнейший анализ различий между озоновыми аномалиями, сопровождающимися форшоковый процесс, и озоновыми аномалиями, обусловленными иными причинами, в т.ч. землетрясениями и роями землетрясений с малой магнитудой. Необходимо также выявление корреляции между озоновыми аномалиями и возникновением стратосферных облаков.

³ Проводился поиск форшоков, датированных не позже предшествующих суток по всемирному времени, т.к. доступны данные по содержанию озона, обновляемые 1 раз в сутки в 0:00 UTC.

Литература

1. Гаджиев А.А., Казарьянц Г.С., Пономарева Н.Л. К вопросу о механизме форшоково-афтершокового процесса в локальном участке земной коры // Вестник Дагестанского научного центра РАН, Махачкала, 2009. № 33. С. 5–8
2. Осика Д.Г., Янковская Т.С., Зубик С.В. Водородная дегазация Земли на современном этапе эволюции и ее связь с сейсмичностью // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН, Махачкала, 2002. № 48. С. 129–133.
3. Сывороткин В.Л. Озонная методика изучения водородной дегазации Земли // Электронное научное издание Альманах Пространство и время, 2013. т. 4, № 1.
4. Euro-Mediterranean Seismological Centre [Электронный ресурс]. URL: <https://www.emsc-csem.org> (дата обращения: 24.09.2023).
5. NASA. Ozone and air quality [Электронный ресурс]. URL: <https://ozoneaq.gsfc.nasa.gov/> (дата обращения: 24.09.2023).

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА УДАЛЕННОСТИ ОТ ПОВЕРХНОСТНОГО КАРСТОПРОЯВЛЕНИЯ ДЛЯ РАЙОНИРОВАНИЯ ЗАКАРСТОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Жильцова Валерия Юрьевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 1 курса магистратуры, г. Пермь
e-mail: lera.mics991@gmail.com*

Научный руководитель: к. г.-м. н., доцент Ковалева Татьяна Геннадьевна

Аннотация. В статье рассматривается метод удаленности от поверхностного карстообразования в качестве одного из элементов комплексной системы карстологического прогноза при районировании закарстованных территорий. Проанализированы сведения обо всех встреченных поверхностных и подземных карстопроявлениях. Описан процесс применения данного метода на практике. Результаты исследований показывают достоверность полученных данных, что позволяет использовать этот метод как один из способов прогнозирования развития карстовых процессов и принятия соответствующих мер по защите окружающей среды и жизнедеятельности людей.

Ключевые слова: карст, карстовая воронка, карстовая полость, карстоопасность, поверхностное карстопроявление, закарстованность.

APPLICATION OF THE METHOD OF DISTANCE FROM SURFACE KARST OPERATIONS FOR ZONING KARSTED TERRITORIES

Zhiltsova Valeria Yurievna

*Perm State National Research University,
1st year Master's Degree Student, Perm
e-mail: lera.mics991@gmail.com*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kovaleva Tatyana

Abstract. The article discusses the method of distance from surface karst formation as one of the elements of a comprehensive system of carstological forecasts when zoning karst areas. Information about all encountered surface and underground karst manifestations was analyzed. The process of applying this method in practice is described. The research results show the reliability of the data obtained, which makes it possible to use this method as one of the ways to predict the development of karst processes and take appropriate measures to protect the environment and human life.

Keywords: karst, karstcollapse, karst cavity, karsthazard, surface karst manifestation, karstification.

Во многих случаях количественные методы карстологического прогноза предполагают использование данных о количестве и морфометрических характеристиках поверхностных карстовых форм, что является основными, но не показательными сведениями об изучаемой территории.

Категория устойчивости территории относительно провалообразования согласно нормативным документам [10,11] определяется величиной интенсивности образования карстовых провалов и значением средних диаметров карстовых форм.

Кроме того, в нормативных документах и опубликованной литературе [7,8,9] приводится метод удаленности от ближайшего поверхностного проявления карста, также используемый для количественной оценки степени закарстованности территорий и прогноза их устойчивости относительно образования провалов. Разработал и применил этот метод прогнозирования устойчивости закарсто-

ванных территорий И.А. Саваренский [8] при исследованиях сильно закарстованного участка площадью 5 км², прилегающего к восточной окраине г. Дзержинска [9].

Прогнозирование устойчивости закарстованных территорий по методу удаленности основано на предположении, что частоты ожидаемых провалов в прогнозируемом периоде будут распределены по удаленности от ближайших проявлений карста так же, как и в расчетном интервале времени. Здесь рассмотрения требуют три возможных случая применения данной методики:

1. Имеются достаточные для статистической обработки данные по удаленности возникающих провалов от ближайших проявлений карста;

2. Данные о случаях провалов недостаточны, но имеется достаточное для статистической обработки количество данных по удаленности воронок от ближайших проявлений карста;

3. Имеющиеся по изучаемой площадке данные о воронках и случаях провалов недостаточны для статистической обработки [5].

Требуется отметить, что данный метод зачастую игнорируется и не учитывается при оценке карстоопасности, поскольку явного требования к его применению в рамках инженерно-геологических изысканий нормативные документы не содержат. Однако согласно СП 11-105-97, ч. II (п. 5.2.11) и «Руководству по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста» (1995) оценку устойчивости территории рекомендуется осуществлять с применением «метода удаленности от ближайшего соседнего поверхностного проявления карста» [11] (рис. 1).

По методу удаленности от ближайшего карстопроявления можно выполнить следующее назначение элементов удаленности:

– Зона или категория I – карстопроявление (участок с элементами местности особо высокой опасности);

– Зона или категория II – радиус удаленности 0–20 м от карстовой формы (участок с элементами местности высокой опасности);

– Зона или категория III – радиус удаленности 20–50 м от карстовой формы (участок с элементами местности умеренной опасности);

– Зона или категория IV – радиус удаленности 50–100 м от карстовой формы (участок с элементами местности низкой опасности);

– Зона или категория V – удаленность более 100 м от карстовой формы (участок с элементами местности крайне низкой опасности).

Карту удаленности от карстовых воронок рекомендуется принимать за основу для районирования территории по степени и характеру поверхностной закарстованности. На ней отчетливо видны площади разной степени концентрации воронок. Причем, с увеличением радиуса удаленности единичные воронки последовательно объединяются в группы, очаги или узлы, скопления, поля и, наконец, участки.

На карту удаленности от воронок накладываются контуры распространения других поверхностных проявлений карста (сложных карстово-эрозионных впадин, карровых поверхностей и т.д.). При этом, в случае необходимости, могут быть построены изолинии удаленности от карстово-эрозионных впадин.

В результате сопоставления контуров разной концентрации воронок (выраженных в виде изолиний удаленности) и распространения других поверхностных проявлений карста получается карта районирования территории по степени и характеру поверхностной закарстованности [7].

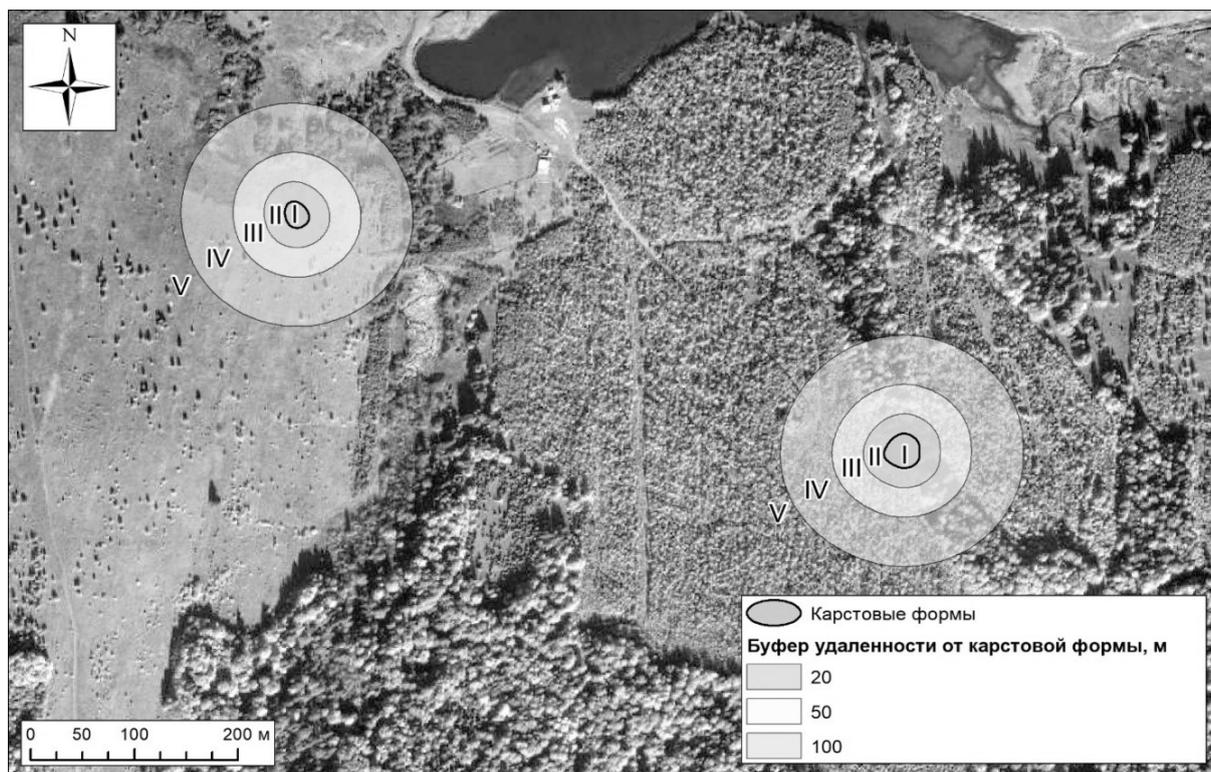


Рис. 1. Пример микрорайонирования по удаленности от ближайшего карстопроявления

Провал образуется вследствие выхода подземной карстовой полости на поверхность. Следуя логике методики удаленности, подземные карстовые формы должны тяготеть к поверхностным, которые являются индикаторами подземной закарстованности. Был проведен анализ выявленной подземной закарстованности и местоположения поверхностных карстовых форм, а также радиусов удаленности различных размеров.

Для анализа был выбран интенсивно закарстованный участок в южной части Пермского края. Рассматриваемый участок относится к территории сульфатного и карбонатно-сульфатного карста согласно карте распространения карста на территории Российской Федерации (рис. Б.5 [4]).

Согласно карте карстоопасности Пермского края, выполненной в рамках отчета о научно-исследовательской работе «Мониторинг закарстованных территорий Пермской области», 2010 г. ГОУВПО ПГУ рассматриваемая территория расположена на участках, характеризующихся от практически неопасной до опасной категории карстоопасности.

Участок приурочен к двум карстовым районам: иренскому и уфимскому согласно карте (схеме) карстующихся пород и карста Пермской области по К.А. Горбуновой, 1993 г. [1, 2].

Необходимо отметить, что исследуемая территория достаточно хорошо изучена не только инженерно-геологическим и карстологическим бурением, но и геофизическими исследованиями. Также после окончания бурения в скважинах с полостями был проведен видеокортаж с целью детального исследования внутренней поверхности стенок карстологических скважин, уточнения морфометрических параметров самих полостей.

Для исследования были использованы скважины на площади 388,0 км² (в буфере 2,0 км от трассы), которыми были вскрыты карстующиеся отложения. Количество этих скважин равно 72 штуки, из которых 34 скважины (47%) не вскрыли подземные карстовые формы, а 38 (53%) скважинами были вскрыты карстовые полости.

Рассмотрев скважины, которые не вскрыли карстовые полости, было выявлено, что 67% этих скважин находятся на расстоянии более 100 м от ближайшей поверхностной карстовой формы. Было отмечено, что в самой карстовой форме шанс встретить полость составляет около 1%, поскольку полость уже вышла на поверхность и заполнена вторичным материалом. Остальные 32% скважин находятся в радиусе от 0 (борта поверхностной карстовой формы) до 100 м (рис. 2).



Рис. 2. Распределение скважин относительно буферов удаленности от ближайшего поверхностного карстопоявления

При анализе скважин, вскрывших карстовые полости, было обнаружено, что большинство вскрытых полостей (72%) находятся в пределах буфера удаленности в 100 м. Причем при дальнейшем анализе расстояний полостей до ближайшей карстовой формы установлено, что 92% из них вскрыты на удалении до 300 м, и только 8% расположены на большем удалении (рис. 3).

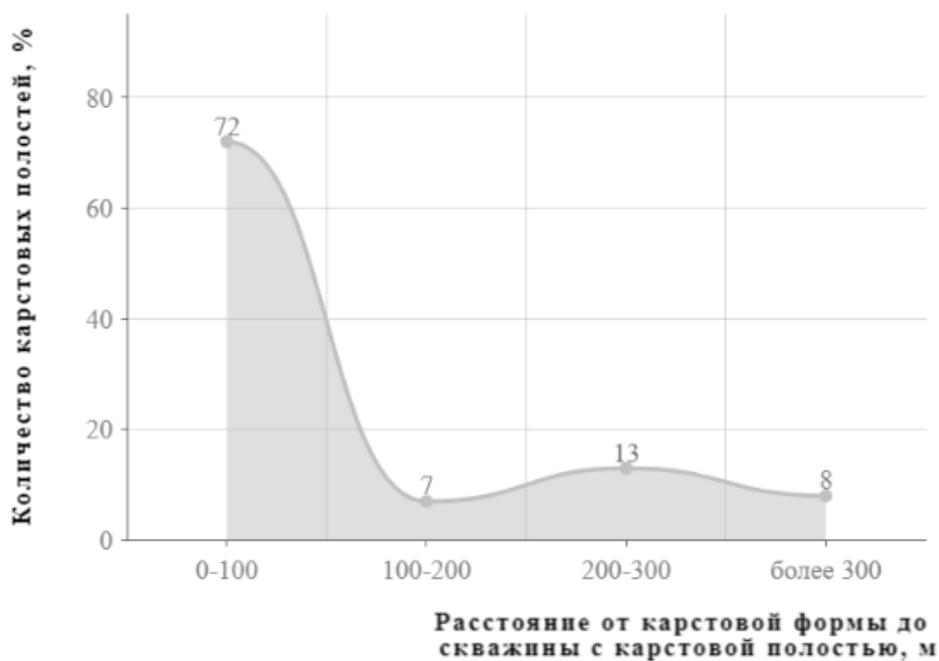


Рис. 3. Распределение карстовых полостей относительно буферов (радиусов) удаленности от ближайшего поверхностного проявления карста

Здесь необходимо отметить, что в процессе исследования подземных карстовых форм, их взаимного расположения с поверхностными карстовыми формами было определено, что максимальная удаленность скважины, вскрывшей полость, от ближайшего поверхностного карстопоявления не превышает 350 м. Следовательно, в радиусе 300 м от ближайшей поверхностной формы было встречено 92% всех вскрытых полостей, а в радиусе 350 м – 100%. На основе этого следует рассмотреть целесообразность расширения буфера удаленности до более большого расстояния – 300 м – для данной территории, поскольку данный участок также требует периодического наблюдения.

Проведенный анализ подтвердил, что в буфере удаленности до 100 м карстовые полости встречаются чаще, чем вне этого буфера, соответственно, предположение о том, что индикаторами подземных карстовых форм являются поверхностные формы, можно назвать верным.

Карстовые формы имеют тенденцию группироваться и образовывать скопления, в связи с чем места возникших поверхностных карстовых форм и прилегающие к ним участки, ограниченные буферами удаленности, являются потенциально более карстоопасными, нежели территории вне буфера. При этом максимальный буфер удаленности, вне которого карстоопасность снижается, может быть определен исследователем индивидуально для каждой территории.

Поскольку вскрытие подземной карстовой формы является довольно-таки редким и случайным событием на территориях, малоисследованных карстологическим бурением, целесообразно выполнять районирование с помощью метода удаленности, спрогнозировав потенциально опасные участки. Следует заметить, что площадь разных категорий увеличивается от первой категории к пятой, это связано непосредственно с методикой проведения районирования. Имеет место быть предположение, что метод удаленности для оценки карстоопасности может быть эффективным для микрорайонирования небольших участков, но в остальных случаях он должен применяться совместно с другими методиками оценки карстоопасности территории для более достоверной и правильной оценки территории.

Литература

1. *Геологическая карта Пермской области (М 1:2400000).*
2. *Геологическое строение. Дочетвертичные образования (1:1800000). Атлас Пермского края / Под общей редакцией А. М. Тартаковского. Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь: 2012.*
3. *Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г. Карст и пещеры Пермской области. Пермь, 1992. 200 с.*
4. *Государственная геологическая карта РФ. Карта плиоцен-четвертичных образований. Лист О-40 (Пермь) (М 1:1000000).*
5. *Катаев В.Н., Ковалёва Т.Г. Роль экспертной оценки в карстологическом прогнозе // Фундаментальные исследования. 2013. № 8 (часть 5). С. 1130–1135.*
6. *Максимович Н.Г., Кадебская О.И., Мещерякова О.Ю. Сульфатный карст Пермского края. Пермь, 2021. 302 с.*
7. *Руководство по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста. М.: ПНИИ, 1995.*
8. *Саваренский И.А. Прогноз устойчивости территории методом удаленности от ближайшего проявления карста // Прогноз изменения инженерно-геологических условий при строительстве. Москва, 1990. С. 108–118.*
9. *Саваренский И.А., Миронов Н.А. Руководство по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста. М., ПНИИС, 1995. 168 с.*
10. *СНиП 1.02.07-87. Инженерные изыскания для строительства. М., 1988.*
11. *СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. М.: ПНИИС, 2001.*
12. *СП115.13330.2016. Геофизика опасных природных воздействий / Минстрой России. М., 2016.*

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОДТВЕРЖДАЕМОСТЬ И ДОСТОВЕРНОСТЬ РЕСУРСОВ УВС В ПРЕДЕЛАХ ЕНАПАЕВСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Исупова Полина Александровна

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, геолог 2-й категории
e-mail: Polina.Isupova@pnn.lukoil.com*

Суворова Анастасия Сергеевна

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, ведущий геолог
e-mail: Anastasia.Suvorova@pnn.lukoil.com*

Научный руководитель: Никитина Марина Васильевна

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, начальник отдела

Аннотация. В работе выполнен ретроспективный анализ изменения коэффициентов достоверности и подтверждаемости ресурсов на территории Пермского края, охватывающий около 250 подготовленных структур, выведенных из поискового бурения с 1997 по 2021 год. В ПО Isoline построены карты изменения достоверности и подтверждаемости ресурсов в сумме по всем нефтегазоносным комплексам на момент открытия месторождения и на 01.01.2023 год по плотностному и объемному методам оценки. В результате анализа карт изменения коэффициентов выявлены зоны в Пермском крае, характеризующиеся наибольшей погрешностью в оценке ресурсов углеводородов. Одной из таких территорий является Енапаевская зона нефтегазонакопления (ЗНГ), в пределах Башкирского свода. Для зоны характерна высокая изученность и плотность ловушек. В связи с высоким и перспективами геологоразведочных работ (ГРП) в данной зоне, проанализированы соотношения прогнозных и фактических параметров разбуренных структур, что позволило выявить основные факторы, ведущие к снижению достоверности и подтверждаемости ресурсных оценок.

Ключевые слова: коэффициент достоверности, коэффициент подтверждаемости, оценка ресурсов, Енапаевская зона нефтегазонакопления, площадь залежи, эффективная нефтенасыщенная толщина

ANALYSIS OF CHANGES IN THE COEFFICIENTS OF CONFIRMABILITY AND RELIABILITY OF HYDROCARBON RESOURCES IN THE TERRITORY OF THE PERM KRAI

Isupova Polina

*LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch Office in Perm, young scientist
e-mail: Polina.Isupova@pnn.lukoil.com*

Suvorova Anastasia

*LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch Office in Perm, young scientist
e-mail: Anastasia.Suvorova@pnn.lukoil.com*

Research Supervisor: Nikitina Marina

LUKOIL-Engineering Limited PermNIPIneft Branch Office in Perm, Head of Department

Abstract. The article retrospectively analyzes the changes of the reliability and confirmability coefficients, covering about 250 prepared structures removed from exploratory drilling from 1997 up to 2021 in the Perm Region. The maps of the changes of the resources total reliability and confirmability of all oil- and gas-bearing complexes at the time of the field discovery and on 01.01.2023 according to the volume estimation methods are built in the “Isoline” software. The analysis of the coefficients change maps resulted in revealing oil- and gas-bearing zones in the territory of the Perm Region, characterized by the greatest error in the estimation of hydrocarbon resources. One of such territories is the Enapaevskaya oil and gas accumulation Zone, within the Bashkir arch. The zone is characterized by a high level of study and density of traps.

