

Морфометрический подход к количественной оценке мощности отложений меандрирующих палеорусел тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Т.В. Ольнева¹, М.Ю. Орешкова^{2*}, А.В. Буторин^{1,3}, А.С. Егоров²

¹Группа компаний Газпромнефть, Санкт-Петербург, Россия

²Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия

³Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург, Россия

Статья посвящена вопросам внедрения морфометрического анализа в процесс качественной и количественной динамической интерпретации сейсмических данных. Суть нового подхода заключается в прогнозе мощности коллектора руслового генезиса на основе установленных зависимостей между параметрами «ширина пояса руслоформирования» и «мощность русловых отложений». В качестве примера выполнена интерпретация меандрирующей речной системы, выявленной в одном из продуктивных интервалов тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Представлены три вида зависимостей, две из которых являются авторскими и публикуются впервые. Для автоматизации морфометрического анализа разработан программный код на языке Python. Прогнозируемые на основе зависимостей диапазоны мощности коррелируют с результатами количественного динамического анализа, выполненного путем инверсионных преобразований, а также с общими представлениями о мощности отложений как современных речных систем, так и палеорусел в разновозрастных геологических формациях.

Ключевые слова: тюменская свита, морфометрический анализ, меандрирующие палеорусла, пояс руслоформирования, прогноз мощности палеорусловых отложений, Ханты-Мансийский автономный округ

Для цитирования: Ольнева Т.В., Орешкова М.Ю., Буторин А.В., Егоров А.С. (2024). Морфометрический подход к количественной оценке мощности отложений меандрирующих палеорусел тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 26(3), с. 143–150. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.15>

Введение

По данным Ежегодного аналитического обзора «Недропользование в ХМАО-Югре» Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В.И. Шпильмана¹, в пределах Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) ежегодно возрастает уровень добычи из пластов тюменской свиты (J, юра), разработка которых ранее считалась экономически малоэффективной. Прогнозирование устойчивости подобной тенденции на дальнейшую перспективу весьма затруднительно, так как существует высокая неопределенность вследствие сложного геологического строения залежей и низкой степени изученности этого продуктивного интервала.

Значительный вклад в исследование юрских отложений Западной Сибири внесли многие авторы (Конторович и др., 1975; Нестеров, 1979; Вассоевич и др., 1983; Сурков и др., 1986; Гурари, 2005; Гладышева, 2012; Конторович и др., 2013; Исакова и др., 2022 и др.).

Отложения тюменской свиты характеризуются сильной вертикальной и латеральной литологической изменчивостью. Сейсмогеологическая модель в первом приближении включает отложения двух фациальных

типов: русловые и пойменные. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС) обладают русловые песчаники. В скважинах, пробуренных в зонах развития палеоканалов тюменской свиты, получают наиболее значимые притоки нефти. В статье (Фёдорова и др., 2016) приведены данные по трем месторождениям ХМАО:

- на Песчаном месторождении начальные дебиты из пластов Ю₂₋₃ и Ю₄ достигали 30–72 м³/сут, после гидроразрыва пласта (ГРП) – 50–90 т/сут (из них нефти – 43–69 т/сут), накопленная добыча нефти за 9 лет составила около 2 млн т;
- на Каменной площади из верхов тюменской свиты получен фонтанный приток нефти дебитом 136 м³/сут;
- на Кечимовском месторождении в единичных скважинах из пласта Ю₂ начальный дебит достигал 45 т/сут без ГРП.

Изучение палеорусловых систем сейсморазведкой сопряжено с ограничениями латеральной и вертикальной разрешающих способностей метода, так как для подобных отложений характерна существенная литологическая изменчивость при незначительной мощности геологических тел. Поэтому важную роль при подготовке залежей к разработке играет детальный и всесторонний комплексный

* Ответственный автор: Мария Юрьевна Орешкова
e-mail: s215017@stud.spmi.ru

© 2024 Коллектив авторов

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

¹ Ежегодный аналитический обзор «Недропользование в ХМАО-Югре (2022). Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, 224 с. <https://www.cfru.ru>

анализ имеющихся скважинных и сейсмических данных, включающий сейсмофациальный анализ, спектральную декомпозицию, петроупругое моделирование, сейсмическую инверсию, машинное обучение, изучение объектов-аналогов, анализ геофизических исследований скважин (ГИС), исследования керна и т.д.

В настоящей работе на примере геологического объекта, интерпретируемого в интервале тюменской свиты одного из месторождений ХМАО нами обосновывается целесообразность привлечения наряду с классическими инструментами комплексного анализа сейсмических и скважинных данных нового подхода прогноза мощности русловых отложений, основанного на изучении морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов) и расчете искомой величины через установленные зависимости для измеряемых элементов меандрирующих систем (ширины пояса руслоформирования, амплитуды и длины излучины, радиуса кривизны и т.д.) (Ольнева, Жуковская, 2018).

Материалы и объект исследования

Площадь исследования расположена в центральной части Западно-Сибирской равнины в ХМАО.

В геологическом строении осадочного чехла мезокайнозойского возраста (мощностью более 3000 м) изучаемой площади юрская система представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним. Отложения ягельной, горелой и тюменской свит нижне-среднеюрского отдела формируют нижний комплекс; отложения абалакской и баженовской свит позднеюрского возраста – верхний комплекс. В настоящей работе более подробно рассматриваются отложения тюменской свиты.

Тюменская свита представлена тонким чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Максимальная мощность отложений в пределах площади достигает 320 м. Согласно общим представлениям они сформировались преимущественно в континентальных условиях и частично в прибрежно-морских. Свита условно делится на три под-свиты: нижнюю, в составе которой выделяются песчаные пласты ЮС₉, ЮС₈, ЮС₇, среднюю с пластами ЮС₆ и ЮС₅ и верхнюю, вмещающую пласты ЮС₄, ЮС₃, ЮС₂.

На момент аккумуляции отложений, вмещавших пласты ЮС₂₋₃, территория представляла собой обширную аллювиальную равнину с низменными ландшафтами и развитием сложной системы палеорусел, по которым происходила транспортировка осадочного материала. Подобные условия осадконакопления предопределили формирование маломощных невыдержанных по латерали песчаных тел, являющихся в настоящее время перспективными поисковыми объектами в качестве литологических ловушек. Их продуктивность в пределах изучаемой площади доказана испытаниями в четырех скважинах.

Кровля тюменской свиты в сейсмических данных ассоциируется с опорным отражающим горизонтом Т. Для целевого интервала развития пластов ЮС₂₋₃ в сейсмических атрибутах характерно проявление многочисленных разнообразных палеоканалов: свободно меандрирующих русел, русел ограниченного меандрирования, фрагментов спрямленных русел. Их сейсмообразы представлены на рис. 1.

В настоящей работе объектом исследования является палеорусловая система, интерпретируемая в пределах

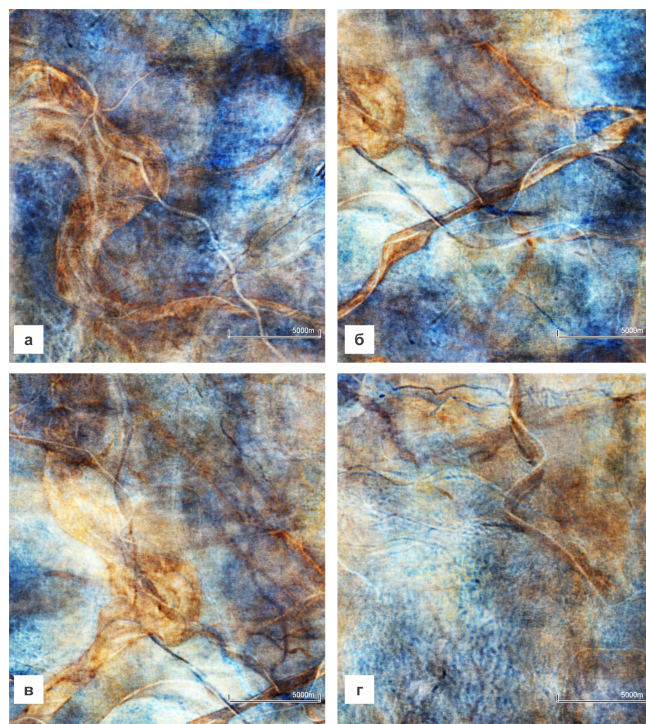


Рис. 1. Примеры русловых систем, проявленных на картах амплитудной декомпозиции: а) свободно меандрирующее русло в пределах пояса меандрирования; б) система спрямленных русел со сложным сочленением и наложением отдельных русел разного возраста; в) свободно меандрирующее русло; г) русло ограниченного меандрирования

пояса меандрирования, контрастно проявленного на сейсмических слайсах (рис. 1а). Сигмовидная морфология объекта и его контрастность на фоне вмещающих отложений позволяют предположить наличие песчаных кос, являющихся потенциальными поисковыми объектами.

Методы исследования

Качественная и количественная динамическая интерпретация

Оценка геометрии резервуара и мощности коллектора является важной практической задачей, решаемой, как правило, с помощью качественного и количественного динамического анализа на этапе интерпретации сейсмических данных.

В процессе *качественной динамической интерпретации* для изучения обозначенного объекта использовались классические подходы: атрибутный анализ, классификации по форме трассы, спектра и др., нейросетевые подходы, спектральная декомпозиция, амплитудная декомпозиция (цветовое смешивание смещенных по вертикали амплитудных слайсов). Отметим, что наиболее высокая степень детальности и информативности характерна для двух последних. Результаты представлены на рис. 2. Качественный динамический анализ позволил выявить и закартировать объект, оценить особенности его формы, характер и соразмерность отдельных элементов.