Due to the high prospects of geological exploration in this zone, the ratios of forecast and actual parameters of the deposit were analyzed, which allowed to identify the main factors leading to a decrease in the reliability and confirmability of resource estimates.

Keywords: prepared structures, resource assessment, reliability coefficient, confirmability coefficient, Bashkir arch, Enapaevskaya oil and gas accumulation zone, area of deposit, oil net pay.

Введение

Пермский край представляет собой один из наиболее значимых по объемам добычи углеводородного сырья (УВС) регионов, расположенных в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В условиях высокой степени изученности и разведанности ресурсов на данный момент поиск новых залежей и месторождений углеводородов (УВ) осуществляется на малоразмерных и малоамплитудных поднятиях. Основными объектами ввода в поисковое бурение являются поднятия с наилучшими морфологическими характеристиками по основным отражающим горизонтам и обладающие наибольшим ресурсным потенциалом.

Одними из важнейших показателей эффективности геологоразведочных работ (ГРП) являются коэффициент достоверности ($K_{дст}$) и коэффициент подтверждаемости ($K_{птд}$). Коэффициенты достоверности и подтверждаемости определяются как отношение начальных запасов к ресурсам. $K_{дст}$ учитывает ресурсы как непродуктивных, так и продуктивных структур, $K_{птд}$ ресурсы только продуктивных. Ресурсная оценка является истинной при значениях коэффициентов, равных 1 ед. О занижении или завышении ресурсной оценки свидетельствуют значения достоверности и подтверждаемости, превышающие единицу или стремящиеся к нулю, соответственно.

Тем не менее, даже с учетом подготовки объектов к поисковому бурению современными методами, а именно сейсморазведочными работами 3D, наблюдается изменение подтверждаемости и достоверности ресурсов в широком диапазоне.

Для выявления факторов, влияющих на подтверждаемость и достоверность исключения рисков разбуривания «пустых» ловушек, проведен ретроспективный анализ. Данный анализ охватывает порядка 250 подготовленных структур, выведенных из поискового бурения с 1997 по 2021 гг. Полученные результаты позволяют скорректировать оценку ресурсного потенциала и разработать стратегию для будущих геологоразведочных работ на той или иной территории.

Ретроспективный анализ

Для территории Пермского края в ПО Isoline построены карты, отражающие изменения достоверности и подтверждаемости ресурсов в сумме по всем нефтегазоносным комплексам (НГК). Данные карты построены на момент открытия месторождения и на 01.01.2023. Объектами исследования являются структуры, оценка ресурсов которых выполнялась плотностным и объемным методами.

В результате анализа карт изменения коэффициентов по площади региона для структур с оценкой ресурсов плотностным методом выявлены зоны с наибольшей погрешностью в оценке: территория Майкорской валообразной зоны, Ножовский и Соколовский выступы, юг Пермского свода, территория Башкирского свода (БС) и примыкающая к нему зона в районе Бымско-Кунгурской моноклинали. Плотностной метод количественной оценки ресурсов характеризуется низкой достоверностью и подтверждаемостью, что свидетельствует о низкой изученности, недостаточных представлениях о геологическом строении и нефтегазоносности территории Пермского края на момент подсчета.

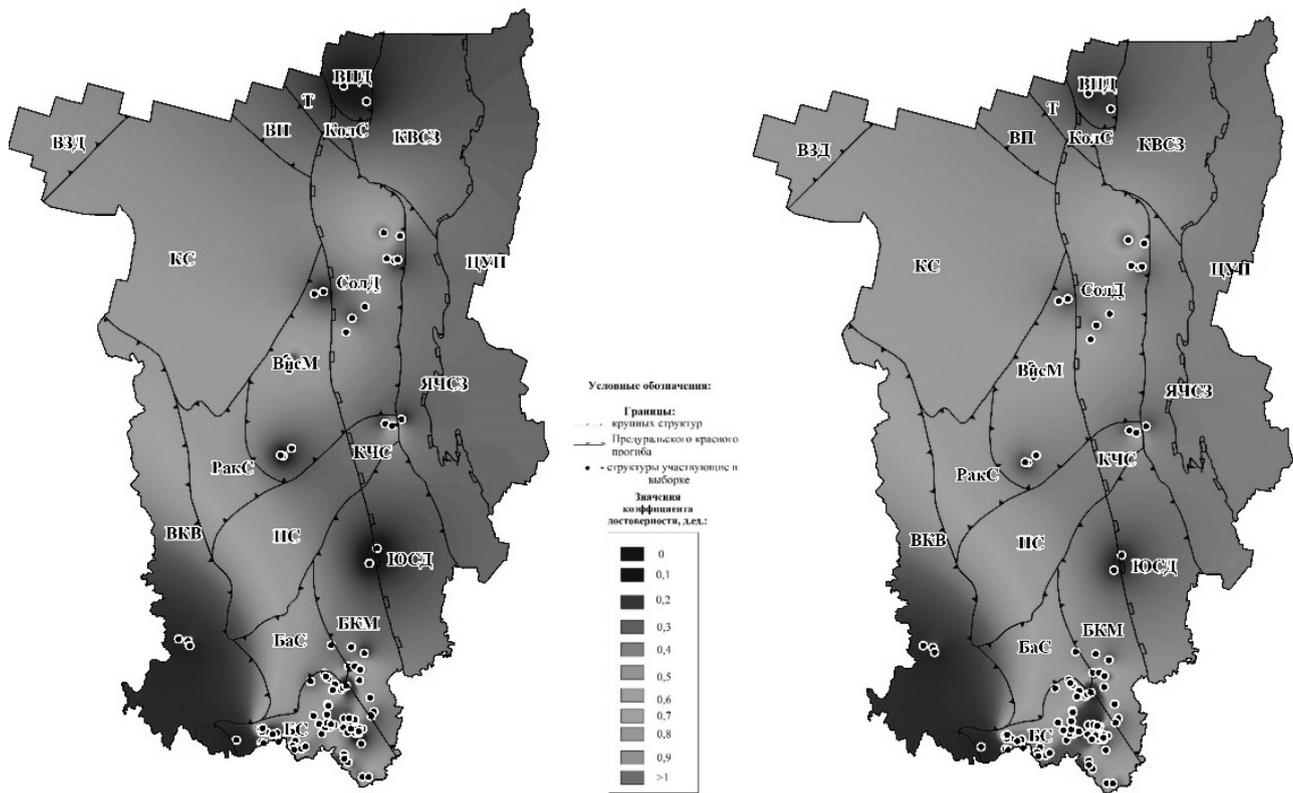
В соответствии с приказом МПР РФ № 126 от 07.02.2001 оценка ресурсов подготовленных структур производится объемным методом. С 2002 года объекты, вводимые в поисковое бурение, в основном локализуются на юге региона. Карты достоверности для ресурсов, оцененных объемным методом, отражают как положительные, так и отрицательные результаты бурения (Рис.1).

С целью визуализации изменения степени достоверности и подтверждаемости с момента открытия на текущую дату по результатам доизучения и уточнения геологических моделей залежей месторождений, постановки и списания запасов с Государственного баланса выполнено построение карт разности коэффициентов (Рис.2):

$$\Delta K = K_1 - K_2, (1)$$

где K_1 – достоверность, подтверждаемость на 01.01.2023, д. ед.; K_2 – достоверность, подтверждаемость на момент открытия месторождения, д. ед.

Для территорий в пределах района Бымско-Кунгурской моноклинали и Висимской впадины характерно уменьшение запасов УВ с момента открытия до 01.01.2023. Наибольшее количество изменений, как увеличение, так и уменьшение запасов УВ, характерно для территории БС.



На момент открытия месторождения

На 01.01.2023

Рис. 1. Карты изменения коэффициента достоверности ресурсов, оцененных объемным методом

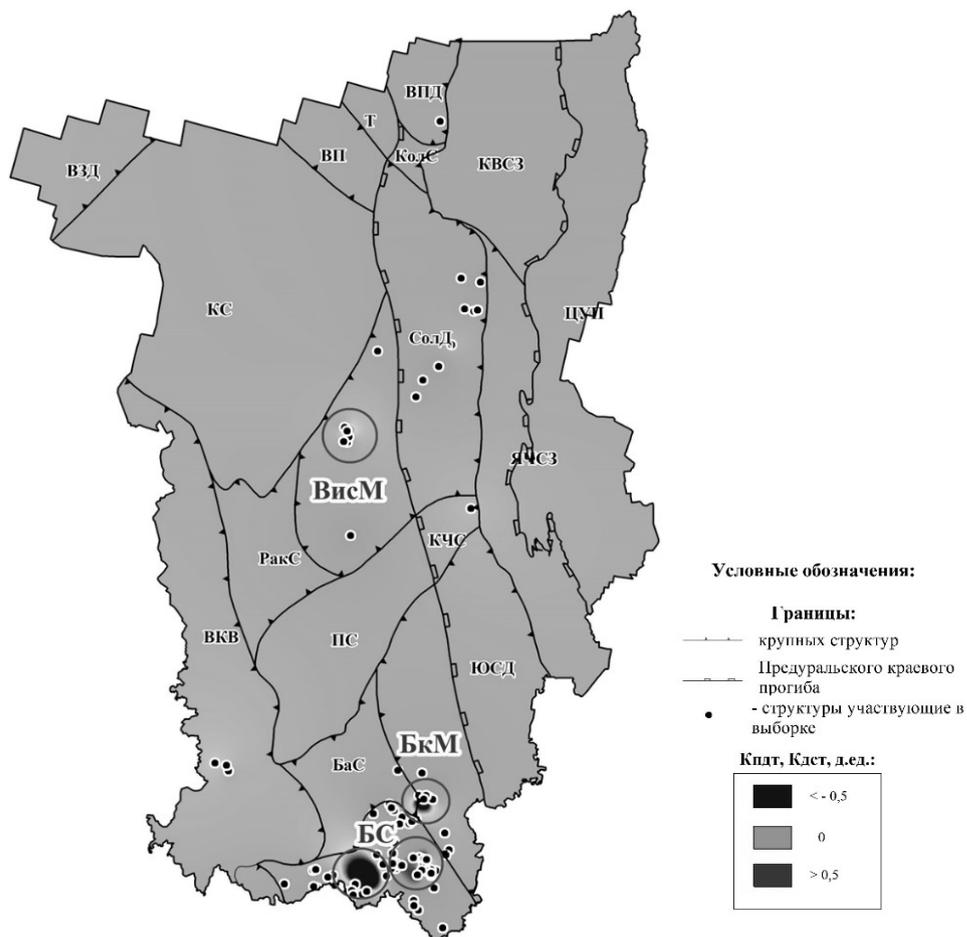


Рис. 2. Карта разности достоверности и подтверждаемости ресурсов, оцененных объемным методом

Анализ факторов

На территории БС основной зоной, для которой характерны наибольшие изменения достоверности и подтверждаемости ресурсов, а также разбурено наибольшее количество структур в период с 1997 по 2021 год, является Енапаевская зона нефтегазонакопления (ЗНГН). Для зоны характерна высокая изученность, большое количество разбуренных продуктивных и непродуктивных ловушек. Территория исследования имеет значительные перспективы для постановки дальнейших геологоразведочных работ, опоискования локализованных поднятий.

Для Енапаевской ЗНГН основными НГК являются верейский-терригенно-карбонатный, нижне-средневизейский терригенный, верхневизейско-башкирский и верхнедевонско-турнейский карбонатный. На данной территории для выведенных из глубокого бурения структур, по которым осуществлялась оценка ресурсов УВ объемным методом, установлены факторы, влияющие на достоверность и подтверждаемость в разрезе каждого НГК.

Поскольку одними из наиболее значимых характеристик залежи являются площадь и толщина коллектора, в работе проанализированы соотношения прогнозируемых и фактических параметров на 20 подтвердившихся структурах, разбуренных с 1997 по 2021 год, в пределах Енапаевской зоны (рис. 3).

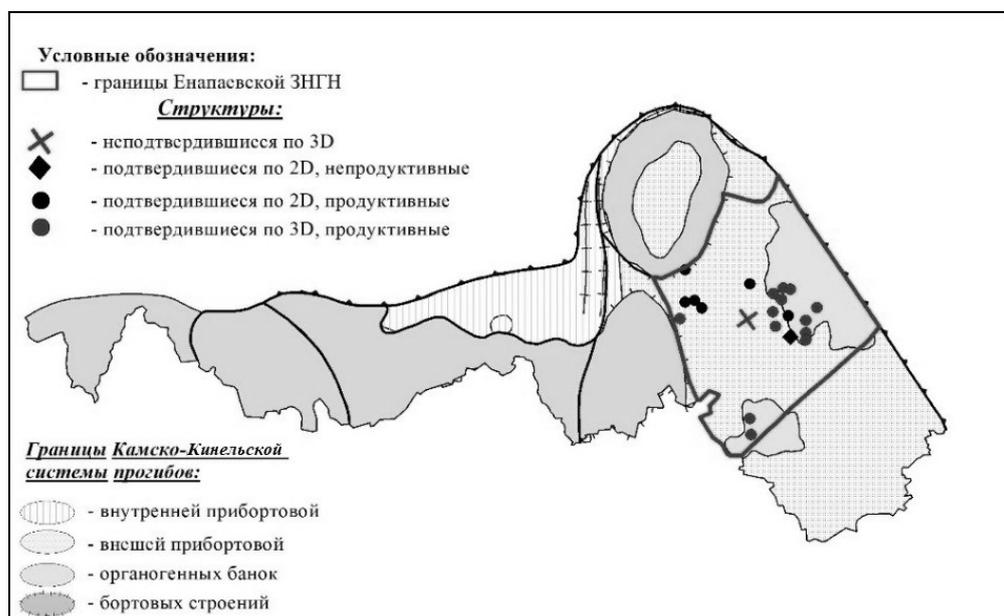


Рис. 3. Карта расположения разбуренных с 1997 по 2021 год структур в пределах Енапаевской ЗНГН

Среднекаменноугольный объединенный нефтегазоносный комплекс объединяет верейские терригенно-карбонатные и верхнее визейско-башкирские карбонатные отложения. Среднекаменноугольные отложения характеризуются ограниченным распространением промышленной нефтегазоносности, что связано со слабой выраженностью структур в морфологическом плане: ловушки, в основном, обладают малой площадью и амплитудой. Кроме того, низкие коллекторские свойства пластов снижают нефтегазоносный потенциал верейских и башкирских пластов.

В данной работе анализ среднекаменноугольного комплекса не проводился ввиду ограниченного распространения промышленной нефтегазоносности в Енапаевской ЗНГН.

Основная промышленная нефтегазоносность территории Енапаевской зоны связана с *нижне-средневизейским терригенным нефтегазоносным комплексом*, в разрезе которого отмечено наибольшее количество промышленно продуктивных залежей углеводородов и извлекаемых запасов нефти.

Из 20 структур, расположенных в изучаемой зоне, наличие промышленных залежей в данном комплексе подтвердилось на 17 поднятиях. По результатам сопоставления прогнозируемой и фактической площади нефтегазоносности выделено четыре группы структур (Рис.4).

К первой группе принадлежат структуры, подготовленные сейсморазведочными работами 2D и 3D, для которых прогнозируемая площадь и средневзвешенная эффективная толщина не подтвердились. Это связано с разным гипсометрическим положением оцениваемых объектов относительно аналогов (структура № 1), невыдержанностью коллекторов по площади (структура № 2) и осложненностью структур разрывными нарушениями (структура № 3).

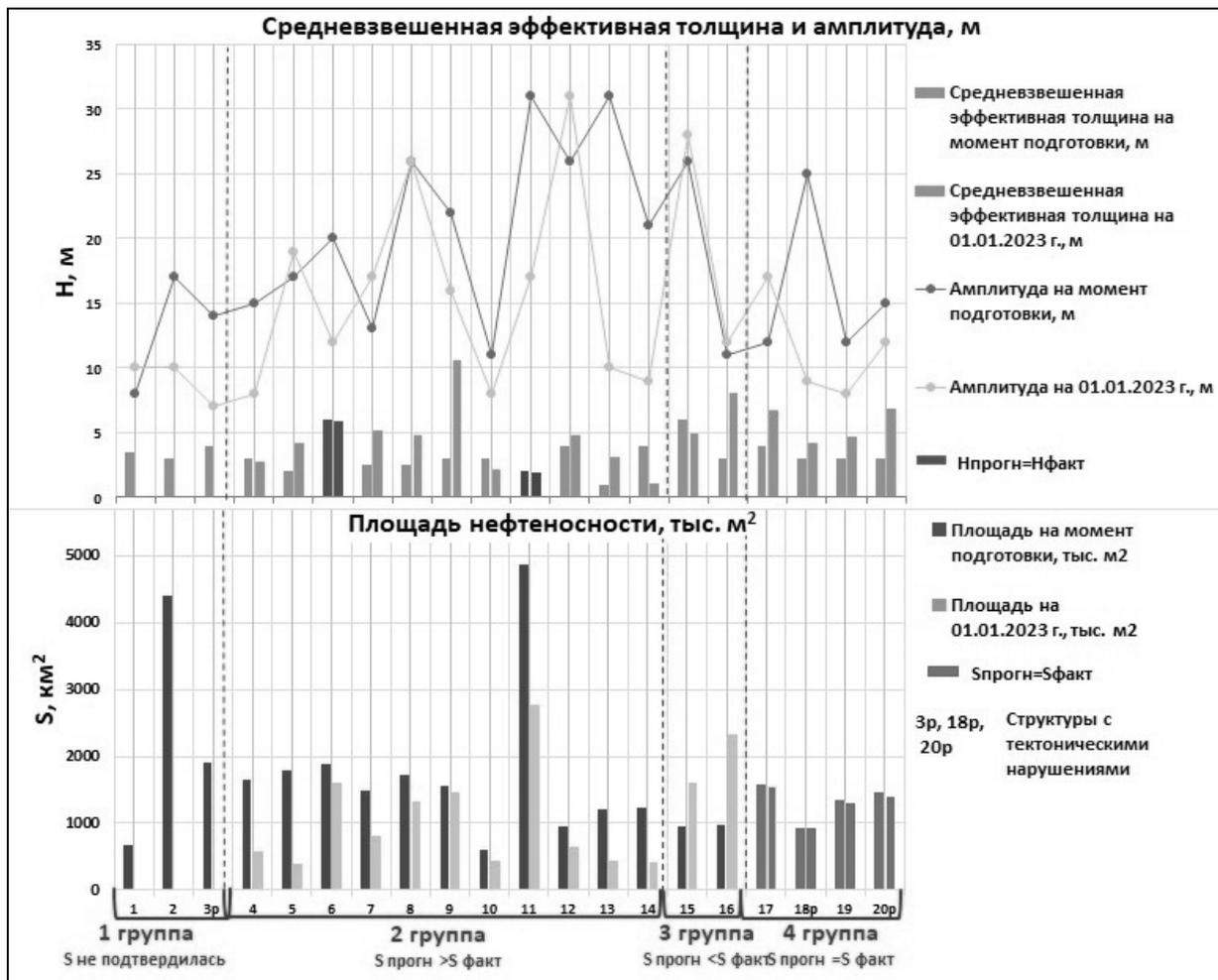


Рис. 4. График сопоставления средневзвешенных эффективных нефтенасыщенных толщин, амплитуд и площадей нефтеносности структур ниже-средневизейского терригенного НГК

Для второй группы наблюдается уменьшение фактической площади относительно прогнозируемой, что обусловлено оценкой ресурсов с учетом полного заполнения ловушек (55 %разбуренных объектов). В данную группу вошли только две структуры– № 6 и № 11, для которых прогнозная эффективная нефтенасыщенная толщина подтвердилась фактической, с учетом доверительного интервала 5 %. При количественной оценке ресурсов данных поднятий учтены рекомендации сейсморазведочных работ в части прогноза коллекторов.

Фактическая площадь увеличивается относительно прогнозной в третьей группе, что объясняется увеличением площади структуры и амплитуды после до изучения объектов сейсморазведочными работами 3D. Уменьшение эффективной нефтенасыщенной толщины на структуре № 15 связано с открытием меньшего числа промышленных залежей в разрезе визейских терригенных отложений, чем прогнозировалось.

Для четвертой группы структур, в основном подготовленных сейсморазведочными работами 3D, прогнозная и фактическая площадь равны с учетом доверительного интервала 5 %. Фактические эффективные толщины выше прогнозируемых, несмотря на уменьшение амплитуд, после проведения работ по до изучению геологических моделей залежей. Для данного комплекса в Енапаевской ЗНГН выявлена зависимость пласта Тл_{2-а} от пласта Тл_{2-б}. Заполнение ловушек пласта Тл_{2-а} происходит в случае заполнения нижележащего пласта Тл_{2-б}[1],с чем связано увеличение эффективных нефтенасыщенных толщин на оцениваемых объектах по сравнению с прогнозными.

Таким образом, основными факторами, влияющими на достоверность и подтверждаемость ресурсов визейских терригенных отложений, являются: невыдержанность коллекторов по площади, осложненность структур разрывными нарушениями, гипсометрическое положение оцениваемых объектов относительно аналогов, влияние лито-фациальных факторов и оценка ресурсов с учетом полного заполнения ловушек.

В пределах Енапаевской ЗНГН продуктивность *верхнедевонско-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса* связана с двумя перспективными объектами: рифовыми постройками

(интервал пластов Фр-Т₂) и со структурами их облекания (пласт Т₁). Пласт Т₁ характеризуется достаточно хорошей выдержанностью коллекторов и покрышек.

Для данного комплекса также проанализированы морфологические параметры и значения средневзвешенных эффективных нефтенасыщенных толщин, выделены группы структур. Все анализируемые объекты по результатам бурения подтвердились (рис. 5).

Для первой группы, в которой прогнозные параметры не подтвердились, характерно уменьшение амплитуды практически в два раза после актуализации структурных построений по результатам поисково-разведочного бурения. Анализ соотношения амплитуд поднятий и нефтенасыщенных толщин позволяет предположить, что при амплитуде структуры менее 10 м наличие нефтенасыщенных коллекторов на структуре маловероятно.

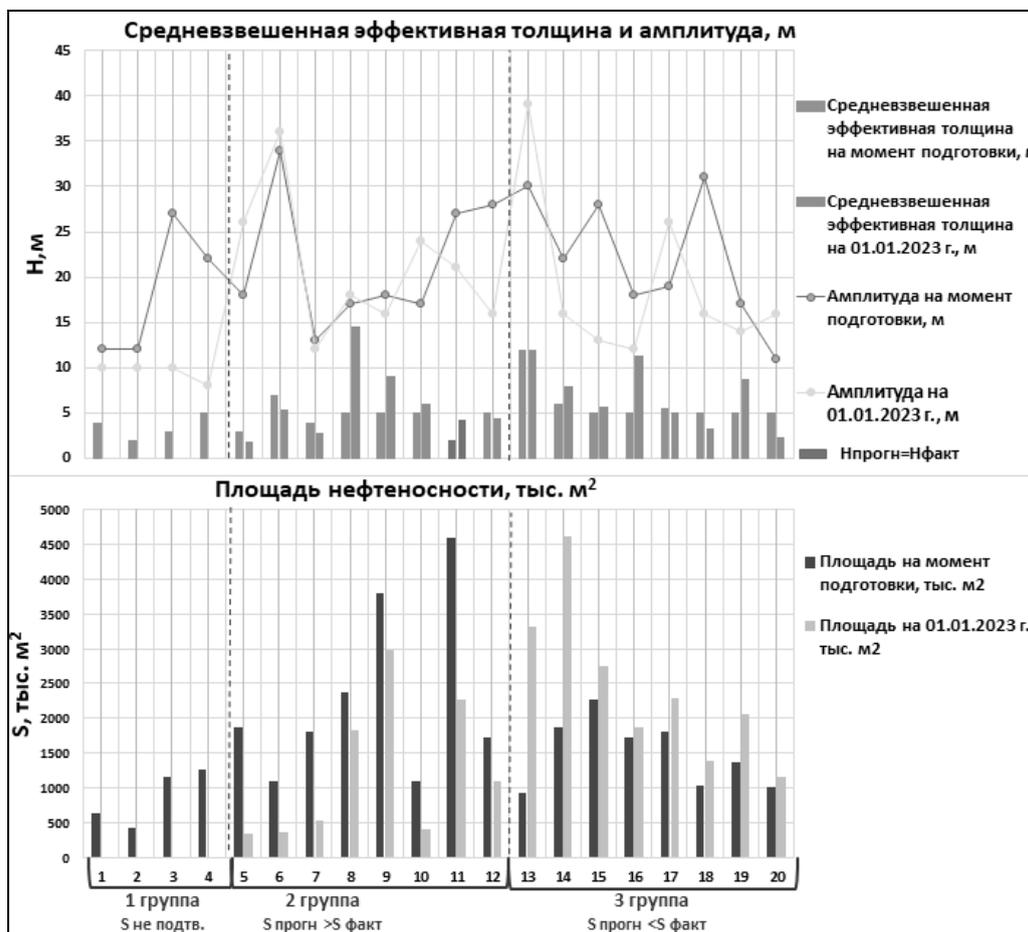


Рис. 5. График сопоставления средневзвешенных эффективных нефтенасыщенных толщин и площадей нефтеносности структур верхнедевонско-турнейского карбонатного НГК

Во второй группе основные риски связаны с оценкой ресурсов структур с учетом полного заполнения ловушки и влиянием ложной покрышки (30 %структур). Ложная покрышка представляет собой проводящую толщу, залегающую между породами коллекторами и истинной покрышкой, которая играет немаловажную роль в наличии промышленных залежей в данном НГК. Ложная покрышка занимает часть ловушки, тем самым уменьшает ее эффективный объем [1, 3].

Для третьей группы характерна *большая* фактическая прогнозируемая площадь в сравнении с прогнозной, что связано с увеличением площади нефтеносности объектов по структурной поверхности кровли продуктивных пластов относительно структурной поверхности отражающего горизонта.

Для второй и третьей группы структур увеличение эффективных нефтенасыщенных толщин обусловлено открытием большего количества промышленных залежей в разрезе, чем прогнозировалось. На каждом поднятии в данном комплексе доказана промышленная нефтеносность от 2 до 4 пластов. С 2005 года новый подход к прогнозированию залежей в фаменских и франских отложениях позволил повысить эффективность геологоразведочных работ.

Одними из основных факторов, снижающих достоверность и подтверждаемость ресурсов верхнедевонско-турнейского карбонатного НГК Енапаевской ЗНГН, являются: оценка ресурсов с учетом полного заполнения ловушек, наличие ложных покрышек для турнейских отложений.

Для рассмотренных ниже-средневизейского терригенного и верхнедевонско-турнейского карбонатного НГК установлено, что, в целом, Енапаевская ЗНГН характеризуется высокой подтверждаемостью ($K_{\text{пдт}}=1,24$ д.ед.) и достоверностью ($K_{\text{дст}}=1,15$ д.ед.) ресурсных оценок. В общем объеме количество структур с подтвердившейся ресурсной оценкой преобладает.

Расхождение основных прогнозных и фактических подсчетных параметров: площадей нефтеносности и эффективных нефтенасыщенных толщин по НГК обусловлено множеством факторов, которые установлены в рамках данного исследования и других научно-исследовательских работ Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

В настоящее время оценка ресурсов перспективных структур осуществляется с учетом рекомендаций и результатов предшествующих исследований, что, в свою очередь, снижает риски неподтверждения ресурсных баз объектов, а также повышает степень достоверности и подтверждаемости ресурсов приростом запасов.

Результаты работы

1. Сформирована база данных, содержащая информацию о подготовленных структурах, выведенных из поисково-оценочного бурения в период с 1997 до 2021 гг.

2. В пределах Пермского края выполнен анализ изменения подтверждаемости и достоверности ресурсов УВ, в результате которого выделены зоны, характеризующиеся наибольшей погрешностью в оценке ресурсов углеводородов

3. Для территории Енапаевской ЗНГН, расположенной в пределах Башкирского свода, проведен анализ соотношения основных прогнозных и фактических морфологических параметров и эффективных нефтенасыщенных толщин.

4. Определены значимые геологические факторы, снижающие достоверность и подтверждаемость, учет которых повысит качество ресурсных оценок при подготовке паспортов структур и постановке на Государственный баланс, снизит риски опоисковывания малоперспективных объектов.

Литература

1. *Попова К.В. Анализ закономерностей заполнения ловушек с целью прогнозирования нефтегазонасности локальных объектов в пределах лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Пермь: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2017. С. 57–128, 151–163.*

2. *Сулима А.И., Михайлов Д.Г., Яковлев Ю.А. Анализ геологического строения и размещения нефтеносности на юго-востоке Пермского края. – Пермь: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2009. 125 с.*

3. *Филимончиков А.А. Апробация методики расчета коэффициента заполнения ловушек для локальных объектов в пределах северной группы лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Пермь: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2019. С. 80–104.*

КОМПЛЕКСНОЕ РАНЖИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР ПЕРМСКОГО КРАЯ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЧЕРЕДНОСТИ ВВОДА В ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ

Капитанова Анастасия Сергеевна

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», молодой ученый, г. Пермь
e-mail: kapitan19.95@mail.ru*

Аннотация. Ранжирование перспективных структур позволяет выделить первоочередные объекты для постановки поисково-разведочного бурения с высоким потенциалом нефтегазоносности и низкими рисками. В статье рассмотрена методика ранжирования перспективных структур Пермского края. На основании ретроспективного анализа параметров 60 структур, расположенных в различных зонах нефтегазоаккумуляции (ЗНГА), выделены статистически значимые критерии для ранжирования, определены их весовые коэффициенты. Перспективные структуры на поиски углеводородов, где планируется поисково-разведочное бурение в ближайшие годы, разделены на объекты с повышенными рисками и наиболее перспективные объекты Пермского края.

Ключевые слова: геологоразведочные работы, геологические риски, зоны нефтегазоаккумуляции, ресурсы нефти, ловушки, ретроспективный анализ, ранжирование.

COMPLEX OF RANKING PERSPECTIVE STRUCTURES OF THE PERM REGION IN ORDER TO DETERMINE NUMBER OF ENTRY IN EXPLORATORY DRILLING

Kapitanova Anastasiya

*«LUKOIL-Engineering» LLC «PermNIPIneft» Branch Office in Perm,
Young Researcher, Perm,
e-mail: kapitan19.95@mail.ru*

Abstract. Ranking of promising structures makes it possible to identify priority objects for exploration drilling with high oil and gas potential and low risks. The article considers the methodology of ranking promising structures of the Perm Region. Based on a retrospective analysis of the parameters of 60 structures located in various zones of oil and gas accumulation, statistically significant criteria for ranking were identified, their weight coefficients were determined. Promising structures for the search for hydrocarbons, where exploration drilling is planned in the coming years, are divided into a group with increased risks and the most promising objects of the Perm Region.

Keywords: geological exploration, geological risks, oil and gas accumulation zones, oil resources, traps, retrospective analysis, ranking.

Выбор перспективных структур и определение очередности ввода в поисково-разведочное бурение является важным этапом для успешного проведения геологоразведочных работ. Целевым назначением работы является разработка и внедрение инструмента ранжирования структур для формирования планов геологоразведочных работ на ближайшие годы. Объектом данной работы является фонд подготовленных структур Пермского края. Подготовленные структуры на территории исследования расположены в различных тектонических, литолого-фациальных, нефтегазогеологических зонах, характеризуются широким спектром особенностей формирования, различной удаленностью от инфраструктуры нефтегазовых месторождений и других факторов, что осложняет выбор единого комплекса критериев для ранжирования[1].

С целью определения критериев для ранжирования проводился ретроспективный анализ по параметрам 60 структур, расположенных в различных зонах нефтегазоаккумуляции Пермского края (Рис. 1). В ретроспективном анализе использовались параметры, описывающие объекты на дату ввода в поисково-разведочное бурение, которые сопоставлялись критериями, характеризующими структуры в настоящее время: начальные извлекаемые запасы, объем добычи нефти, продолжительность с даты подготовки структуры до открытия залежи и с момента открытия до ввода в разработку.

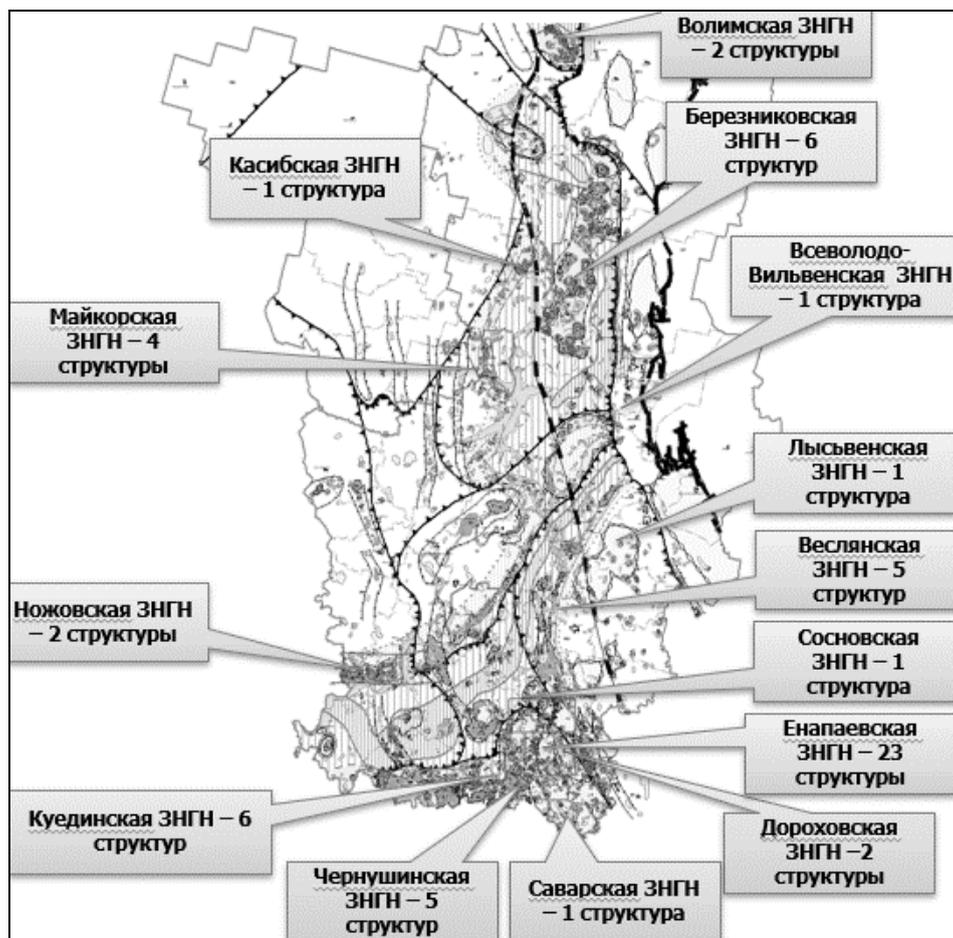


Рис. 1. Обзорная схема расположения разбуренных структур Пермского края, параметры которых приняты в основу ретроспективного анализа

Статистически значимыми критериями для ранжирования в группе «Степень геологической изученности и освоенности» являются:

- кратность площади сейсморазведочных работ 3D;
- расстояние до ближайшей скважины, где получен приток углеводородов;
- средний дебит нефти в поисковых скважинах на месторождениях определенной зоны нефтегазонакопления при испытаниях в эксплуатационной колонне.

Ослаблены ($R < 0.5$), но сформированы в едином облаке значений связи кратности площади и начальных извлекаемых запасов, расстояния до ближайшей скважины, где получен приток углеводородов и продолжительности с даты подготовки структуры до открытия залежи. Отмечается возрастание времени с даты подготовки до открытия залежи с увеличением расстояния до ближайшей скважины, где получен приток углеводородов и возрастание начальных извлекаемых запасов с увеличением кратности площади сейсморазведочных работ (рис. 2). Этим параметрам присвоены максимальные весовые коэффициенты в этой группе – 0.35 д. ед,

Продолжительность с даты открытия залежи до ввода в разработку уменьшается при увеличении среднего дебита нефти в поисковых скважинах на месторождениях определенной зоны нефтегазонакопления ($R = -0.48$, $p = 0.006$). Наибольшие средние дебиты при испытаниях в колонне зафиксированы в Березниковской и Майкорской зонах нефтегазонакопления, где продолжительность с момента открытия залежи до ввода в разработку составляет до 2-х лет.

В категории «Ресурсы» из анализируемых параметров к статистически значимым для ранжирования отнесены:

- суммарные извлекаемые ресурсы нефти по всем НГК;
- суммарная плотность ресурсов нефти структуры;
- доля ресурсов терригенных коллекторов по всем НГК.

Слабые значимые связи этих параметров выявлены с критерием - продолжительность от даты подготовки структуры до открытия залежи, весовой коэффициент для каждого параметра в группе принят 0.25 д. ед. На связи оказывают влияние отдельные изолированные значения, связанные с уве-

личением времени (более 6 лет) от даты подготовки некоторых структур (Верх-Шомашская, Восточно-Пашковская) до открытия залежей. Анализ литологического состава продуктивных отложений показал, что время с даты подготовки структуры до открытия залежи снижается с увеличением доли ресурсов терригенных коллекторов по структуре ($R=-0.34$, $p=0.01$).

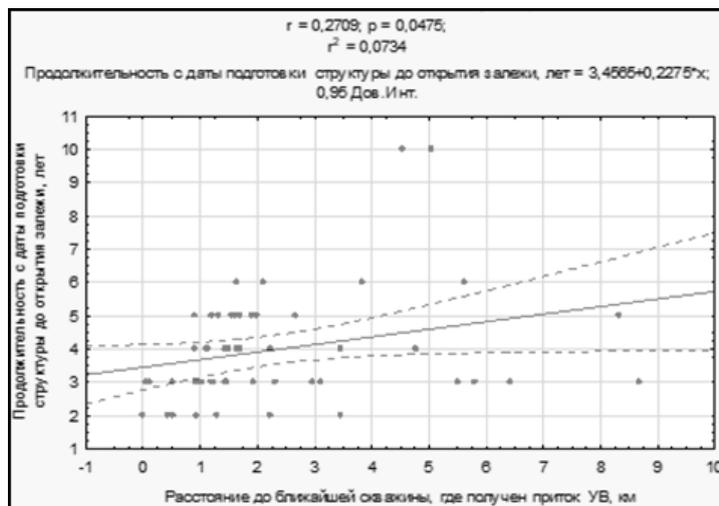


Рис. 2. Зависимость продолжительности с даты подготовки структуры сейсморазведочными работами до открытия залежи от расстояния до ближайшей скважины, где получен приток углеводородов

Из группы морфологических параметров структур по результатам ретроспективного анализа статистически значимыми для ранжирования являются 5 критериев:

- сложность конфигурации ловушки и наличие разломов в структурном плане кровли тульских терригенных отложений (ОГПк);
- амплитуда и интенсивность структуры;
- гипсометрическое положение свода структуры в структурном плане верхнедевонско-турнейских отложений.

Отмечается возрастание начальных извлекаемых запасов нефти при увеличении сложности формы ловушки в плане ($R=0.26$, $p=0.05$) и отсутствии дизъюнктивных нарушений в контуре структуры по ОГП^к ($R=-0.38$, $p=0.004$). Наибольший весовой коэффициент для ранжирования присвоен интенсивности поднятия в разрез вевернедевонско-турнейских отложений – 0.7 д.ед. Прослеживается увеличение времени с даты подготовки структур до открытия залежей с увеличением глубины залегания кровли верхнедевонско-турнейских карбонатных отложений, наибольшим временем с даты подготовки до открытия залежей характеризуются структуры Березниковской зоны нефтегазонакопления, где кровля верхнедевонско-турнейских отложений прослеживается на глубинах более 2100 м.