Количественная динамическая интерпретация проводилась с помощью инверсионных преобразований (Сысоев, Зайцев, 2023). Применение прямого прогноза ФЕС для изучения продуктивных пластов тюменской свиты зачастую является некорректным и не позволяет

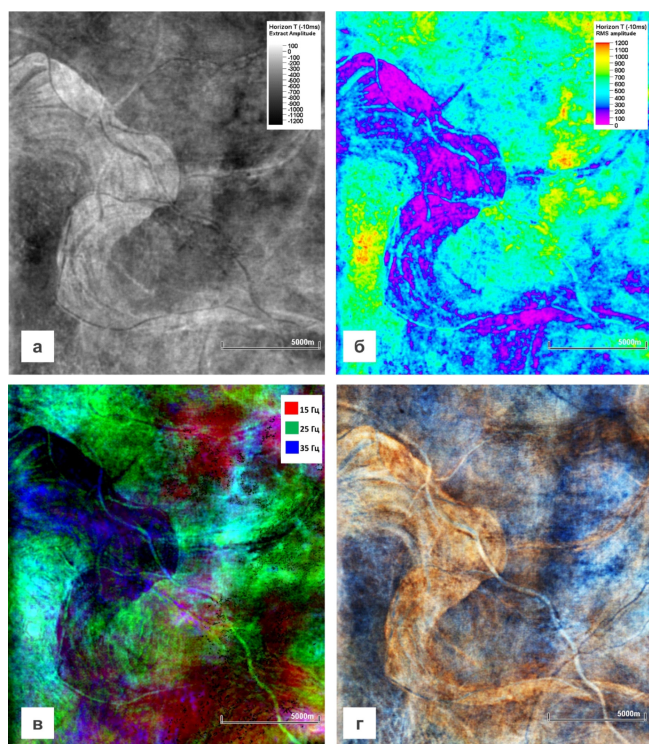


Рис. 2. Варианты визуализации палеорусловой системы: а) на седиментационном срезе (отражающий горизонт (ОГ) –10 мс); б) на карте распределения атрибута RMS (значений среднеквадратичных амплитуд, ОГ –10 мс); в) на карте спектральной декомпозиции; г) на цветовой карте амплитудной декомпозиции

обоснованно делать прогноз для песчаных тел. Связано это в первую очередь с тем, что интерпретируемые в скважинах толщи коллекторов мало контрастны по отношению к вмещающим отложениям и не выделяются по акустическим параметрам среды (V_p – скорость продольных волн, V_s – скорость поперечных волн, AI – акустический импеданс, Dep – плотность, V_p/V_s – отношение скорости продольных волн к скорости поперечных волн) (Фёдорова и др., 2016).

Рассматриваемый пример не стал исключением. В результате петрофизической интерпретации установлено, что для всех выделенных литотипов (коллектора, аргиллитов, алевролитов, плотных пород, углей) в поле кросс-плота «акустический импеданс (AI) / отношение скорости продольных волн к скорости поперечных волн (V_p/V_s)» имеется значительное перекрытие диапазонов. По характеру распределения акустического импеданса, отношения V_p/V_s и плотности можно заключить, что литотипу «коллектор» достаточно хорошо соответствуют точки, относящиеся к русловым фациям, интерпретируемым по результатам фациального анализа данных ГИС.

Еще одной проблемой для количественного анализа в производственных работах является недостаточная статистическая выборка.

Морфометрический анализ

В настоящей работе нами представлен новый подход, позволяющий перевести традиционный качественный динамический анализ для меандрирующих систем (Буторин и др., 2015) в плоскость количественного анализа. Подход

основан на изучении морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов) и расчете ФЕС через установленные зависимости для измеряемых элементов меандрирующих систем (это ширина пояса руслоформирования, амплитуда излучины, длина излучины, радиус кривизны и т.д.). В случае возможности проведения классического количественного анализа авторский подход позволяет связывать и перепроверять результаты прогноза мощности палеорусловых отложений путем комплексирования качественного и количественного динамического анализа сейсмических данных.

Меандрирование рек является характерной особенностью равнинных областей с незначительным уклоном поверхности. Формированию меандр способствует наличие большого количества мелкозернистых осадков как по берегам рек, так и в общем твердом стоке. Для меандрирующих рек присущи более закономерный характер русловых процессов и более четкое разделение русловой и пойменной фаций аллювия, чем для слабоизвилистых рек. Развиваясь в пределах аллювиальных равнин, русло реки занимает лишь небольшую часть широкой речной долины – пояса руслообразования (пояса меандрирования), который представляет собой сложную систему активных русел, стариц и, расположенных рядом пойм (Рединг и др., 1990). Элементы меандрирующей речной системы представлены на рис. 3.