Анализ геологических рисков позволяет комплексно оценить влияние критичных факторов на формирование и сохранение залежей углеводородов. В группе критериев «Геологические риски» параметр P_g (вероятность геологического успеха) анализировался по каждому нефтегазонаосному комплексу структуры, по структуре в целом и отдельно по четырем факторам: наличие нефтегазоматеринской толщи, её генерационный потенциал и заполнение ловушки, наличие и качество коллектора, наличие, геометризация ловушки и надежность покрышки, миграция углеводородов и возможности недонасыщения ловушки [2]. Связь вероятности геологического успеха визейского терригенного комплекса по каждой структуре и объемов добычи нефти ослаблена ($R<0.5$), влияют отдельные изолированные значения, но выделяются поднятия с максимальными объемами добычи нефти и наибольшими P_g залежей визейского терригенного комплекса ($P_g>0.85$). Сильная значимая связь ($R=0.57$) в этой группе критериев, на которую влияют отдельные изолированные значения (Восточно-Пашковская, Ростовицкая структуры), характерна для объема ресурсов по вероятностной оценке с учетом P_g (mean) и объема добычи нефти за год.

В категории «Экономическая эффективность» статистически значимым критерием является потенциальная стоимость перспективных объектов с учетом рисков (EMV). Прослеживается слабая положительная связь EMV 10% и начальных извлекаемых запасов ($R=0.41$, $p=0.049$). Следует отметить, что группы критериев «Изученность и освоенность», «Геологические риски» и «Экономическая эффективность» следует анализировать не только отдельно, но и в совокупности, единственный экономический параметр, который по результатам корреляционного анализа включен в критерии для ран-

жирования (EMV), уже учитывает геологические риски, затраты на геологоразведочные работы, которые зависят от изученности и освоенности, суммарная доля этих трех групп параметров в итоговом балле всех структур высокая, изменяется от 33 % до 80 %.

Относительные значения параметров (A_i) с учетом статистически обоснованных весовых коэффициентов (F) определялись следующим образом:

$$A_i = \frac{(x_i - x_{min})}{(x_{max} - x_{min})} * 100\% (I)$$

$$k_i = A_i * F \quad (II)$$

A_i – относительное значение критерия, F – весовой коэффициент, k_i – балл критерия.

Итоговый балл структуры (S_k) рассчитывался суммой баллов групп пяти параметров с учетом весового коэффициента каждого параметра в группе.

$$S_k = k_{изученность+освоенность} + k_{ресурсы} + k_{морфология} + k_{геол.риски} + k_{экономика} \quad (III)$$

По результатам ранжирования выделены структуры с высоким потенциалом нефтегазоносности, рекомендуемые для освоения в первую очередь, итоговый балл которых составляет 198 и более, а также структуры с повышенными рисками, итоговый балл которых составляет менее 151. (рис. 3).

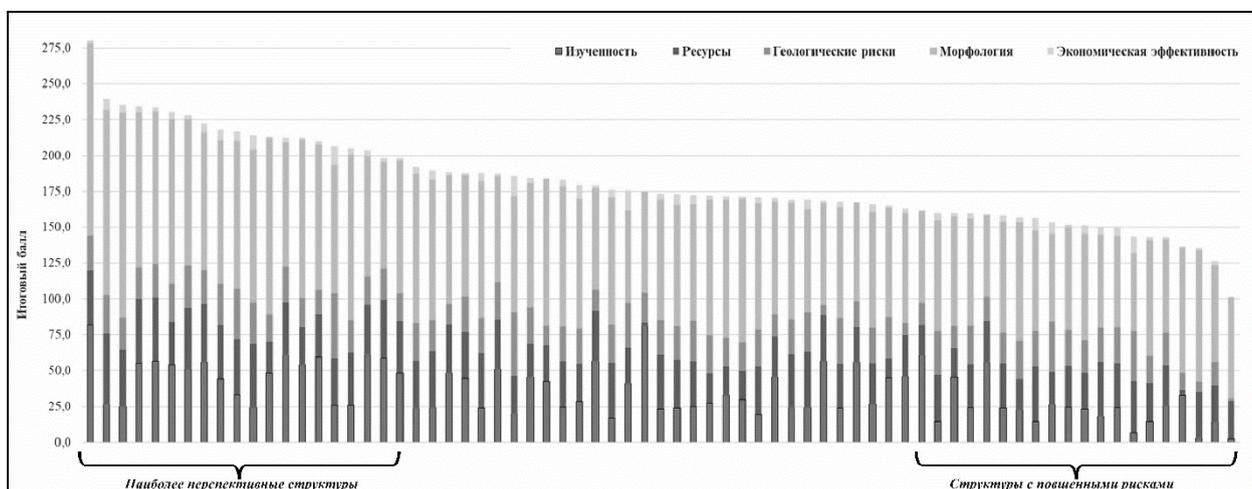


Рис. 3. Ранжирование объектов по S_k

Литература

1. Бычков С.Г. Мичурин А.В., Неганов В.М. Нефтегазогеологическое районирование территории Пермского края // Нефтегазовое дело, 2010. С. 58.
2. Евстафьев И.Л., Долинский И.Г. Оценка геологических рисков при планировании геологоразведочных работ на стадии поиска месторождения // Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа // Вести газовой науки, Санкт-Петербург, 2018. С. 19–23.

ОПАСНОСТЬ ВЫВОЗА ПЕРФОРАЦИОННЫХ ТРУБ: ВЛИЯНИЕ ГЕКСОГЕНА И СЫРОЙ НЕФТИ НА ЗДОРОВЬЕ РАБОЧИХ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ СКВАЖИНЫ

Карякин Семен Константинович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса, г. Пермь
e-mail: sem2714@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель Южанинова Наталья Валерьевна

Аннотация. В статье рассмотрено влияние паров, мелких частиц сырой нефти и гексогена на рабочих, занимающихся перфорацией скважины. Описана токсичность бензола, толуола, н-гексана, ксилола, содержащегося в сырой нефти. Выявлена опасность интоксикации, приводящая к снижению неспецифической иммунной защиты организма. На примере детонирующего гексогенового шнура ДШС-160, который при обработке выделяет 11 компонентов, один из них токсичный газ нитромин, его составляющие диоксид азота (NO₂) и оксид азота (NO), рассмотрена модель интоксикации, приводящая к побочным эффектам, включая дыхательные проблемы, головные боли, тошноту и связанные с ними симптомы у рабочих.

Ключевые слова: Перфорация, сырая нефть, н-гексан, гексоген, нитромин, интоксикация, взрывчатое вещество.

THE DANGER OF REMOVING PERFORATION PIPES: THE IMPACT OF RDX AND CRUDE OIL ON THE HEALTH OF WORKERS DURING WELL PERFORATION

Karyakin Semyon

*Perm State University,
4th year Student, Perm*

e-mail: sem2714@gmail.com

Research Supervisor: Senior Lecturer Yuzhaninova Natalya

Abstract. The article examines the influence of vapors, small particles of crude oil and hexogen on workers involved in well perforation. The toxicity of benzene, toluene, n-hexane, and xylene contained in crude oil has been described. The danger of intoxication has been identified, leading to a decrease in the body's nonspecific immune defense. Using the example of the detonating hexogen cord DShS-160, which releases 11 components during processing, one of them is the toxic gas nitromine, its components nitrogen dioxide (NO₂) and nitric oxide (NO), a model of intoxication leading to side effects, including respiratory problems, is considered. headaches, nausea and related symptoms.

Keywords: perforation, crude oil, n-hexane, RDX, nitromine, intoxication, explosive.

Одной из основных работ на промышленной геофизике является перфорация скважин. Перфорация скважины – процесс создания отверстий в стенках скважины для обеспечения доступа газа, нефти, воды из скважины в целевой пласт из которого добывается нефть или газ.

Одним из видов является кумулятивная перфорация, которая осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда взрывчатого вещества (ВВ), облицованной тонким металлическим покрытием (листовая медь толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов – продуктов облицовки – пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6–8 км/с и создает давление на преграду до 0,15–0,3 млн МПа. При выстреле кумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорацион-

ный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8–14 мм. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора [4].

Собранная перфорационная система (на примере Скорпион-ОН) состоит из кумулятивного перфоратора, кумулятивных зарядов, детонатора и детонирующего шнура. После отстрела, трубы поднимаются. Регламент выполнения работ обязывает супервайзера месторождения проверять и фиксировать факт отстрела, после чего трубы в обязательном порядке помещаются в передвижную лабораторию перфорационной станции (ЛПС) и увозятся. Правила проведения работ, обязывают самостоятельно вывозить отстреленные трубы, которые, в свою очередь являются источником отравления рабочих.

Влияние сырой нефти

При отработки перфорационных труб, их поднимают со скважины, зачастую в нефтепродуктах. Испаряющиеся нефтепродукты могут быть потенциально токсичными для человека, в зависимости от их состава и концентрации. Некоторые нефтепродукты содержат химические соединения, которые могут вызывать вредное воздействие на здоровье при вдыхании паров или при контакте с кожей. Основные токсичные компоненты нефтепродуктов и их потенциальные вредные эффекты:

1. *Бензол* является одним из наиболее известных токсичных веществ, содержащихся в нефтепродуктах. Длительная или интенсивная экспозиция может вызывать проблемы с кроветворением, повреждение нервной системы, рак и другие серьезные заболевания.

2. *Толуол* также является токсичным химическим веществом, которое может вызывать раздражение глаз, кожи и дыхательных путей. При длительном воздействии может повреждать центральную нервную систему и вызывать сердечнососудистые проблемы.

3. *Ксилол* также может вызывать раздражение глаз и дыхательных путей, а также приводить к головной боли, слабости и сонливости. При интенсивной или продолжительной экспозиции может повреждать печень и почки.

4. *Н-гексан* может вызывать раздражение кожи и глаз, а также приводит к головокружению, тошноте и другим симптомам отравления.

5. *Различные нефтяные фракции* могут содержать полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). Некоторые ПАУ, такие как бензапирен, являются известными канцерогенами и могут иметь долгосрочное вредное воздействие на здоровье.

Все летучие углеводороды являются токсичными веществами, оказывающими неблагоприятное действие на нервную систему. По мере увеличения числа углеродных атомов в пределах гомологического ряда возрастает их токсическое действие и уменьшается их летучесть и, следовательно, степень их практической токсичности. Предельные углеводороды (парафины) в тоже время оказывают меньшее токсическое действие, чем непредельные углеводороды с тем же количеством углеродных атомов. Объясняется это тем, что непредельные углеводороды, благодаря наличию свободных связей, легче входят в химическое взаимодействие со структурами организма, чем предельные углеводороды. Кроме того, проявление токсичности углеводородов зависит от их распределения в организме, а это, в свою очередь, зависит от степени растворимости их в жирах и вводе (крови). Липофильность (характеристика интенсивности молекулярного взаимодействия вещества с жировыми средами) этих веществ возрастает с увеличением числа углеродных атомов [5, 9].

Действие углеводородов на организм человека, находящегося на открытой рабочей площадке или проживающего в районе размещения нефтеперерабатывающего предприятия, проявляется в виде хронической интоксикации [1, 3].

В результате хронической интоксикации происходит снижение неспецифической иммунной защиты организма, что в свою очередь открывает дорогу многим заболеваниям как аллергической, так и неаллергической природы.

Гексоген

Детонирующий шнур (на примере ДШС-160, гексогеновый термобаросткий детонирующий шнур) состоит из действующего вещества гексоген. Горение гексогена при высоком давлении характеризуется высокой степенью неполноты превращения ВВ в конечные продукты. Сжигание гексогена при атмосферном давлении приводит к образованию большого количества несгоревших малоразмерных частичек, которые будут распространяться вокруг места сжигания в виде аэрозоля.

При отработке выделяет 11 компонентов, одни из них токсичный газ нитромин (нитроамин), его составляющие диоксид азота (NO₂) и оксид азота (NO).

Нитромин (нитроамин) – это органическое соединение, химическая формула которого NH_2NO_2 . Это сильный окислитель и высокоэнергетическое вещество, которое может использоваться в качестве компонента взрывчатых смесей и ракетных твердотопливных смесей.

Молекула нитромина содержит азотистую группу ($-\text{NO}_2$) и аминогруппу ($-\text{NH}_2$), что делает ее мощным окислителем. Пары нитромина могут быть опасными для здоровья, поскольку они могут вызывать раздражение глаз, кожи и дыхательных путей. Повышенное воздействие на организм может привести к различным побочным эффектам, включая дыхательные проблемы, головные боли, тошноту и связанные с ними симптомы.

Важно обращаться с нитромином с осторожностью и следовать предписанным мерам безопасности при работе с этим веществом. Любое использование нитромина или контакт с его парами должно быть проведено в строгом соответствии с соответствующими правилами и нормативными требованиями в целях обеспечения безопасности [8].

Исследования на животных показали высокое токсическое действие гексогена [5]. В клинической картине преобладали тонические судороги. Дозы 0,02-0,15 г/кг вызвали в течение месяца гибель всех мышей. На вскрытии наблюдался отек мозга и дистрофия внутренних органов. Отравление кроликов через рот дозой 7,0 мг/кг в течение 160 дней ежедневно вызвало лимфоцитоз и нарушение функций печени. У собак при длительном введении 0,1–1,0 мг/кг – нарушение локомоторной функции.

Гексоген оказывает большое влияние на человека. У части рабочих, занятых сушкой и просеиванием гексогена, отравление проявлялось приступами: головная боль, головокружение, тошнота, сладковатый вкус и ощущение сухости во рту, жажда, слабость, подергивания всего тела или рук, ног, головы. В более тяжелых случаях – потеря сознания, синюха лица и конечностей, судороги, после которых – многократная рвота. При этом отмечаются расстройства вегетативной нервной системы (повышение пиломоторной реакции, потливость, учащение или замедление сердечных сокращений, повышение температуры тела, резкий дермографизм, частые позывы к мочеиспусканию), иногда расстройство сна. У части пострадавших приступам предшествуют страх, тоска, плаксивость, реже галлюцинации. Такие приступы возникали чаще в первые 6-8 месяцев работы во время рабочего дня или через несколько часов после окончания работы и даже после 1-2 дней отдыха, что, по-видимому, указывает на накопление гексогена в организме. У некоторых лиц приступы повторялись до 5 раз за время работы с гексогеном. По прекращении работы с гексогеном явления отравления быстро исчезали [6]. Хроническое воздействие проявлялось также в головных болях, расстройстве пищеварения, учащенном мочеиспускании.

Опасность вывоза

Выезд на прострелочно-взрывные работы может включать в себя несколько заявок. При средней загруженности выполняется две-три заявки за один выезд, в случае, если скважины находятся на разных месторождениях, процесс выполнения работ может занять сутки и более. Ориентированно-направленная перфорационная система однократного применения серии Скорпион-ОН, имеет пять вариаций, трубы от одного до пяти метров с плотностью перфорационных отверстий 20/м. В момент выполнения заявки в ЛПС происходит накопительный эффект, отстрелянные перфорационные трубы лежат на месте, где работают, спят и едят взрывники, в то время, как из пулевых отверстий выходит, рассеивается и оседает газ и мелкие частицы опасных веществ. Таким образом, можно сделать вывод, что самостоятельный вывоз отстрелянных труб с месторождения критически отражается на здоровье рабочих, занимающихся перфорацией скважины. Данная проблема никак не отражена в правилах техники безопасности, а сама проблема игнорируется.

Литература

1. Бадаמיшина Г.Г., Показатели периферической крови у работников нефтехимического производства // *Анализ риска здоровью*, 2015. № 2. С. 62–67.
2. Волков Е.Н., Палецкий А.А., Коробейничев О.П., Структура пламени гексогена при атмосферном давлении // *Физика горения и взрыва*. 2008. С. 49–62
3. Галиуллина Э.Ф., Биохимические маркёры воздействия производственных загрязнителей на организм работников резиновой и резинотехнической промышленности // *Казанский медицинский журнал*. 2013. Т. 94, № 5. С. 661–667.
4. Губина А.И., Луппов В.И., *Геофизические методы исследования скважин: лабораторные работы: учебное пособие*. Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь: Книжный формат, 2019. С. 152–159.

5. Ермолина Е.В., Исследование длительного комбинированного влияния бензола и хрома на морфофункциональное состояние нейроэндокринной и иммунной систем крыс // *Изв. Самар. науч. центра Российской академии наук*, 2012. Т. 14, № 5. С. 444–447.
6. Колмаков К.М., Колмаков В.К., Козлов Г.В., *Химическая утилизация гексоген содержащих ВВ// Утилизация опасных нитроцеллюлозных порохов*, 2010.
7. Лазарев Н.В., Левина Э.Н., *Вредные вещества в промышленности / Справочник для химиков, инженеров и врачей 7-е изд*, 1976. Т. 2. С. 486–487.
8. Оруджев Р.А., Джафарова Р.Э., *Особенности токсического действия углеводородов нефти на организм человека // Вестник Витебского государственного медицинского университета*, 2017. Т. 16, № 4. С. 8–15.
9. Палецкий А.А., Коробейничев О.П., Волков Е.Н. *Химия горения циклических нитраминов при атмосферном давлении*.
10. Сорокин Г.А. *Динамика заболеваемости с временной утратой трудоспособности как показатель профессионального риска // Гигиена и санитария*, 2007. № 4. С. 43–46.

НОВЫЕ ПОДХОДЫ ПО ИЗУЧЕНИЮ КЕРНА КОЛЬСКОЙ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ

Косарев Ярослав Сергеевич

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,
Институт геологии и нефтегазовых технологий,
студент 2 курса, г. Казань
e-mail: 0901r116@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Сунгатуллин Рафаэль Харисович

Аннотация. Исследованы 2 образца с забоя Кольской сверхглубокой скважины. Результаты анализов для определения их минерального состава, по которому можно говорить как о корреляции образцов между собой, так и корреляции к готовому разрезу сверхглубокой скважины. Совместный анализ результатов рентгенофлуоресцентного анализа, рамановской спектроскопии, геохимических карт-моделей и кластерного анализа позволил выделить 3 основные группы элементов и связанных с ними минералов: Cu-S (халькопирит), Fe-Ti (титаномagnetит) и Ca-Si-Al (полевые шпаты).

Ключевые слова: Кольская сверхглубокая, архейские гнейсы, керн, рентгенофлуоресцентный, геохимическая карта, кластерный анализ, рамановская спектроскопия, гидротермальный.

NEW APPROACHES FOR STUDYING THE CORE OF THE KOLA ULTRA-DEEP WELL

Yaroslav Kosarev

*Kazan (Volga region) Federal University,
Institute of Geology and Petroleum Technologies,
2nd Year Student, Kazan
e-mail: 0901r116@mail.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Sungatullin Raphael

Abstract. 2 samples from the bottom of the Kola ultra-deep well were studied. The results of analyses to determine their mineral composition, according to which we can talk about both the correlation of samples with each other and the correlation to the finished section of an ultra-deep well. A joint analysis of the results of X-ray fluorescence analysis, Raman spectroscopy, geochemical map models and cluster analysis allowed us to identify 3 main groups of elements and related minerals: Cu-S (chalcopyrite), Fe-Ti (titanomagnetite) and Ca-Si-Al (feldspar).

Keywords: Kola superdeep, Archean gneiss, core, X-ray fluorescence, geochemical map, cluster analysis, Raman spectroscopy, hydrothermal.

Введение

Проходка Кольской сверхглубокой скважины (СГ-3) на Балтийском щите началась в 1970 г. и решала ряд научных и прикладных задач. Основными из них являлись вскрытие границы Конрада (между «гранитным» и «базальтовым» слоями земной коры) и обнаружение рудных залежей на большой глубине. Буровые работы на скважине завершились в 1991 г. на рекордной отметке 12 262 м, которую до настоящего времени ни одна скважина в мире не превзошла в вертикальном размахе. Поэтому самый глубокий керн представляет научный интерес для его исследования с применением современных физико-химических методов. Последние позволяют более детально изучить минеральный и химический состав архейских пород с забоя скважины СГ-3 (Рис. 1), что может дополнить информацию об эволюции Земли и расширить представления о минерагеническом потенциале глубоких горизонтов.