Ключевой характеристикой меандрирующих рек является извилистость, математически описываемая коэффициентом извилистости ($K_{изв}$) через отношение длины изучаемого участка реки по фарватеру к длине прямой, соединяющей концы участка. Для современных меандрирующих рек $K_{изв}$ варьируется в широких пределах – от 1,1 до 3,5. При возможности картирования отдельно взятого палеоканала по сейсмическим данным на достаточном его протяжении величина $K_{изв}$ может служить дополнительным

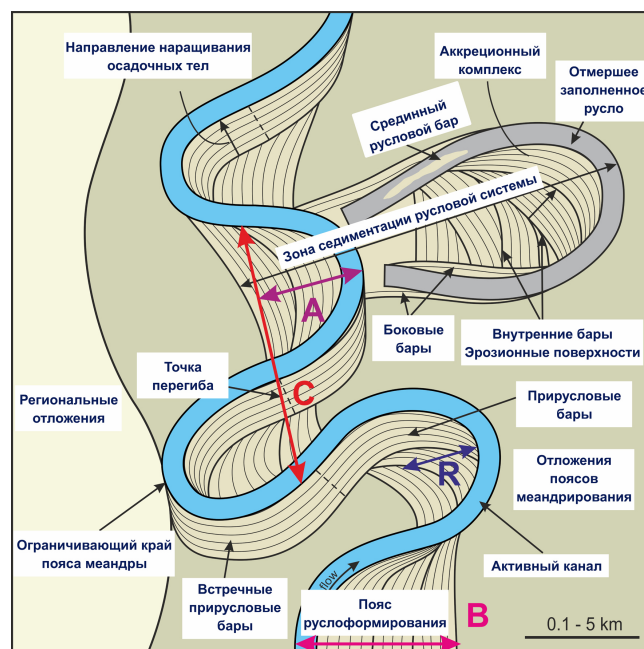


Рис. 3. Основные элементы меандрирующей русловой системы: А – амплитуда излучины, В – ширина пояса руслоформирования, С – период излучины, по (Durkin et al., 2017) с дополнениями. Обозначение: R – радиус кривизны

обоснованием типа речной системы (Ольнева, 2017; Ольнева, Жуковская, 2018; Ольнева и др., 2022).

Качественный сейсмообраз объекта позволяет оцифровать ширину пояса руслоформирования, иногда ширину отдельного канала, амплитуду (высоту), длину, шаг излучины, радиус кривизны меандры. Все перечисленные выше параметры играют важную роль в количественном прогнозе мощности русловых отложений.

Для современных меандрирующих рек установлены зависимости между шириной пояса руслоформирования и мощностью отложений (Collinson, 1978), между шириной пояса руслоформирования и шириной русла (Усачев и др., 1985; Снисченко, 1982), между шириной русла и мощностью отложений (Лидер, 1968), между шириной пояса руслоформирования и длиной излучины (Здоровенко, 2011), между периодом излучины и радиусом кривизны (Леопольд, Вольман, 1964), между периодом излучины и шириной русла (Леопольд, Вольман, 1964) и т.д.

Установление аналогичных морфометрических зависимостей для палеосистем осложняется подбором необходимой и достаточной выборки корректных статистических данных. Нами проанализированы аналогичные объекты в тюменской свите по сейсмическим и скважинным данным близлежащих площадей и выбраны 13 точек, для которых имелась скважинная информация о мощности коллектора (допускаем, что речь идет о мощности русловых отложений) и существовала возможность выполнить замер ширины пояса руслоформирования, визуально

аналогичного изучаемому нами объекту. Полученная зависимость представлена на рис. 4.

На основании анализа литературных источников проведено сравнение полученной выборки по региону со статистическими данными по другим бассейнам.

В работе (Reynolds, 1999) представлен кросс-плот, иллюстрирующий взаимосвязь между мощностью и шириной песчаных тел различной седиментационной природы по данным литературных источников и данных месторождений British Petroleum. Палеоканалы в общей выборке представлены шестью точками без указания типа речной системы, значения мощности меняются в пределах от 2,5 до 24 м, ширина русловой системы варьирует от 57 до 1400 м.

В статье (Strong et al., 2002) на примере данных формации Мунгару (Mungaroo) пермо-триасового осадочного бассейна Купера (Австралия) приведены эмпирические зависимости и диапазоны значений для ширины пояса руслоформирования и мощности русловых отложений. Согласно этим данным мощность палеорусел меняется в диапазоне от 1 до 20 м, а ширина пояса достигает максимального значения в 6000 м.

В работе (Fielding, Crane, 1987) выполнен статистический анализ зависимости мощности русловых отложений от ширины пояса руслоформирования на примере различных типов речных систем: слабоизвилистых, меандрирующих, разветвленных, анастомозирующих и русел, морфология которых не определена. В зависимость включены данные как по палеообъектам, так и по современным рекам. Интересен тот факт, что, не имея результатов сейсмических 3D-исследований, авторы этой работы решали обратную задачу по отношению к нашей – прогноз ширины пояса руслоформирования для оптимального размещения скважин по мощности русловых отложений, определенной в скважинах.