Цель настоящего исследования – определение и сопоставление минерального состава 2 образцов керна с глубины 12 262 м из 10-й толщи архейской части разреза Кольской сверхглубокой

скважины [1]. Абсолютный возраст 10-й толщи составляет около 2,8 млрд. лет, что соответствует концу среднелопийской эры позднее архейского эона. Нами детально проанализированы 5 областей на поверхности 2-х образцов керна близкого петрографического облика. Для первого образца исследованы 2 области (рис. 1), для второго образца – 3 области. Исследованные области отличаются по наличию или отсутствию рудной минерализации.

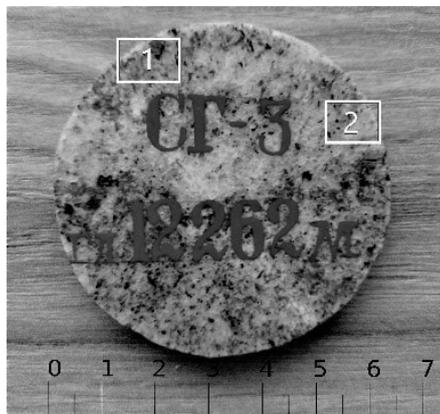


Рис. 1. Образец керна с забоя СГ-3 с областями детальных исследований

Исследования уникальных образцов проводилось с помощью традиционных и современных неразрушающих аналитических методов в лабораториях Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ. Аналитические исследования включали следующие методы и методики: 1) описание в отраженном свете полированной поверхности аншлифа с помощью микроскопа; 2) рентгено флуоресцентный анализ (РФА), 3) рамановская спектроскопия. Полученные результаты обрабатывались с применением методов математической статистики (программа STATISTICA) с построением геохимических карт-моделей в географической информационной системе (ГИС) Surfer.

Проведение анализов и обработка их результатов

С помощью рентгенофлуоресцентного анализа получены сведения о химическом составе каждой из исследованных областей образцов керна. Последующая обработка результатов анализов с помощью кластерного анализа в программе STATISTICA позволила построить химические дендрограммы, объединяющие элементы в группы-кластеры. Далее нами проводилась обработка данных в ГИС Surfer, которая (совместно с кластеризацией химических элементов) помогла выявить по химическому составу предполагаемые минералы (миналы).

Для области 1 образца 1 (рис. 1) построены карты-модели распределения химических элементов в точках по сетке 224 x 175. Это позволило обнаружить фемическиеи рудные минералы (титаномагнетит, биотит и сфен), что подтвердилось и результатами рамановской спектроскопии. Для области 2 образца 1 (рис. 1) созданы аналогичные карты по сетке 243 x 158 точек, которые показали наличие здесь сульфидов и сфена (рис. 2). Последний фиксируется по взаимному расположению аномалий Ca, Ti и отсутствию Fe. Аналогичным способом выделены участки с титаномагнетитом (содержание железа до 90 %), пиритом (сопряженные аномалии Fe и S), халькопиритом (высокие содержания Cu и S). Выделение участков проводилось с учётом проведённого кластерного анализа (рис. 3), который позволил выделить группы встречающихся вместе химических элементов в пределах исследованных областей.

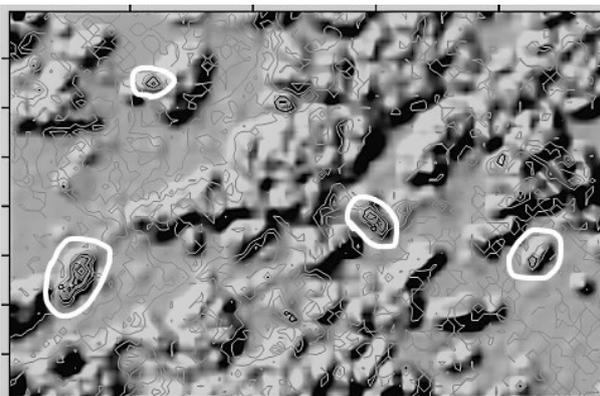


Рис. 2. Минеральная карта-модель для области 2, образец 1 (см. рис. 1). Жирный контур – сфен.

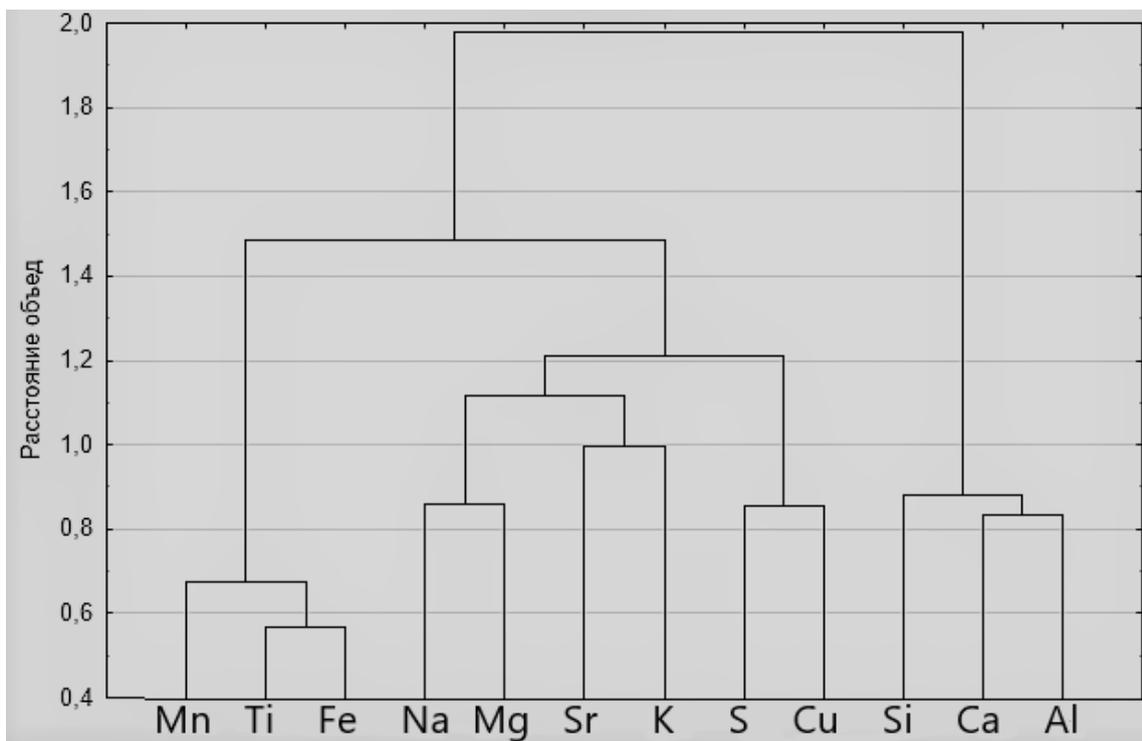


Рис. 3. Кластерная диаграмма элементов для области 2, образец 1.

Первичное микроскопическое описание поверхности аншлифа образца 2 в отражённом свете позволило нам выявить 3 области. Проведение анализов и обработка результатов происходила по вышеописанной методике для образца 1. Для области 1 образца 2 построены карты распределения 8 химических элементов (Al, Ca, Fe, K, Na, Si, Sr, Ti) по сетке 270 x 174 точек. Область 1 совпадает с полевошпатовым участком породы с небольшими включениями титаномагнетита; сфен здесь не обнаружен. Для области 2 построены моноэлементные карты по сетке 196 x 221 точек. Область также принадлежит полевошпатовому участку, однако распределение титаномагнетита более отчётливо. Для области 3 созданы карты распределения 9 химических элементов (дополнительно фосфор) по сетке 288 x 164 точек. Фосфор связан с кальцием. Титаномагнетит встречается в виде отдельных вкраплений.

В целом, результаты РФА для образца 2 сопоставимы с данными для образца 1, за исключением нижеследующих особенностей.

- 1) Содержание Ti в образце 2 составляет 0,12-0,5 %, что на порядок ниже, чем в образце 1 (1,2–3,0 %).
- 2) Ti в образце 2 концентрируется в титаномагнетите, а не в сфене как в образце 1.
- 3) В образце 2 отсутствуют сера и, соответственно, сульфиды.
- 4) В образце 2 присутствует фосфор, который по результатам кластерного анализа связан с кальцием, что свидетельствует о наличии апатита.
- 5) По результатам кластерного анализа выявлены 2 контрастные группы элементов: Fe-Ti (титаномагнетит) и Ca-Si-Al (полевые шпаты).

Таким образом, совместный анализ карт-моделей и многомерная статистическая обработка большого объема геохимических данных для образцов 1 и 2 (около 217 000 значений для 5 областей) с применением кластерного анализа позволил выделить 3 основные группы элементов и связанных с ними минералов: 1) Cu-S (халькопирит); 2) Fe-Ti (титаномагнетит); 3) Ca-Si-Al (полевые шпаты). Дополнительно проведена рамановская спектроскопия для области 2 образца 1. Здесь был обнаружен сфен в предсказанных ранее участках по РФА и ГИС-картам. Кроме этого, рамановская спектроскопия подтвердила наличие магнетита и полевых шпатов (альбит-олигоклаз, микроклин).

Заключение

Таким образом, комплекс физико-химических, статических методов и визуализации данных подтвердил, что образцы являются сфен-биотит-плагиоклазовыми гнейсами [2] с небольшим содержанием рудных минералов. Рамановская спектроскопия подтвердила геохимические данные и модели, созданные с помощью ГИС. Магнетит и пирит являются продуктами метаморфизма пирротина, образованного из гидротерм, с которыми связано также присутствие сфена.

Литература

1. Яковлев Ю.Н., Яковлева А.К., Серов П.А. Новые данные о строении и составе архейского комплекса разреза СГ-3 // Вестник Кольского научного центра РАН. 2017. № 3(9). С. 88–98.
2. Смирнов Ю.П., Горбачевич Ф.Ф., Никитин А.Н., Тюремнов В.А. Характеристики текстуры, структуры, анизотропии пород по разрезу Кольской сверхглубокой скважины // Вестник МГТУ, 2007. №2 (10). С. 285–295.
3. Лобанов К.В., Чичеров М.В., Шаров Н.В. Пятидесятилетняя годовщина начала бурения Кольской сверхглубокой скважины // Арктика и Север, 2021. № 44. С. 267–284.

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ПОЗДНЕВИЗЕЙСКО-БАШКИРСКОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ КАК ОСНОВА ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОМПЛЕКСА

Львовская Яна Леонидовна

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми
e-mail: Yana.Lvovskaya@pnn.lukoil.com*

Шабалина Екатерина Ивановна

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми
e-mail: Ekaterina.Shabalina@pnn.lukoil.com*

Аннотация. На территории Пермского Прикамья проведен литолого-фациальный анализ пород верхневизейско-башкирского нефтегазоносного комплекса, на основе которого реконструированы палеогеографические обстановки осадконакопления этой толщи. Результатом работы стала региональная седиментационная модель, отражающая связь условий осадконакопления с нефтегазоносностью изучаемого комплекса и региона.

Ключевые слова: Верхневизейско-башкирский нефтегазоносный комплекс, палеогеография, литоипы, регрессивно-трансгрессивный цикл, седиментационная модель.

PALEOGEOGRAPHY OF LATE BASHKIR-VIZEAN STAGE OF DEVELOPMENT OF PERMIAN PRIKAMYE TERRITORY AS GROUNDS FOR PREDICTION OF OIL AND GAS OCCURRENCE

Lvovskaya Yana Leonidovna,

*LUKOIL Engineering PermNIPIneft, Perm, Russia
e-mail: Yana.Lvovskaya@pnn.lukoil.com*

Shabalina Ekaterina Ivanovna

*LUKOIL Engineering PermNIPIneft, Perm, Russia
e-mail: Ekaterina.Shabalina@pnn.lukoil.com*

Abstract. Lithological and facies analysis of the rocks of Bashkir-Vizean play at the territory of Permian Prikamye was conducted. It has become the basis for reconstruction of its sedimentation paleographic conditions. As a result, regional depositional model was created which depicts the connection of sedimentation conditions with oil and gas occurrence of these play and region.

Keywords: Bashkir-Vizean play, paleogeography, facies, regressive-transgressive cycle, depositional model.

Введение

Верхневизейско-башкирский нефтегазоносный комплекс (НГК) распространен на всей территории Пермского края за исключением крайней северо-западной части, относящейся к Сысольско-Коми-Пермяцкому своду. Включает в себя отложения визейской карбонатной части окского надгоризонта, серпуховского и башкирского ярусов. Нефтегазоносность зафиксирована на всех тектонических структурах второго порядка и во всех стратиграфических интервалах. Основные запасы нефти (122,15 млн. т – 79 % от запасов комплекса) приурочены к башкирским отложениям. В серпуховских породах залежи УВ установлены на Кокуйском, Осинском, Озерном, Сибирском, Татышлинском месторождениях, в окских отложениях – только на Озерном, Гежском, Юрчукском и им. Архангельского. На данном этапе изучения верхневизейско-башкирского НГК, рассматривался в целом, без учета процессов седиментации и без выделения литотипов разреза во временной динамике. Обяза-

тельный учет особенностей погоризонтного осадконакопления позволит сформировать последовательную концепцию геологической модели и проследить процесс формирования этого природного резервуара. На основе разработанной модели планируется оценить перспективы нефтегазоносности отдельно по окскому, серпуховскому и башкирскому интервалам, что способствует увеличению ресурсной базы УВ Пермского края.

Актуализация структурных карт и построение карт толщин

Одной из задач являлась актуализация структурных карт по кровле тульских терригенных и башкирских карбонатных отложений (рис. 1). Актуализация заключалась в сборе, анализе, сопоставлении и увязке скважинных данных и материалов сейсморазведки по всей исследуемой территории.

В ходе актуализации структурных карт произведена увязка с абсолютными отметками пласто пересечений в количестве 12–14 тысяч, добавлены результаты интерпретации, выполненных в период с 2007 по 2020 гг. региональных и зонально-региональных сейсморазведочных работ.

Повышение детальности карт позволило проследить северное продолжение Иванцевско-Гавриловского, Кочевского, Кудымкарского, Романшорского и Воскресенского валов (рис. 1).

Построение карт толщин верхневизейско-башкирского карбонатного НГК, а также карт толщин по временным интервалам комплекса (C10k, C1s, C2b) производилось в ПО ROXAR RMS методом схождения. Для построения последних обработаны стратиграфические разбивки каменноугольных отложений по 510 скважинам.

Максимальные мощности верхневизейско-башкирского карбонатного НГК составляют порядка 450 м и отмечаются на юго-востоке края. На основной части территории мощность НГК изменяется в пределах 240–330 м, сокращаясь в северо-западном направлении до 180 м. Также на карте четко прослеживается Камско-Кинельская система впадин, а именно ее западная и восточная бортовые зоны, характеризующиеся сокращенными мощностями по сравнению с осевой зоной [4].

Максимальные мощности верхней карбонатной части окских отложений составляют порядка 280 м на юге, минимальные – 20 м на северо-западе, на большей части территории мощности изменяются в пределах 80–180 м. Мощность серпуховских отложений по территории края варьирует в пределах 80–140 м, достигая также максимальных значений 200 м на юге (Башкирский свод), с минимальными на Камском своде – 20 м. Башкирские отложения характеризуются более равномерным распределением толщин с преобладанием в границах 50 – 70 м. Максимальные мощности зафиксированы также на Башкирском своде и составляют 90 м.

Таким образом, структурные построения и характер распределения толщин отдельных интервалов комплекса позволил выявить следующие закономерности:

- по современному положению кровли башкирского яруса четко картируются приподнятые зоны Камского, Пермского и Башкирского сводов. Высокоамплитудными значениями выделяется также Осинский вал, служащий своеобразным тектоническим «мостом», соединяющим Пермский и Башкирский своды. Соликамская и Юрюзано-Сылвенская депрессии отражаются на структурной карте в виде гомоклиналей с четко выраженными контурами и восточным погружением;

- минимальные мощности комплекса приурочены к северо-западной – наиболее приподнятой части территории и относятся к областям преимущественного сноса материала, а максимальные (юг, юго-восток) – к областям погружения и накопления осадка;

- на карте толщин комплекса четко прослеживается влияние позднедевонско-турнейской Камско-Кинельской системы впадин, сыгравшей ведущую роль и в формировании перспективных объектов верхневизейско-башкирского карбонатного НГК. Она выражается в виде сокращенных мощностей комплекса в бортовых зонах (до 350 м) и увеличенными в осевой (до 400 м).

Актуализированные структурные карты, а также карты толщин, использовались как основа для литолого-фациального анализа и в качестве входных данных для построения седиментационной модели.

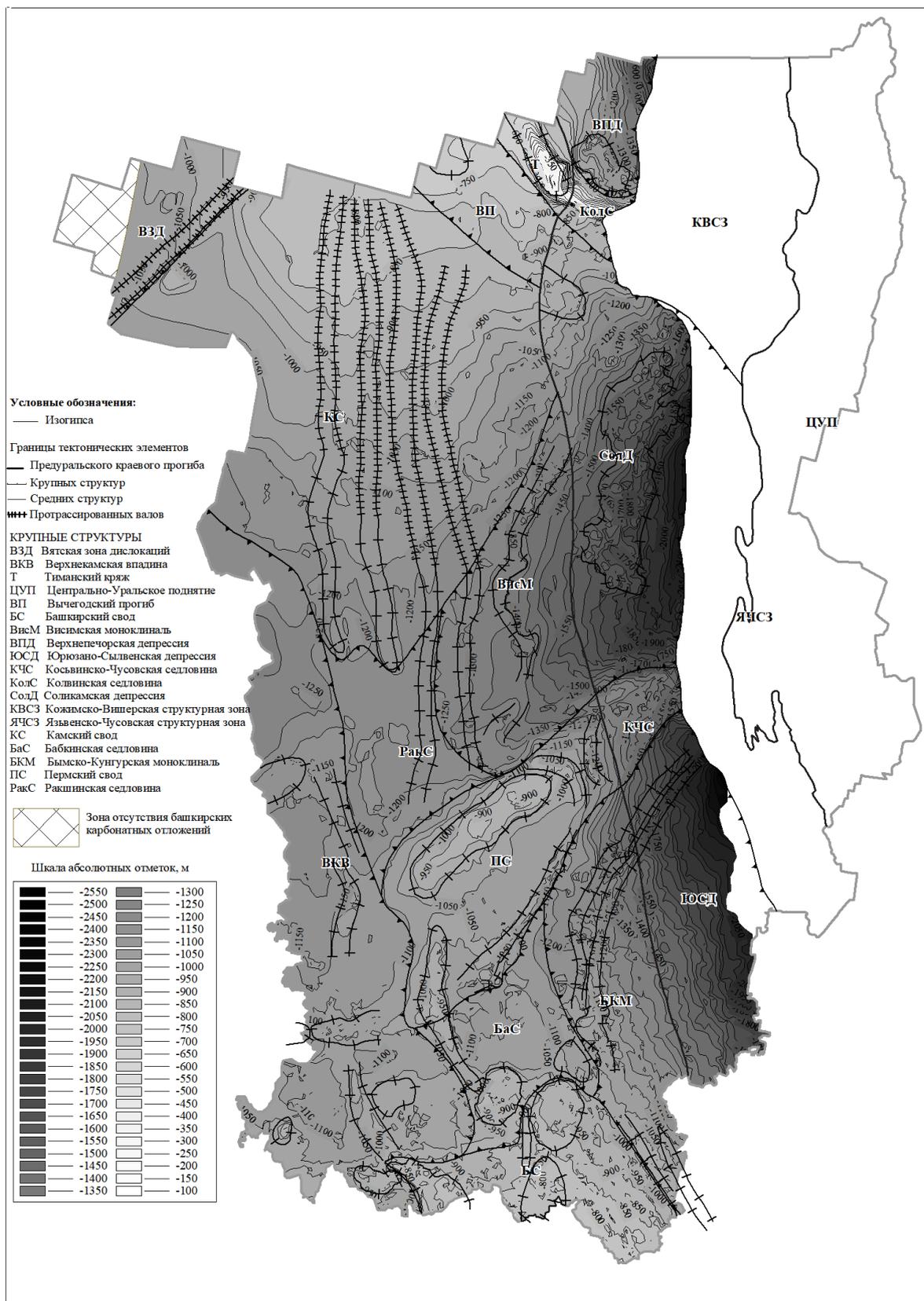


Рис. 1. Структурная карта отражающего горизонта Iп, приуроченного к кровле башкирских карбонатных отложений

Обработка информации по керну

В пределах Пермского края по верхневизейско-башкирскому карбонатному комплексу, как одному из наиболее изученных, накоплен большой объем информации по керновому материалу. Для его систематизации и типизации был применен пилотный проект автоматизированной обработки данных. Обработка осуществлялась при помощи языка программирования Python (среда обработки

PyCharm) и его стандартных библиотек Anaconda Navigator. Использование новых подходов к обработке информации позволило в ускоренном варианте проанализировать базы данных из различных источников, проверить информацию по разбивкам, учесть описания керна без привязок к глубинным и возрастным интервалам, вычленил нефтепроявления и провести типизацию образцов. В короткие сроки была проведена обработка более 75000 строк с описанием керна по 3139 скважинам.