Рис. 5 является результатом выполненного нами обобщения данных из указанных выше источников (наша выборка по объектам в тюменской свите, шесть точек с графика из (Reynolds, 1999) и набор точек для меандрирующих русел из (Fielding, Crane, 1987)), построена зависимость мощности русловых отложений от ширины пояса руслоформирования. Дополнительно, для сопоставления

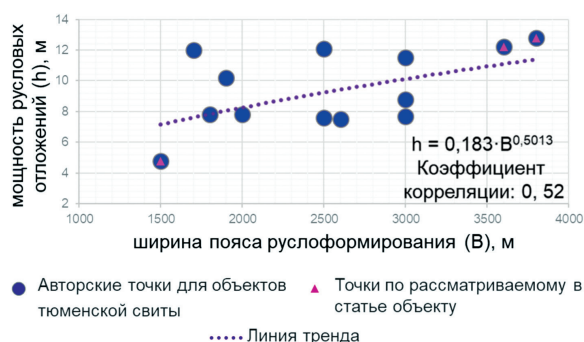


Рис. 4. Зависимость для меандрирующих палеоканалов в тюменской свите

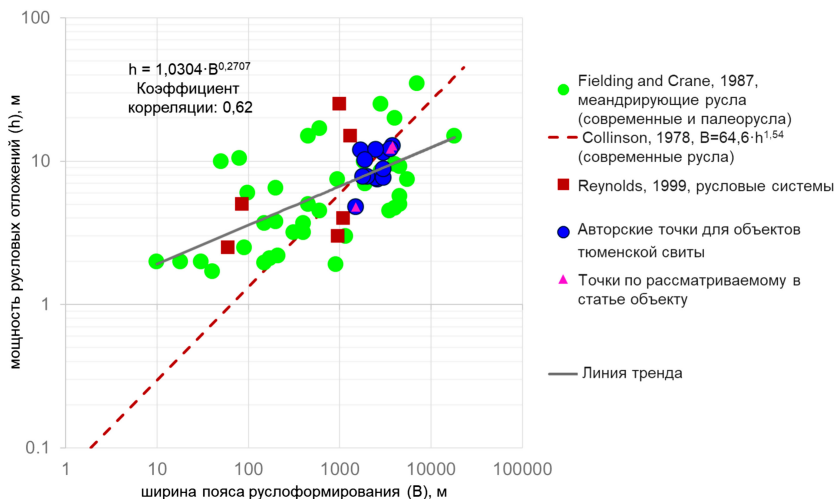


Рис. 5. Зависимость мощности русловых отложений от ширины пояса руслоформирования на основе различных наборов данных, включающих как современные, так и палеообъекты

на графике указана зависимость Коллинсона (Collinson, 1978), полученная для современных меандрирующих рек.

Результаты и их обсуждение

Прогноз мощности русловых отложений для выделенного объекта осуществлен с применением трех подходов.

1. **Первый подход** заключается в использовании зависимостей, установленных между шириной пояса руслоформирования и мощностью русловых отложений применительно к конкретному участку измерения морфометрических характеристик. Замеры ширины пояса руслоформирования (*B*) выполнены на основе сейсмического образа объекта, среднее значение ширины составило 4000 м. В табл. 1 представлены три разные зависимости и результаты расчета мощности русловых отложений. Разброс значений составляет от 9,7 до 14,6 м.

Ширина русла (*W*) для изучаемого объекта, по соотношению из (Усачев и др., 1985), прогнозируется в 450 м (для свободного меандрирования современных рек $B/W = 8,9$).

2. **Второй подход** прогноза мощности русловых отложений реализован нами в виде программного кода на языке Python, позволяющего автоматизировать процесс измерения интенсивно трансформирующейся ширины пояса руслоформирования вдоль всей длины закартированного объекта. В процессе тестирования программного кода получено 5000 значений. К полученной выборке применены зависимости, представленные в табл. 1.

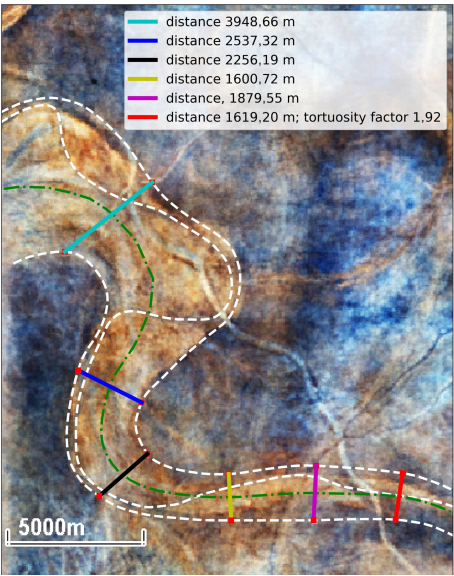


Рис. 6. Пример измерения ширины пояса руслоформирования и коэффициента извилистости

Для каждой зависимости получены следующие распределения значений (рис. 6, 7): по зависимости Коллинсона значения мощности варьируют в диапазоне от 7 до 17,5 м, по нашей зависимости для выборки объектов тюменской свиты находятся в диапазоне от 6,5 до 13 м, по комбинированной зависимости изменяются от 7,5 до 11 м.

3. **Третий подход** основан на анализе результатов синхронной АВА-инверсии (AVA – Amplitude Variation with Angle). Прогноз толщин русловых отложений выполнен в рамках производственных работ через применение функции распределения плотности вероятности литотипов, установленной в процессе анализа петроупругих характеристик целевого интервала, к кубам акустического импеданса и соотношения скоростей продольных и поперечных волн, полученных в результате синхронной АВА-инверсии. Вариации значений в пределах пояса меандрирования составляют от 2,2 до 19,8 м и представлены на гистограмме (рис. 8). Полученное распределение сопоставимо с результатами расчетов на основе представленных выше зависимостей.

Таким образом, полученные нами результаты коррелируют с общими представлениями о масштабности осадконакопления в пределах поясов меандрирования. Например, в работе (Gibling, 2006) проанализированы мощности отложений меандрирующих рек для разновозрастных мировых формаций: Beaufort Group (Южная Африка); German Greek Formation (Австралия); Joggins Formation (Канада); Murillo el Fruto (Испания); Scalby Formation (Англия) и др. Отмечено, что диапазон мощностей составляет 1–38 м с наибольшей частотой 4–20 м.

Отметим, что применение морфометрических зависимостей, установленных для современных речных систем,

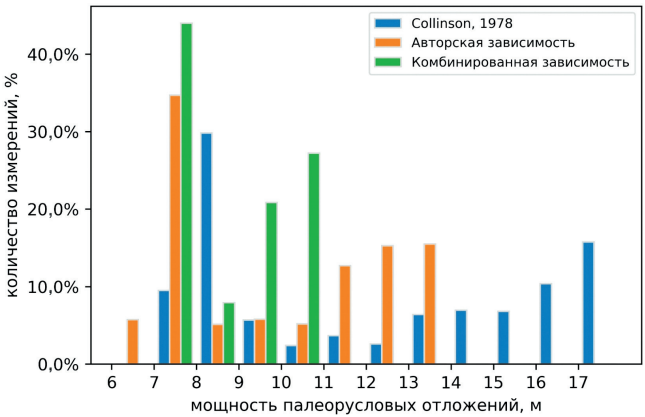


Рис. 7. Гистограмма мощности русловых отложений по морфометрическому анализу для трех типов зависимостей

Тип зависимости	Уравнение (<i>h</i> – средняя мощность отложений в пределах пояса меандрирования, <i>B</i> – ширина пояса)	Полученное значение мощности, м
Зависимость Коллинсона (Collinson, 1978) для современных меандрирующих русел	$B = 64,6 \cdot h^{1,54}$	14,6
Авторская зависимость для выборки аналогичных объектов в тюменской свите	$h = 0,183 \cdot B^{0,5}$	11,5
Комбинированная зависимость для современных и палеорусел (Fielding, Crane, 1987; Reynolds, 1999) с включением выборки объектов в тюменской свите	$h = 1,03 \cdot B^{0,27}$	9,7

Табл. 1. Зависимости, установленные между шириной пояса руслоформирования и мощностью русловых отложений, и результаты расчета

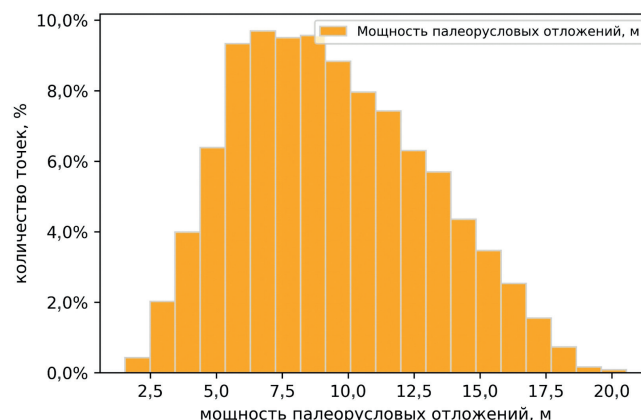
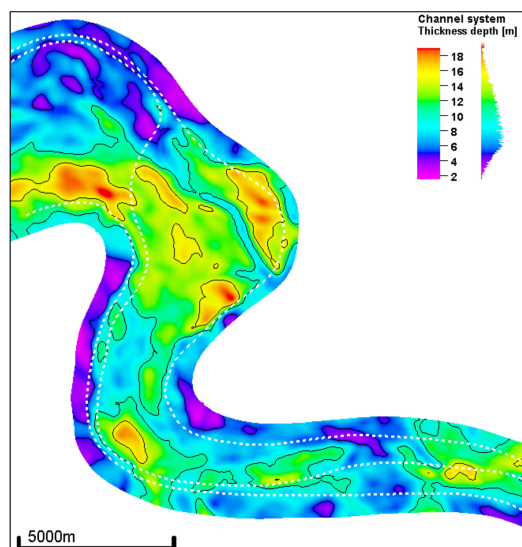


Рис. 8. Фрагмент карты мощности палеорусловых отложений по сейсмическому прогнозу (слева). Гистограмма мощности палеорусловых отложений по сейсмическому прогнозу (справа)

к палеоруслу предполагает целый ряд допущений, связанных, например, с различной масштабностью процессов, протекающих в отдельные геологические эпохи, многократными размывами и переотложением непосредственно русловых фаций, а также последующим уплотнением пород целевого интервала вследствие воздействия перекрывающих мощных более молодых толщ осадочного чехла и т.д. Однако согласно «принципу актуализма» Ч. Лайеля (Лайель, 1866) существует возможность с некоторыми допущениями проецировать наши знания о современных реках на палеосистемы с учетом того факта, что подобрать корректную статистическую выборку для палеосистем достаточно затруднительно.