Осадочные породы характеризуются двумя основными группами признаков: первичными – генетическими, позволяющими воссоздать условия осадконакопления, и вторичными – постседиментационными, отражающими процессы преобразования породы на разных стадиях эпигенеза. Для восстановления истории развития территории необходимо выделить первичные признаки породы – структурные особенности, состав, цельность и фаунистическую характеристику составляющих компонентов, что послужило основой для типизации пород [6]. На данном этапе исследования исключили доломиты, образовавшиеся в результате вторичных процессов по известнякам. Все описания керна были разделены на классы: известняки, доломиты и аргиллиты. Типизация каждого класса выполнялась на основе структурных особенностей пород. Так, по известнякам описания сгруппировали в следующие литотипы: сгустковые, комковатые, оолитовые, песчаниковидные, органогенные, обломочные, детритовые, шламовые, пелитоморфные. По фаунистическому составу они сгруппированы как содержащие фораминиферы, водоросли, криноидеи, строматолиты, брахиоподы и т.д. [6]. На основе имеющейся информации построены схемы распределения литотипов пород, которые использовались далее для восстановления седиментационных условий комплекса.

В результате выполненной работы были отмечены важные факты:

- водорослевые и фораминиферовые известняки распространены практически на всей изучаемой территории, и не могут служить хорошим показателем для разделения на фации, но они указывают на мелководность морского бассейна, нормальную соленость, и хорошую освещенность бассейна;
- в скважинах отмечаются фрагменты рифостроящих организмов: криноидеи, брахиопод, строматолитов;
- наличие известковистых песчаников, песчаниковидных известняков свидетельствует о сносе обломочного карбонатного осадка с приподнятых участков суши;
- выделены оолитовые известняки, образующиеся преимущественно в лагунных условиях.

Принципы и этапы построения литолого-фациальной карты.

В конце тульского времени начинается новая эпоха трансгрессивного цикла осадконакопления. Уральское море, наступающее в алексинское время с востока и юго-востока, последовательно захватывало территорию Пермского Прикамья, так и не сумев добраться до его северо-западных границ. В серпуховский век характеризуется более активным наступлением моря и погружением даже крайней северо-западной части территории. На границе серпуховского и башкирского веков на большей части площади отмечается перерыв осадконакопления. Такие колебания моря отразились на вещественном разнообразии состава пород и существенной разнице мощностей отложений по территории края.

Для представления условий осадконакопления в поздневизейско-башкирское время была использована стандартная модель Дж. Уилсона с нанесенными на неё бентосными ассоциациями, выделенными палеонтологами А. Буко и К. Бреттом на основе гидродинамической деятельности моря (рис. 2):



Рис. 2. Совмещенная модель. Батиметрические зоны карбонатного шельфа [3]

БА-1 – глубина воды изменяется от нуля до 5 м, данная зона отличается специфической биотой, способной адаптироваться к режиму с непостоянной соленостью и к периодическим осушениям, характерным для обстановок крайнего мелководья.

БА-2 – зона оценивается до глубины 10-15 м, характеризуется волновой приливно-отливной активностью.

БА-3 и БА-4 зоны воздействия волн регулярных штормов, разделяются по характеру биоты. Для этих зон характерна значительно более разнообразная биота, присутствие прикрепленных раковин, обычно более крупных, чем в зоне БА-2. Граница между зонами БА-3 и БА-4 проводится условно на глубине примерно 30 м.

БА-5 – характеризуется изменением состава биоты: исчезают водоросли и подавляющее число рифостроящих организмов. Здесь преобладают свободно лежащие брахиоподы, черви, редкие одиночные кораллы и губки. В этой зоне не действуют штормовые волны, но иногда проявляется действие катастрофических ураганов, оставляющих в разрезе следы в виде редких штормовых слоев.

БА-6 – волновое воздействие отсутствует, накапливаются тонкослоистые илы, часто в бескислородных обстановках, раковинная фауна исчезает.

На базе данной модели с учетом выполненных структурных, изопахических построений и материалов кернового описания построена литофациальная карта поздневизейско-башкирского времени (рис. 3).

На крайнем северо-западе Пермского Прикамья поздневизейско-башкирские отложения отсутствуют и тиманские отложения перекрываются отложениями каширского возраста. Этот участок суши является частью Сысольско-Коми-Пермского погребенного свода, играющего основную роль в поставке терригенного материала в пониженные участки рельефа.

Фациальная зона отмели картируется в районе окружения этого свода и характеризуется неполнотой разреза и различием возраста подстилающих пород. На территории прилегающей к зоне суши отсутствуют отложения окского надгоризонта, здесь на тиманском горизонте залегают породы серпуховского возраста. Полнота разреза увеличивается с запада на восток, в разрезе появляются окские отложения, залегающие в начале на отложениях тиманского горизонта, а затем перекрывающие отложения тульского возраста. В литологическом плане толща сложена известняками и в большей степени доломитами, имеющими местами красноцветную окраску и глинистые пестро цветные прослои. Доломиты светло-серые, серые, пелитоморфные, тонкозернистые, тонкопористые. Известняки светло-серые микро-мелкозернистые, скрыто зернистые, с глинистыми примазками. Мощность отложений на данной территории изменяется от 0 до 180 м.

Мелководный верхний шельф картируется в виде небольшой полосы на северо-западе края в районе Тимшерской и Кочевской площадей. На тульских отложениях залегают окские породы, в разрезе отсутствуют горизонты, выпавшие в результате раннебашкирской регрессии моря. По литологическому составу разрез представлен в верхней части известняками серыми, розовато-серыми, тонкозернистыми, плотными с редкими включениями раковин брахиопод. Верхняя часть серпуховских отложений сложена аргиллитами сильно перемятыми, тёмно-красными с включениями желваков и пропластков известняка серого с красноватым оттенком, мелкозернистого, плотного. В нижней части разреза (большая часть серпуховского яруса, алексинский горизонт) описываются доломиты серые, пестро цветные (от зеленого до вишневого цвета), тонкозернистые с прослоями аргиллитов. Общая мощность отложений колеблется в пределах 180–240 метров.

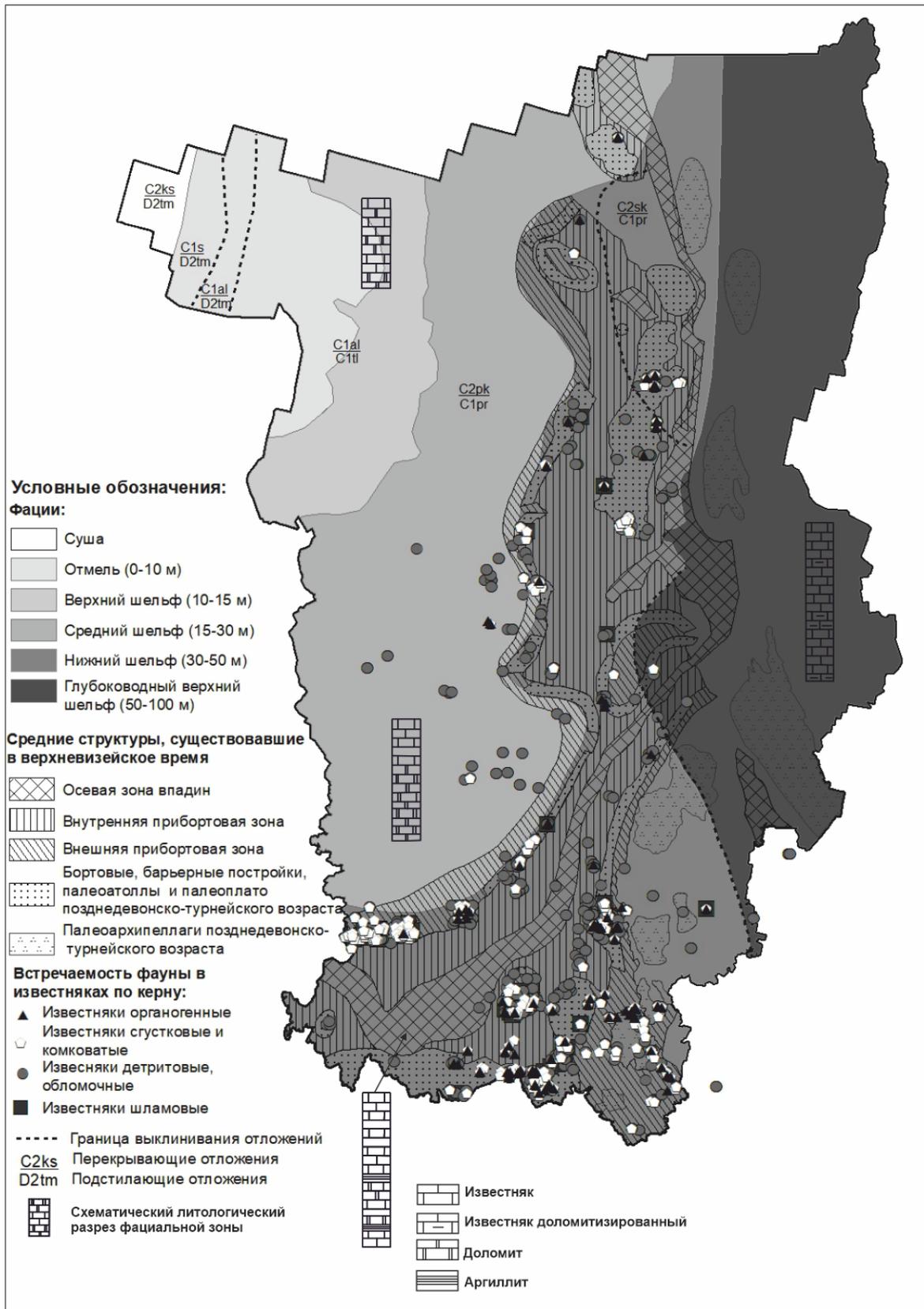


Рис. 3. Литолого-фациальная карта поздневизейско-башкирского времени

Восточная граница среднего мелководного шельфа проводится по гряде верхнедевонского барьерного рифа, который сыграл свою роль в рельефе палеодна окско-башкирского моря. Эта зона является продолжением береговой моноклинали, не осложненной крутыми формами рельефа, и протягивается полосой, пересекающей край с юго-запада в северном направлении. По результатам автоматизированной обработки скважинных данных, здесь накапливались шламовые, детритовые, обломочные известняки, детритово-органогенные известняки. Строительный материал для этих известняков,

обломки раковин различной размерности и сохранности сносился с палеорифа. Доломитизация в этой зоне носит уже меньший характер, доломит образуется по известнякам с сохранением первичной структуры. Мощность толщи изменяется от 240 до 300 метров.

Зона нижнего мелководного шельфа охватывает практически весь юг Пермского края и протягивается широкой полосой на север. Рельеф дна окско-башкирского палеоморя был осложнен унаследованными с позднедевонского времени бортами Камско-Кинельской системы впадин, Таныпским, Батырбайским и Ярино-Каменноложским палеоатоллами, Березниковским палеоплато и Чердынским выступом. При таком сложном рельефе дна осадконаполнение происходило по-разному. Во впадинах накапливался обломочный материал, сносимый с более приподнятых участков. На приподнятых участках формировались условия близкие к отмелям и мелководному шельфу, здесь по описанию керна отмечаются оолитовые известняки. Основной объем водорослево-фораминиферовых известняков, судя по данным керна, сосредоточен в зоне распространения нижнего мелководного шельфа. На рисунке 4 показано, что включения водорослей и фораминифер связаны с бортовыми частями Камско-Кинельской системы, к ним так же приурочено распространение строматолитов и криноидей. Различия в этой зоне наблюдаются и по полноте стратиграфического разреза. Так, на всей территории Пермского Прикамья «выпали» из разреза запалтубинский, вознесенский и краснополянский горизонты. В северной части характеризуемой зоны, в районе восточной площади Березниковского палеоплато, отсутствуют в том числе и отложения северокельтменского горизонта, что говорит о том, что море пришло туда позже, чем на остальную территорию края [1]. Мощность толщи изменяется от 300 до 420 м, с пониженными значениями до 270 м на территориях, соответствующих возвышенным участкам рельефа морского дна.

Зона верхнего глубоководного шельфа простирается с севера на юг вдоль восточной границы Предуральского прогиба. Граница между нижним мелководным и верхним глубоководным шельфом проведена по картам АО «КамНИИКИГС» [1]. Она приурочена к области, которая в течение всего поздневизейско-башкирского времени находилась ниже уровня моря и отличается полным стратиграфическим разрезом. По литературным данным в отложениях этой зоны широко распространена фауна, характерная для глубоководных морских условий (*Gigantoproductus giganteus*, Sow).

Региональная карбонатная седиментационная модель

В связи с особенностью программного обеспечения (ПО) – моделируемая территория должна быть прямоугольной формы. Таким образом, мы расширили рамки работ и модель включила в себя платформенную часть Пермского края и западную часть Кировской области. Моделируемый интервал времени начинается с 335,0 млн. лет – кровля тульских отложений и продолжается по 315,24 млн. лет – кровля башкирского яруса [7]. Ячейка моделирования составляет 2000×2000 метров.

При создании модели использовались следующие входные данные: карты батиметрии, структурные карты по кровле и подошве комплекса, типы и размеры накапливаемого осадка, эвстатическая кривая Б. Ю. Хака, отражающая глобальные трансгрессивно-регрессивные процессы Мирового океана. Так же задавались условия, влияющие на формирование осадка, такие как: глубина, действие волн, угол наклона базиса поверхности. Обломочный материал, формировавший песчаниковидные известняки, сносился с северо-западной части территории (Сысольско-Коми-Пермяцкого свода), отсюда же поступала и часть глинистого материала.

Калибровка модели проходила по толщинам: сравнивались толщины, полученные в результате моделирования в ПО, с мощностями, полученными в результате вычитания загруженных структурных карт. Погрешность в разных точках составила 5-10 м, что в пересчете на мощности осадка получилось менее 5 %. Кроме того, модель калибровалась на скважинные данные по опорной скв.1 Березниковской площади. Достоверность модели, в том числе, подтверждается отразившимися на ней перерывами в осадконакоплении, зафиксированными в виде участков суши.

Результатом моделирования стал литологический куб, отражающий процессы седиментации, прошедшие в поздневизейско-башкирском временном интервале, со всеми трансгрессивно-регрессивными процессами. Куб литологии наглядно отражает количество в процентном соотношении каждого осадка, накопленного в определенной ячейке.

Результаты работы и выводы

По результатам структурных построений на территории Камского свода намечено северное продолжение валов: Иванцевско-Гавриловского, Кочевского, Кудымкарского, Романшорского и Воскресенского.

Апробирована методика работы с различными базами данных по описанию керна с целью автоматизированной типизации литологических разностей пород.

Впервые для данной территории разработана региональная седиментационная модель накопления верхневизейско-башкирских карбонатных отложений.

Выполненный литолого-фациальный анализ комплекса позволил сделать главный вывод, что несмотря на сходство палеогеографической обстановки на протяжении поздневизейско-башкирского времени фиксируются особенности строения в отдельные временные интервалы. Это обосновывается перерывами осадконакопления (суша и отдельные острова).

Эрозионные процессы регрессивных этапов развития сыграли ведущую роль в формировании пластов-коллекторов комплекса, что объясняется широким распространением высокопористых и кавернозных известняков позднеоокского, серпуховского и башкирского возраста.

Сохранность залежей в верхнебашкирских отложениях обоснована развитием регионального флюидоупора в ерейских аргиллитов. Наличие залежей УВ в серпуховских и верхнеоокских отложениях свидетельствует о формировании локальных флюидоупоров, приуроченных к кровле этих горизонтов.

Основными породами-коллекторами являются водорослево-фораминиферовые известняки, распространенные повсеместно, но залежи УВ приурочены к структурным объектам, унаследованным от рельефа позднедевонского-турнейского палеошельфа.

Структурные карты будут в дальнейшем использоваться при планировании геологоразведочных работ. Региональная седиментационная модель послужит основой для построения бассейновых и детальных моделей осадконакопления на отдельных участках Пермского Прикамья.

Литература

1. Александрова Т. В., Шибанова А. М., и др. Обобщение геолого-геофизических и геохимических данных по территории Пермского края, Удмуртской Республики и Кировской области с целью уточнения модели геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности. Отчет по договору № 194Ф/13-01 АО «КамНИИКИГС» с ФГУП «НВНИИГГ». Пермь, 2015. 412 с.

2. Дж. Л. Уилсон. Карбонатные фации в геологической истории. Пер. с англ., М., Недра, 1980, 463 с. Пер. изд.: ФРГ, 1975.

3. Жизнь Земли. Геология, геодинамика, экология, музеология: сб. научн. тр. Музея. Землеведение МГУ / под ред. В. А. Садовниченко и А. В. Смурова. М.: Изд-во Московского университета, 2010. С. 104–132. (статья П. А. Чеховича Карбонатные платформы...)

4. Машкович К. А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. Изд. 2, перераб. и доп. М., Недра, 1976. 221 с.

5. Обстановки осадконакопления и их эволюции. М.: Наука, 1984.

6. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов / сост. и общ. ред. Н. К. Фортунатовой. М.: НИИ-Природа, 2000. 249 с.

7. Стратиграфический кодекс России. Издание третье, исправленное и дополненное. СПб.: Издательство ВСЕГЕИ, 2019. 96 с.

СРАВНЕНИЕ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ ДЛЯ КЛАССИЧЕСКОЙ И ВЗАИМНОЙ УСТАНОВКИ ШЛЮМБЕРЖЕ

Шуткина Майя Артемовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса, г. Пермь
e-mail: mayyashutkina@yandex.ru*

Карякин Семен Константинович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса, г. Пермь
e-mail: sem2714@gmail.com*

Научный руководитель: д. т. н., профессор Костицын Владимир Ильич

Аннотация. Рассмотрены теоретические и практические аспекты использования взаимных электроразведочных установок. Проведено примерное время проведения полевых работ на примере одного профиля. Представлены результаты сравнения данных электротомографии для прямой и взаимной установки Шлюмберже.

Ключевые слова: электротомография, взаимная установка, установка Шлюмберже, статистический анализ, инверсия.

ELECTROTOMOGRAPHY DATA COMPARISON FOR CLASIC AND RELATIVESCHLUMBERGERARRAY

Shutkina Maiia

*Perm State University,
4th year Student, Perm
e-mail: mayyashutkina@yandex.ru*

Karyakin Semyon

*Perm State University,
4th year Student, Perm,
e-mail: sem2714@gmail.com*

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor Kostitsyn Vladimir

Abstract. The article deals with the theoretical and practical aspects of the application of relative electric prospecting units. The approximate time of field works on the example of one profile is carried out. The results of comparison of electrical resistivity tomography data for direct and relative Schlumberzhe array are presented.

Keywords: electrical resistivity tomography, relative array, Schlumberzhe array, statistic, inversion.