Заключение

Представлен новый подход к изучению палеорусловых меандрирующих систем на примере седиментационного объекта, характерного для интервала тюменской свиты. Для задачи прогноза толщин русловых отложений в дополнение к традиционным подходам качественной и количественной динамической интерпретации применен морфометрический анализ, который заключается в измерении на основе сейсмического образа параметров, характеризующих меандрирующую систему, и прогнозировании через установленные зависимости неизмеряемых параметров. Как правило, мощности отложений палеоканалов находятся за пределами вертикальной разрешающей способности сейсморазведки.

Нами спрогнозирована мощность коллектора по параметру «ширина пояса руслоформирования с помощью трех типов зависимости. Первая зависимость установлена Коллинсоном (Collinson, 1978) для современных меандрирующих русел. Вторая зависимость (авторская) построена нами в процессе анализа взаимосвязи ширины пояса руслоформирования по сейсмическим данным и мощности коллекторов по скважинным данным для выборки аналогичных объектов в тюменской свите близлежащих площадей. Третья зависимость (комбинированная) получена путем совмещения выборки значений для меандрирующих рек, как палео, так и современных, из работ

(Fielding, Crane, 1987; Reynolds, 1999) и собственного набора точек. Представляется возможным применение морфометрических зависимостей, установленных для современных речных систем согласно «принципу актуализма» Ч. Лайеля.

В работе представлено два подхода: точечный на основе единичного замера и автоматизированный, позволяющий сгенерировать множество замеров ширины пояса руслоформирования вдоль его наблюдаемого положения по латерали. Второй подход реализован нами в виде автоматизированного программного кода на языке Python. Получены диапазоны изменения мощности русловых отложений от 6,5 до 17,5 м, отвечающие общим представлениям о порядке данной величины для современных речных систем и палеосистем в различных геологических формациях.

Результаты прогноза мощности отложений в пределах изучаемого объекта на основе морфометрического анализа сопоставлены с результатами количественного динамического анализа, выполненного путем инверсионных преобразований. Отмечено высокое сходство данных.

Предложенный нами подход апробирован на различных площадях и рекомендуется к применению на различных этапах геологоразведочных работ, связанных с оценкой резервуаров, приуроченных к палеорусловым меандрирующим системам тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Буторин А.В., Виноходов М.А., Зиннурова Р.Р., Митяев М.Ю., Онегов А.В., Шарифуллин И.Ф. (2015). Оценка потенциала тюменской свиты в пределах Ноябрьского региона Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 41–43.
- Вассоевич Н.Б., Либрович В.Л., Логвиненко Н.В., Марченко В.И. (ред.) (1983). Справочник по литологии. М.: Недра, 509 с.
- Гладышева, Я.И. (2012). Анализ среднеюрских отложений севера Западной Сибири для оценки риска бурения глубоких скважин. Тюмень: ТюмГНГУ, 84 с.

Гурари Ф.Г. (2005). Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 156 с.

Здоровенко С.Л. (2011). Формирование рек с незавершенным меандрированием: морфология, геодинамика и геоэкология. Диссертация кандидата географических наук. Санкт-Петербург, 175 с.

Исакова Т.Г., Персидская А.С., Хотылев О.В., Коточкова Ю.А., Егорова А.Д., Дьяконова Т.Ф., Мозговой А.С., Чуркина В.В., Козаков С.В., Кожевникова Н.В., Ливаев Р.З., Дручин В.С., Белов Н.В., Калмыков Г.А. (2022). Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин. *Георесурсы*, 24(2), с. 172–185. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>

Конторович А. Э., Конторович В. А., Рыжкова С. В. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. (1975). Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 680 с.

Лайель Ч. (1866). Основные начала геологии или новейшие изменения земли и ее обитателей. Т. 1. М.: изд. А. Глазунова, IX, VI, 399 с.

Лидер М. (1986). Седиментология. Процессы и продукты. М.: Мир, 439 с.

Нестеров И.И. (1979). Новый тип коллектора нефти и газа. *Геология нефти и газа*, (10), с. 26–29.

Ольнева Т.В., Жуковская Е.А., Орешкова М.Ю., Кузьмин Д.А. (2022). Диагностика морфогенетических типов палеоканалов на основе параметризации сейсмообразов. *Геофизика*, (2), с. 17–25. <https://doi.org/10.34926/geo.2022.84.60.001>

Ольнева Т.В. (2017). Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 151 с.

Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. (2018). Способ прогнозирования морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов). Патент № 2672766 С1 РФ. Заявл. 08.02.2018; опубл. 19.11.2018.