В настоящее время наблюдается тенденция перехода инженерных и рудных геофизических работ с классических вертикальных электрических зондирований (ВЭЗ) на электротомографию (ЭТ) [5]. ЭТ характеризуется высокой плотностью наблюдений, производительностью и разрешающей способностью, что делает ее незаменимым помощником при решении ряда геофизических задач [4, 5]. Электротомография – это целый комплекс, включающий в себя как методику полевых наблюдений, так и технологию обработки и интерпретации полевых данных. Ее особенностью является многократное использование в качестве питающих и измерительных одни и те же фиксированные на профиле наблюдений положения электродов. Такой подход позволяет с одной стороны, работать с современной высоко производительной аппаратурой, а с другой стороны, применять эффективные алгоритмы моделирования и инверсии. Интерпретацию данных электротомографии проводят в рамках двумер-

ных и трехмерных моделей. Это принципиально расширяет круг решаемых электроразведкой задач, за счет исследования сред, значительно отличающихся от «классических» горизонтально-слоистых.

Разрешающая способность (т.е. количество деталей геоэлектрического разреза, устойчиво проявляющихся в электрическом поле) и, соответственно, качество интерпретации данных электротомографии тесно связано с числом и плотностью измерений на одном профиле. Их число обычно достигает первых тысяч, поэтому вопрос о производительности полевых измерений имеет принципиальное значение и во многом определяет возможность практического использования этого метода. Для достижения максимальной эффективности при проведении полевых работ применяется специальная аппаратура с программируемой автоматической коммутацией электродов [2, 3]. Далее для краткости мы будем использовать термин многоэлектродная аппаратура.

Одной из ключевых особенностей аппаратуры ЭТ является наличие нескольких измерительных каналов, что значительно ускоряет процесс сбора данных [1–3]. Так, у используемой в исследовании аппаратуры «СКАЛА15к64» возможно одновременное измерение на 15 каналах. Учитывая особенности электроразведочных установок, использование всех измерительных каналов возможно лишь при использовании двух- и трех- электродных расстановок. При измерении же установкой Шлюмберже возможно использование лишь одного канала. Установка Шлюмберже характеризуется низким отношением шум/сигнал, устойчивостью измерений и одинаковой чувствительностью к горизонтальным и вертикальным границам.

Значительная часть стоимости оборудования связана с наличием нескольких измеряющих каналов. Поскольку при измерении установки Шлюмберже их использование становится невозможным, то уменьшается эффективность используемого оборудования.

Существует альтернатива установке Шлюмберже, обладающая той же чувствительностью, но с, чуть большим отношением шум/сигнал, и которую можно эффективно использовать при работах методом электротомографии – взаимная установка Шлюмберже [6] (рис. 1).



Рис. 1. Исследуемые установки, а – Шлюмберже, б – взаимная Шлюмберже

Целью настоящего исследования является определение эффективности взаимной установки Шлюмберже при проведении электротомографических работ.

Объект исследования представляет из себя террикон месторождения твердых растворимых полезных ископаемых. Поскольку объект является относительно однородной средой с контрастной субгоризонтальной подошвой, то электротомография вполне подходит для его изучения. Основные геологические процессы, происходящие на объекте представлены карстообразованием и суффозией.

При изучении таких процессов важно иметь полное представление об исследуемой среде. Ухудшение качества сигнала при использовании взаимных установок может быть критическим при локализации изучаемых неоднородностей. В связи с чем необходимо установить следует ли пренебрегать качеством сигнала ради ускорения процесса сбора полевых данных.

В настоящем исследовании будут сравнены взаимная и классическая установка Шлюмберже по следующим параметрам:

1. Время измерения;
2. Количество зашумленных данных;
3. Количество кондиционных отсчетов.

Были проведены измерения одной раскладки ЭТ с использованием стандартной и взаимной установки Шлюмберже. Так, классическая установка Шлюмберже характеризуется 770 отсчетам (соответственно 770 замеров), из которых 76 не входят в доверительный интервал вариации (рис. 2), а также 22 зашумленными отсчетами (рис. 3). Таким образом при использовании классической установки 12% данных не являются кондиционными.

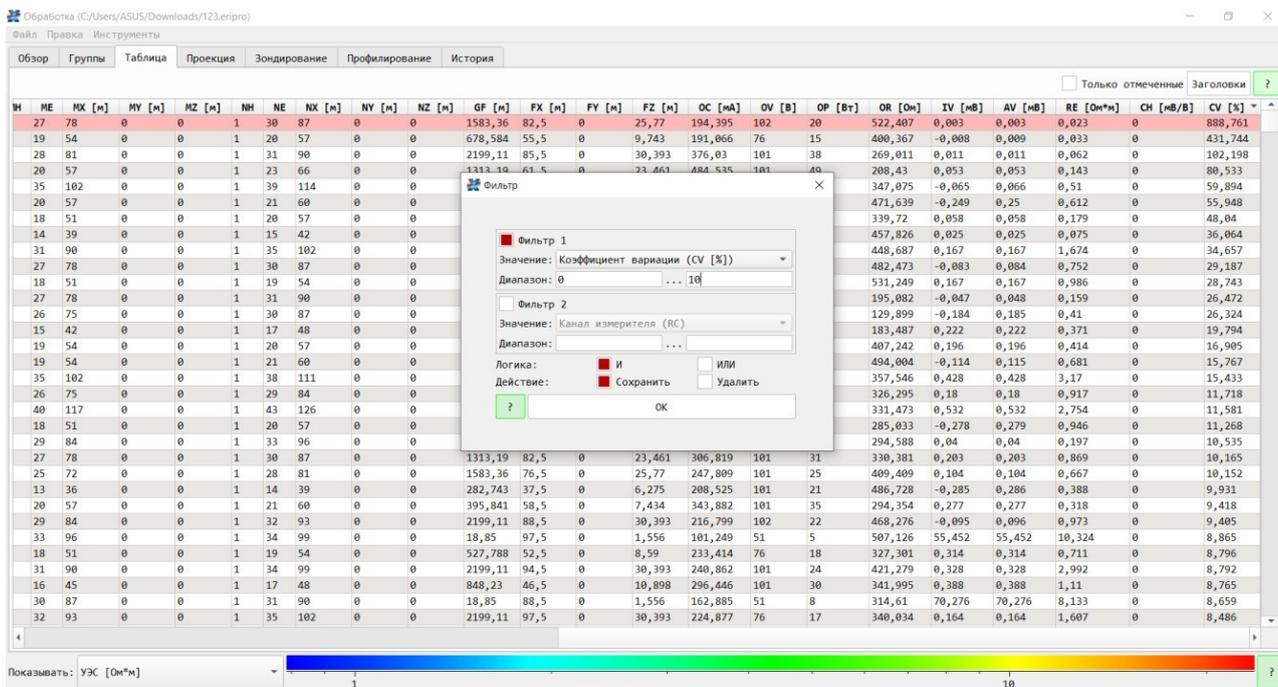


Рис. 2. Удаление данных, с высоким значением коэффициента вариации

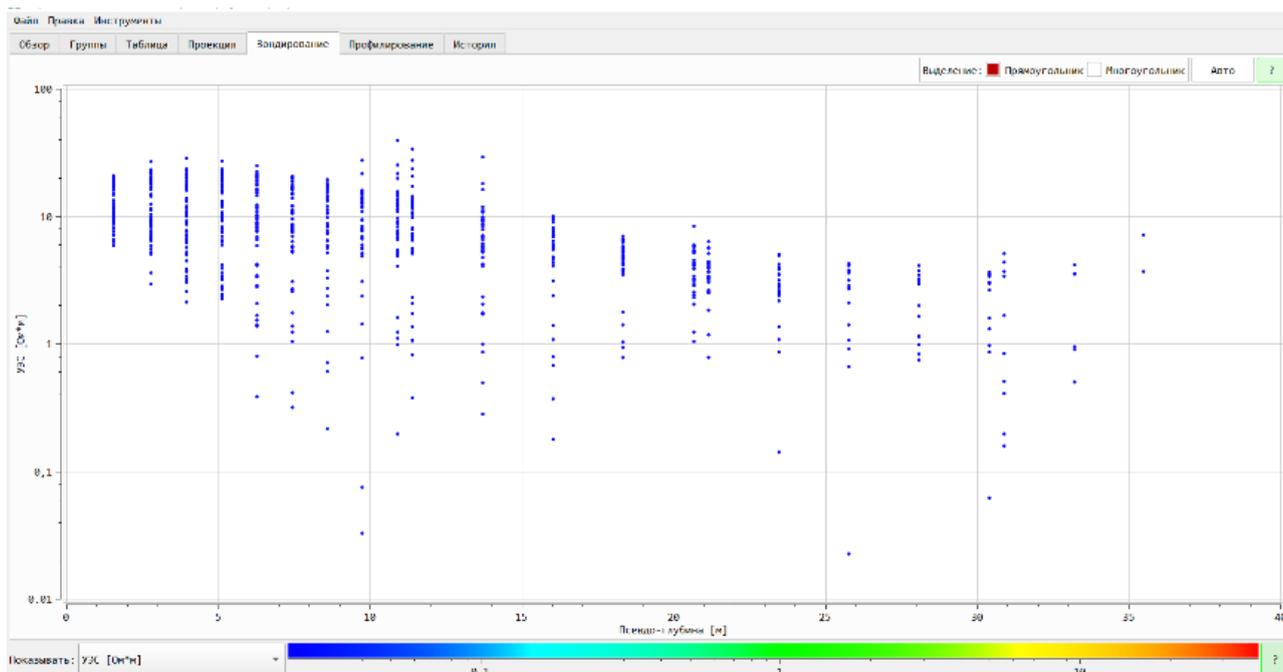


Рис. 3. Удаление зашумленных отсчетов

Взаимная же установка Шлюмберже насчитывает также 770 точек наблюдения, что равносильно 246 замерам непосредственно в поле. Количество точек, не вошедших в доверительный интервал выросло в 2 раза – до 156, зашумленных отсчетов – 29. Не кондиционными являются 24% данных.

При использовании взаимной установки процесс сбора полевых данных ускоряется в 3 раза, но при этом количество некондиционных отсчетов увеличивается в два раза. Такое, казалось бы, колоссальное уменьшение качества данных не позволяет использовать взаимную установку взамен классической, но за счет количества данных, получаемых ЭТ, этот недостаток может быть компенсирован в процессе инверсии. В дальнейшем планируется сравнить результаты инверсии взаимной и классической установки Шлюмберже.

Литература

1. Балков Е.В., Панин Г.Л., Маништейн Ю.А., Маништейн А.К., Белобородов В.А., Электротомография: аппаратура, методика и опыт применения. [Электронный ресурс] URL: <http://www.nemfis.ru/etom.pdf> (дата обращения: 25.07.2021)
2. Бобачев А.А., Горбунов А.А. Двумерная электроразведка методом сопротивлений и вызванной поляризации: аппаратура, методика, программное обеспечение // Разведка и охрана недр, 2005. №12, с. 52–54.
3. Бобачев А.А., Горбунов А.А., Модин И.Н., Шевнин В.А. Электротомография методом сопротивлений и вызванной поляризации // Приборы и системы разведочной геофизики, 2006. № 2. С. 14–17.
4. Ласкина Т.А., Разработка технологии комплексного электрометрического мониторинга в условиях соляных месторождений. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Пермь, 2018. С. 133.
5. Эпов М.И., Молодин В.И., Маништейн А.К., Маништейн Ю.А., Балков Е.В., Чемякина М.А., Шурина Э.П., Ковбасов К.В. Геофизические исследования археологических памятников в Северо-Западной Монголии в 2005г. // Проблемы археологии, этнографии, антропологии Сибири и сопредельных территорий, Новосибирск: Изд-во ИАЭТ СО РАН, 2005. Т. XI. С. 503–508.
6. Эпов М.И., Маништейн А.К., Маништейн Ю.А., Чемякина М.А., Балков Е.В., Молодин В.И., Слюсаренко И.Ю. Электроразведочное картирование «замерзших» пазырыкских курганов Алтая // Проблемы археологии, этнографии, антропологии Сибири и сопредельных территорий, Новосибирск: Изд-во ИАЭТ СО РАН, 2006. Т. XII. С. 510–515.

ОСОБЕННОСТИ ДВУМЕРНОЙ ИНВЕРСИИ ДАННЫХ ВЕРТИКАЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ НА ПРОТЯЖЕННЫХ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТАХ

Шуткина Майя Артёмовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса, г. Пермь
e-mail: mayyashutkina@yandex.ru*

*Научный руководитель: к. т. н. Ворошилов Владислав Алексеевич
e-mail: vlad13a@gmail.com*

Аннотация. В статье рассмотрены особенности обработки и интерпретации данных вертикальных электрических зондирований при производстве инженерно-геологических изысканий на протяженных линейных объектах. Дано обоснование применения двумерной инверсии данных вертикальных электрических зондирований. Представлен программный код на языке VBA, оптимизирующий рутинные задачи при форматировании файлов исходных данных. Показан опыт применения программного обеспечения ZondRes2D для анализа данных полученных на участке проектируемого газопровода.

Ключевые слова: вертикальные электрические зондирования, горизонтально-слоистая среда, двумерная инверсия, электротомография, автоматизация.

SPECIFIC ASPECTS OF TWO-DIMENSIONAL INVERSION OF VERTICAL ELECTRICAL SOUNDING DATA ON PROLONGED LINEAR OBJECTS

Maiia Shutkina,

*Perm State University, 4th year Student, Perm,
e-mail: mayyashutkina@yandex.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences Voroshilov Vladislav
e-mail: vlad13a@gmail.com*

Abstract. The article considers the specifics of processing and interpretation of vertical electrical sounding data in the course of engineering-geological surveys on prolonged linear objects. Justification of application of two-dimensional inversion of vertical electrical sounding data is given. The program code in VBA language optimising routine formatting tasks of initial data files is presented. The application example of ZondRes2D software for analysing the data obtained at the section of the projected gas pipeline is shown.

Keywords: vertical electrical soundings, horizontally layered space, two-dimensional inversion, electrical resistivity tomography, automation.

В настоящее время создан спрос на электроразведку методом вертикального электрического зондирования (ВЭЗ). Данные ВЭЗ используются для принятия предпроектных решений при проектировании газопроводов [2] и линий электропередач. Учитывая пространственную конфигурацию изучаемых объектов, ВЭЗ является рациональным подходом к сбору данных. Например, производство инженерно-геологических изысканий методом двумерной электротомографии (ЭТ) для протяженных линейных объектов займет на порядок больше времени и денежных средств.

Согласно принятой в рамках теории ВЭЗ парадигмы к подходу обработки и интерпретации данных, значительная часть камеральной работы ходит на одномерную, зачастую ручную, интерпретацию каждой кривой ВЭЗ в рамках слоистых моделей. Учитывая огромную протяженность изучаемых объектов, количество точек ВЭЗ на одном объекте может исчисляться тысячами и десятками тысяч. При таких вводных данных, использование лишь горизонтально-слоистого представления модели геологической среды накладывает значительные ограничения на качество интерпретации данных,

поскольку не могут быть в полной мере учтены выклинивание и различные вертикальные структуры. Соответственно, могут быть приняты нерациональные проектные решения.

Существующие программные комплексы интерпретации данных ВЭЗ (ZondIP1D, ЗОНД, Ipi2Win и др.) предназначены именно для решения обратной задачи в рамках горизонтально-слоистого подхода. Таким образом, появляется необходимость в использовании альтернативных подходов к интерпретации данных метода ВЭЗ.

Одной из таких альтернатив является использование двумерной инверсии данных [3,4], обычно используемой при интерпретации данных двумерной ЭТ [5]. Одной из предпосылок к такому подходу является равный шаг по профилю исследования, который равняется обычно более 50м [3]. Использование двумерной инверсии, вместо одномерной, позволяет перейти от горизонтально-слоистой среды к блочной, что представляется более адекватным для анализа геологического строения протяженных линейных объектов.

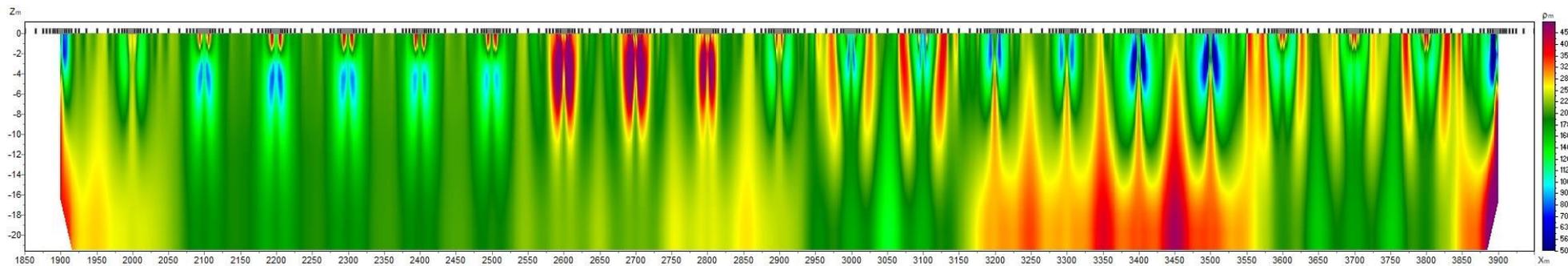
При использовании же программ двумерной инверсии (ZondRes2D, Res2DInv и др.) основное время, затрачиваемое на камеральную обработку, приходится на форматирование данных в воспринимаемые программами формат. Наиболее эффективным в данном случае подходом к обработке является автоматизация рутинных процессов, связанных с форматированием исходных файлов. Принимая во внимание запросы, контролирующей полевой этап работы служб к визуализации данных, логичным будет использование MS Excel как для визуализации графиков ВЭЗ, так и для автоматизации формальных процессов. Программирование на VBA и аналогичных языках [1] эффективно и эффективно при создании решений для автоматизации рутинных процессов, которыми и является подготовка исходных данных для последующей обработки ВЭЗ в программном обеспечении ZondRes2D.

С точки зрения автора, достаточным количеством точек ВЭЗ, используемых для двумерной инверсии является 20. Такое количество точек, позволит не перегрузить оперативную память компьютера при построении первичной, блочной модели среды и позволит ограничиться разумным количеством отдельных профильных линий на протяженном линейном объекте. Ниже, представлен код на языке VBA, автоматизирующий создание исходных данных в воспринимаемом ZondRes2D формате:

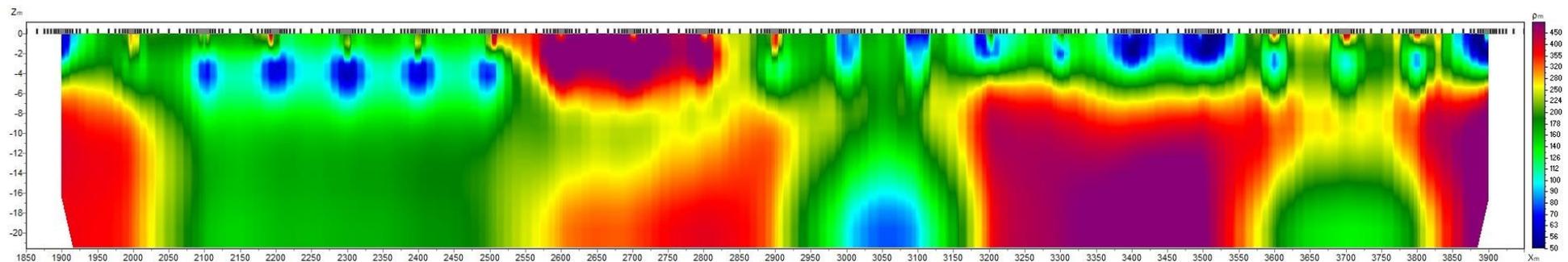
```
Fori=2 To Worksheets.Count
Worksheets(1).Range("R1:W15").Copy Destination:=Worksheets(i).Range("R1")
Worksheets(1).Range("A30").Copy Destination:=Worksheets(i).Range("A30")
Worksheets(i).Range("A30").Value=Worksheets(i).Name
Next
For i = 2 To Worksheets.Counts= CStr((i-2) *14 +2)
Worksheets(i).Range("R2:W15") = Worksheets(1).Range("R2:W15").Value
Worksheets(i).Range("R2:W15").CopyDestination:=Worksheets(1).Range("A" +s)
Next
For i=2 To 58
Sheets.Add.Name = CStr((58 - i) * 20) + "-" + CStr((58 - i + 1) * 20)
Next
Fori=3 ToWorksheets.Count
ActiveCell.Range("A1" + ":" + "H" + CStr(294)).Select
Selection.Copy
Worksheets(i).Select
ActiveSheet.Paste
Worksheets(1).Select
ActiveCell.Range("A281").Select
Next
ActiveWorkbook.Save
For i = 2 To Worksheets.Count
Worksheets(i).Select
ActiveWorkbook.SaveAsFilename:="C:\&ActiveSheet.Name&".txt",FileFormat:=xlTextWindows
Next
```

При загрузке полученных исходных данных в программное обеспечение ZondRes2D исходная блочная модель обременена огромным количеством «пустых» ячеек, в следствии чего необходимо использовать группирование ячеек и увеличивать фактор гладкости, с целью получения результата, как подходящего для исходных данных ВЭЗ, так и адекватный для описания геологической среды.

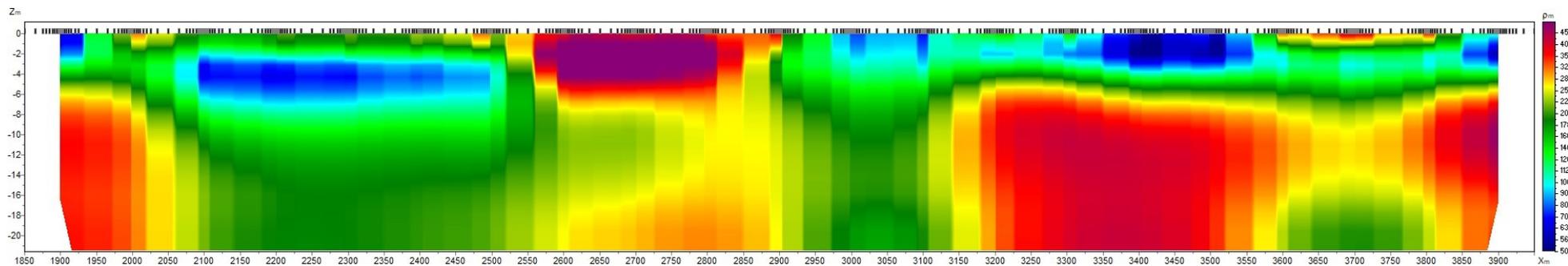
На рисунке представлено сравнения результатов инверсии с различными параметрами группирования и фактора гладкости для двумерной инверсии данных ВЭЗ.



а



б



в

Рис. Сравнение двумерной инверсии данных ВЭЗ с различными факторами гладкости и группированием:
 а – фактор гладкости 1, группирование ячеек отсутствует; б – фактор гладкости 5, группирование 5 ячеек; в – фактор гладкости 10, группирование 15 ячеек

При «необдуманной» двумерной инверсии данных ВЭЗ возникает огромное количество линейных артефактов инверсии (рис. 1, а), что не позволяет получить какую-либо адекватную геологическую модель. При недостатке сглаживающих параметров при производстве инверсии разрез становится более «геологичным», но все равно остается множество линейных артефактов (рис. 1, б). При инверсии с оптимальными сглаживающими параметрами, дает реальное, сглаженное, распределение удельного электрического сопротивления по изучаемому участку (рис. 1, в).

Таким образом, двумерную инверсию можно и зачастую нужно использовать при анализе результатов инженерно-геологических изысканий на протяженных, линейных объектах. Оптимально подобранные сглаживающие факторы позволяют получить реальную геологическую среду при решении обратной задачи электроразведки.

Литература

1. Кильдишов В. *MS Excel и VBA для моделирования различных задач*. М.: «Солон-пресс», 2018. 256 с.
2. СТОГазпром2-3.5-047-2006. *Инструкция по расчёту и проектированию электрохимической защиты от коррозии магистральных газопроводов*: ОАО «Газпром», 2006.
3. Шевнин В.А. *2D инверсия данных, полученных по обычной 1D технологии ВЭЗ* // 5-я Международная научно-практическая конференция «Инженерная геофизика-2009». Геленджик, 2 с.
4. Шевнин В.А., Бобачев А.А. *2D инверсия данных, полученных по обычной 1D технологии ВЭЗ*. // *Георазрез в выпуске*. 2009. № 3.
5. Loke M.H., Barker R.D. *Rapid least-squares inversion of apparent resistivity pseudosections using a quasi-Newton method* // *Geophysical Prospecting*. 1996. 44. P. 131–152.

ЗОЛОТО-СЕРЕБРЯНАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ИЗ ХРОМИТИТОВ КЕМПИРСАЙСКОГО УЛЬТРАМАФИТОВОГО МАССИВА (ЮЖНЫЙ УРАЛ)

Юричев Алексей Николаевич

*Национальный исследовательский Томский государственный университет,
молодой ученый, г. Томск,
e-mail: juratur@yandex.ru*

Савран Даниил Игоревич

*Национальный исследовательский Томский государственный университет,
студент 2 курса магистратуры, г. Томск,
e-mail: savran.daniil@mail.ru*

Аннотация. В хромититах Кемпирсайского ультрамафитового массива Южного Урала диагностирована акцессорная золото-серебряная минерализация, представленная трехкомпонентным (Cu–Au–Ag) и четырехкомпонентным (Cu–Au–Zn–Ag) сплавами, отвечающими по химическому составу медистому золоту и самородное серебро. В работе показаны особенности химического состава выявленных минералов и предложен механизм их образования. Показана естественная обстановка нахождения (insitu) установленной акцессорной минерализации в породообразующей матрице.

Ключевые слова: Кемпирсайский массив, реститовые ультрамафиты, хромититы, золото, серебро, химизм, генезис.

GOLD-SILVER MINERALIZATION FROM CHROMITITES OF THE KEMPIRSAY ULTRAMAFIC MASSIF (SOUTHERN URALS)

Yurichev Alexey Nikolaevich

*National Research Tomsk State University,
Young Researcher, Tomsk,
e-mail: juratur@yandex.ru*

Savran Daniil Igorevich

*National Research Tomsk State University,
2nd year Master's Student, Tomsk,
e-mail: savran.daniil@mail.ru*

Abstract. In chromitites of the Kempirsay ultramafic massif of Southern Urals, accessory gold-silver mineralization was diagnosed, represented by three-component (Cu–Au–Ag) and four-component (Cu–Au–Zn–Ag) alloys, corresponding in chemical composition to cuprous gold (?), and by native silver. The work shows features of chemical composition of identified minerals and proposes mechanism for their formation. The natural setting of presence (in situ) of established accessory mineralization in rock-forming matrix is shown.

Keywords: Kempirsay massif, restite ultramafites, chromitites, gold, silver, chemism, genesis.

На Урале сосредоточено большое количество проявлений золото-серебряной минерализации, в основном мелких по масштабам и локализованных, как правило, в измененных ультраосновных породах. Их распространенность весьма неравномерна – большинство связано с массивами рифейских и раннепалеозойских альпинотипных ультрамафитов и лишь в небольшой степени они находятся в зональных и стратиформных мафит-ультрамафитовых комплексах. Проявления данной минерализации в массивах альпинотипных ультрамафитов наиболее распространены на Южном Урале, на Среднем и

Северном Урале – они известны в единичных случаях. Однако, в последних широко распространены промышленные золотоносные россыпи водотоков, дренирующих ультраосновные породы [2].

Находки же золото-серебряной минерализации в хромититах из реститовых ультрамафитов – достаточно редкое и крайне слабо изученное явление, которое в отдельных случаях позволяет с достаточной степенью надежности говорить об особенностях их генезиса.

В процессе изучения вещественно состава акцессорной рудной минерализации в хромититах Кемпирсайского ультрамафитового массива (Южный Урал) [3,6] методом рентгеноспектрального микроанализа на электронном сканирующем микроскопе «Tescan Mira 3 LMU» авторами были выявлены трехкомпонентный (Cu–Au–Ag) и четырехкомпонентный (Cu–Au–Zn–Ag) твердые растворы, отвечающие по химическому составу медистому золоту (?), и самородное серебро. Изученные минералы обычно отмечаются в виде единичных обособленных микровключений размером первые микроны (максимально до 6 мкм). При этом включения медистого золота в основном обнаруживаются в силикатных интерстициях зерен хромшпинелидов, нередко в непосредственном контакте с ними, а самородное серебро преимущественно приурочено к мелким трещинкам, кавернам в зернах хромшпинелидов (рис. 1).

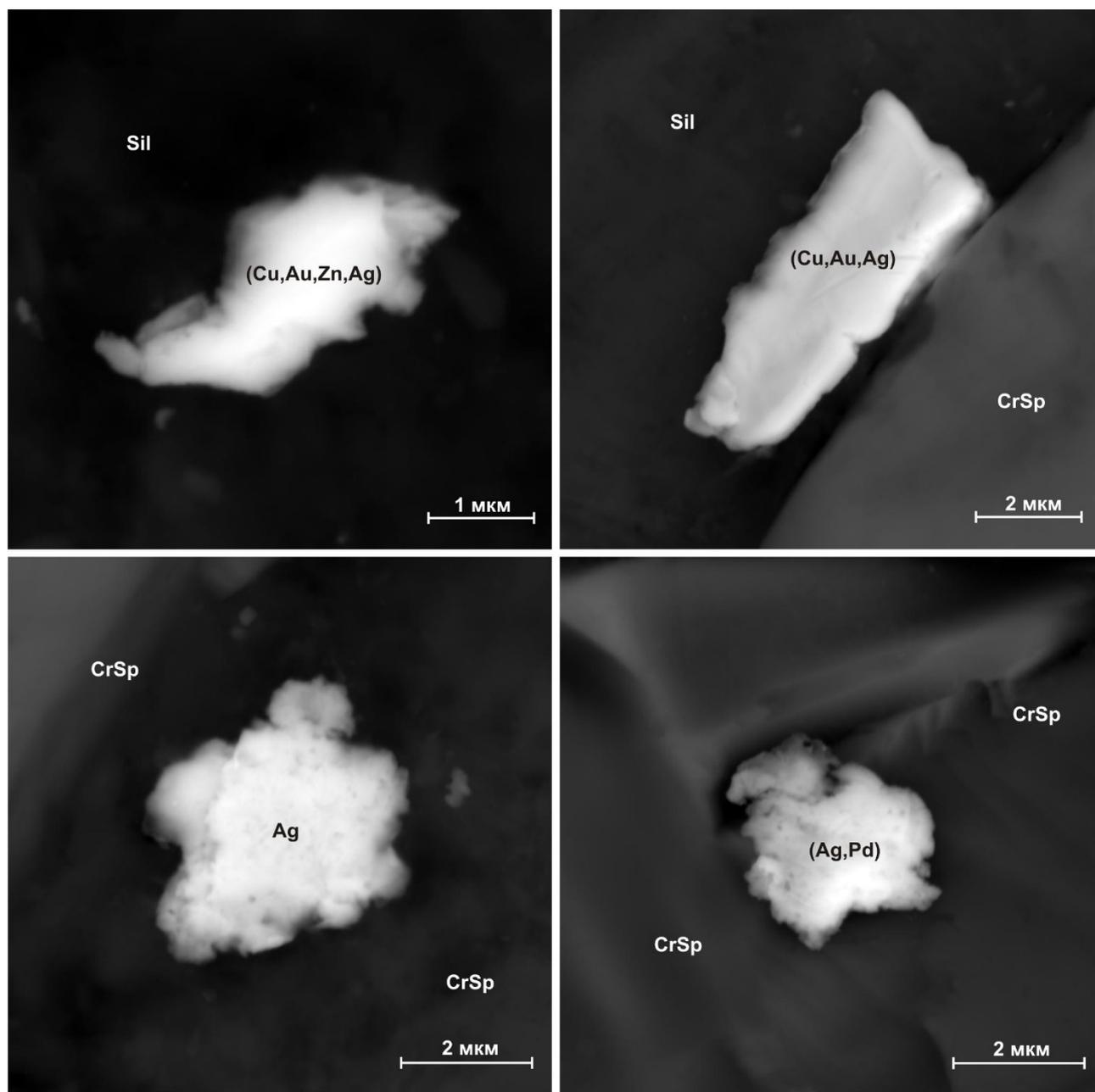


Рис. 1. Микрофотографии акцессорного медистого золота и самородного серебра из хромититов Кемпирсайского ультрамафитового массива (режим BSE). *CrSp* – хромшпинель; *Sil* – силикатная матрица, представленная лизардит-хлоритовым агрегатом

Обнаруженные природные сплавы Cu–Au–Ag и Cu–Au–Zn–Ag имеют неправильную, комковатую форму, с вмято-пластичной, чешуйчатой скульптурой отдельных индивидов (рис., а–б). В их составе преобладает золото (53,5–59,5 мас. %) и медь (32,0–40,0 мас. %), постоянно отмечается примесь серебра (2,8–8,0 мас. %) и не повсеместно – цинка (2,3–2,6 мас. %) (таблица 1). При этом отмечено, что при присутствии цинка, серебро показывает свои наименьшие значения (2,8–3,1 мас. %). В отношении других элементов выявленное медистое золото является «стерильным».

Таблица 1. Химический состав медистого золота и самородного серебра из кемпирсайских хромититов, мас. %

Образец	Cu	Zn	Ag	Au	Pd	Сумма	Формула
КМ-6-46	40,09	2,59	2,78	53,53	–	98,99	$Cu_{0,66}Au_{0,28}Zn_{0,04}Ag_{0,02}$
КМ-6-47	38,39	2,38	2,95	56,32	–	100,05	$Cu_{0,64}Au_{0,30}Zn_{0,04}Ag_{0,02}$
КМ-6-48	36,90	2,28	3,09	57,03	–	99,31	$Cu_{0,63}Au_{0,31}Zn_{0,04}Ag_{0,02}$
КМ-6-126	37,60	–	6,27	55,86	–	99,73	$Cu_{0,65}Au_{0,31}Ag_{0,04}$
КМ-6-127	36,05	–	6,52	56,22	–	98,79	$Cu_{0,64}Au_{0,32}Ag_{0,04}$
КМ-6-128	37,85	–	6,34	55,39	–	99,58	$Cu_{0,65}Au_{0,31}Ag_{0,04}$
КМ-7-57	34,27	–	7,49	58,33	–	100,09	$Cu_{0,61}Au_{0,34}Ag_{0,05}$
КМ-7-58	32,09	–	8,00	59,50	–	99,59	$Cu_{0,59}Au_{0,35}Ag_{0,06}$
КМ-7-59	32,68	–	7,78	59,42	–	99,88	$Cu_{0,60}Au_{0,35}Ag_{0,05}$
КМ-8-182	–	–	99,83	–	–	99,83	$Ag_{1,00}$
КМ-8-183	–	–	99,85	–	–	99,85	$Ag_{1,00}$
КМ-8-184	–	–	99,87	–	–	99,87	$Ag_{1,00}$
КМ-8-185	–	–	98,78	–	–	98,78	$Ag_{1,00}$
КМ-5-135	–	–	97,98	–	0,98	98,96	$Ag_{0,98}Pd_{0,02}$
КМ-5-136	–	–	98,80	–	0,91	99,71	$Ag_{0,99}Pd_{0,01}$
КМ-5-137	–	–	98,61	–	0,91	99,52	$Ag_{0,99}Pd_{0,01}$

Примечание. Исследование выполнено на Tescan Mira 3 LMU с энергодисперсионным детектор UltimMax100 (Oxford Instruments) в ЦКП «АЦ ГПС», ТГУ (г. Томск). Измерения проводились при ускоряющем напряжении 20 кВ, силе тока пучка электронов 4,5 нА и времени накопления спектра в точке 60 секунд в режиме «Point&ID» (2000000 импульсов). Диаметр пучка зонда 1–2 мкм. В качестве стандартов для Au, Ag, Pd, Cu и Zn применены чистые металлы. Аналитические линии: $L\alpha$ – для Au, Pd и Ag, $K\alpha$ – для Cu и Zn. Участки КМ-5 и КМ-6 – Миллионное месторождение, КМ-7 – Спорное месторождение, КМ-8 – 40 лет Казахской ССР месторождение.

Самородное серебро, достаточно большая редкость для ультраосновных пород. К настоящему времени известно всего несколько сообщений о таких находках в респитовых ультрамафитах Урала [4,5]. Отмеченный минерал диагностирован только внутри зерен хромшпинелидов в виде округлых сгустковидных включений размером до 5 мкм (рисунок, в–з). Согласно проведенному анализу, в химическом составе выявленного самородного серебра постоянно обнаруживается примесь палладия (до 1,0 мас. %, таблица).

Мобилизацию и концентрирование самородного серебра авторы склонны связывать с процессами серпентинизации и преобразования первичных силикатов, прежде всего оливина, а также находящихся с ними в парагенезисе аксессуарных сульфидов и хромшпинелидов при восстановительных условиях [4,5].

Однако вопрос о генезисе выявленного медистого золота остается открытым и требует более глубокого изучения. Ясно одно, что его нельзя рассматривать в отрыве от характеристики поведения всей группы благородных металлов, выявленных в изученных хромититах Кемпирсайского ультрамафитового массива. Анализ литературы, посвященной происхождению золотой минерализации в ультрамафитах Урала, указывает на доминирующую точку зрения – концентрация подобной минерализации в ультрамафитах происходила в позднюю историю становления массивов альпинотипных ультрамафитов при их метаморфической и метасоматической трансформации. Однако, по мнению авторов, не исключено, что выявленные аксессуарные микровключения медистого золота могут относиться и к первично мантийному типу, в генезисе которого коровые процессы, связанные с заимствованием металлов из вмещающих пород, не играли какой-либо значимой роли [1]. А, таким образом, первичные геохимические характеристики трехкомпонентного или четырехкомпонентного твердого

раствора (количественные содержания элементов-примесей в составе описанных золотин) и их сохранность, несут ценную информацию о специфике генезиса родоначального рестита, а также позволяют использовать их в качестве эталонных для сравнительного анализа с аналогичными объектами на этой территории и в пределах других провинций.

Литература

1. Ковалев С.Г., Черников А.П., Бурдаков А.В. Первая находка самородного золота в хромитах массивов Крака (Южный Урал) // Доклады академии наук, 2007. Т. 414. № 3. С. 364–367.
2. Макеев А.Б. Минералогия альпинотипных ультрабазитов Урала. СПб.: Наука, 1992. 197 с.
3. Мурзин М.В. Золотое оруденение в ультрамафитах Урала // Ультрабазит-базитовые комплексы складчатых областей и связанные с ними месторождения: Сборник трудов конференции. Екатеринбург, 2009. С. 61–64.
4. Савельев Д.Е., Сначев В.И., Савельева Е.Н., Бажин Е.А. Геология, петрогеохимия и хромитоносность габбро-гипербазитовых массивов Южного Урала. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. 320 с.
5. Смирнова Т.А. Теллурическое железо в ультраосновных породах Кемпирсайского плутона // Записки Всесоюзного минералогического общества, 1970. Ч. 99. Вып. 6. С. 745–748.
6. Юричев А.Н. Акцессорные самородные металлы и их оксиды из массивных хромититов Кемпирсайского ультрамафитового массива (Южный Урал, Казахстан) // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов, 2019. Т. 330. № 7. С. 84–92.
7. Юричев А.Н., Чернышов А.И., Корбовяк Е.В. Минералы платиновой группы из хромититов Кемпирсайского ультрамафитового массива (Мугоджары, Казахстан): новые данные // Записки Российского минералогического общества, 2019. Т. 148. № 2. С. 76–86.

Научное издание

Актуальные вопросы геологии в современном научном мире

Сборник научных трудов по материалам
I Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых

(г. Пермь, ПГНИУ, 30 октября – 3 ноября 2023 г.)

Издается в авторской редакции
Компьютерная верстка: *С. К. Карякин*

Объем данных 7,87 Мб
Подписано к использованию 19.01.2024

Размещено в открытом доступе
на сайте www.psu.ru
в разделе НАУКА / Электронные публикации
и в электронной мультимедийной библиотеке ELiS

Управление издательской деятельности
Пермского государственного
национального исследовательского университета
614068, г. Пермь, ул. Букирева, 15