Рединг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А., Эллиотт Т., Шрейбер Б.Н., Джонсон Г.Д., Болдуин К.Т., Селлвуд Б.У., Дженкинс Х.К., Стоу Д.А.В., Эдуардз М., Митчелл А.Х.Г. (1990). Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т. Т. 1. М.: Мир, 352 с.

Снищенко, Д.В., Снищенко, Б. Ф. (1991). Оценка современного гидроморфологического состояния малых рек по материалам космических съемок. Сборник: Современное состояние малых рек СССР и пути их использования, сохранения и восстановления. Секция русловых процессов ГКНТ. Л.: Гидрометеиздат, с.85–95.

Сурков В.С., Трофимук А.А., Жеро О.Г., Смирнов Л.В., Конторович А.Э., Канарейкин Б.А., Карус Е.В., Ковылин В.М., Крамник В.Н., Рудницкий А.Л., Страхов А.Н., Егоркин А.В., Чернышов Н.М. (1986). Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 149 с.

Сысоев А.П., Зайцев С.А. (2023). Отдельные вопросы динамической инверсии волнового поля. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, (3), с. 52–58. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2023-3-52-58>

Фёдорова М.Д., Кирзельева О.Я., Катаев О.И., Ананьева Е.В., Осипова Ю.С. (2016). Тюменская свита: методология создания концептуальных геологических моделей. *Oil & Gas Journal Russia*, (11), с. 60–63.

Усачев В.Ф. (1985). Оценка динамики озерных льдов, снежного покрова и речных разливов дистанционными средствами. Л.: Гидрометеиздат, 103 с.

Collinson, J.D. (1978). Vertical sequence and sand body shape in alluvial. *Fluvial Sedimentology* (Edited by A.D. Miall). Calgary, pp. 577–586.

Durkin P.R., Boyd R.L., Hubbard S.M., Shultz A.W., Blum M.D. (2017). Three-dimensional reconstruction of meander-belt evolution, Cretaceous McMurray Formation, Alberta foreland basin, Canada. *Journal of Sedimentary Research*, 87(10), pp. 1075–1099. <https://doi.org/10.2110/jsr.2017.59>

Fielding, C.R., Crane, R.C. (1987). An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. *Special Publications of SEPM*, (SP39), pp. 321–327. <https://doi.org/10.2110/pec.87.39.0321>

Gibling M.R. (2006). Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: A literature compilation and classification. *Journal of Sedimentary Research*, 76(5), pp. 731–770. <https://doi.org/10.2110/jsr.2006.060>

Leopold, L.B., Wolman, M.G. (1957). River channel patterns: Braided, meandering, and straight. *Geol. Survey Prof. Paper 282*. Washington. <https://doi.org/10.3133/pp282B>

Reynolds A.D. (1999). Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. *AAPG Bulletin*, 83(2), pp. 211–229. <https://doi.org/10.1306/00AA9A48-1730-11D7-8645000102C1865D>

Strong P.C., Wood G.R., Lang S.C., Jollands A., Karalaus E., Kassan J. (2002). High resolution palaeogeographic mapping of the fluvial-lacustrine Patchawarra Formation in the Cooper Basin, South Australia. *The APPEA Journal*, 42(1), pp. 65–81. <https://doi.org/10.1071/AJ01005>

Сведения об авторах

Татьяна Владимировна Ольнева – доктор геол.-минерал. наук, ведущий эксперт по сейсмогеологической интерпретации, Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5
e-mail: olnetta@gmail.com

Мария Юрьевна Орешкова – аспирант кафедры геофизики, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
e-mail: s215017@stud.spmi.ru

Александр Васильевич Буторин – кандидат геол.-минерал. наук, доцент кафедры геофизики Санкт-Петербургского государственного университета; руководитель проекта по развитию дисциплины «сейсморазведка», Группа компаний Газпромнефть

Россия, 190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5
e-mail: a.butorin@spbu.ru

Алексей Сергеевич Егоров – доктор геол.-минерал. наук, профессор, заведующий кафедрой геофизики, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Россия, 199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
e-mail: egorov_as@pers.spmi.ru

Статья поступила в редакцию 29.02.2024;

Принята к публикации 15.05.2024;

Опубликована 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Morphometric Approach to Quantitative Assessment of Thickness of Sediments Meandering Paleochannels of the Tyumen Formation of the West Siberian Oil and Gas Basin

T.V. Olneva¹, M.Yu. Oreshkova^{2*}, A.V. Butorin^{1,3}, A.S. Egorov²

¹Gazpromneft Group of Companies, St. Petersburg, Russian Federation

²Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation

³St. Petersburg State University, St. Petersburg, Russian Federation

*Corresponding author: Maria Yu. Oreshkova, e-mail: s215017@stud.spmi.ru

Abstract. The article is devoted to implementation of morphometric analysis in process of qualitative and quantitative dynamic interpretation of seismic data. Essence of new approach is to predict reservoir capacity of channel genesis based on established dependencies between parameters “width of channel formation belt” and “thickness of channel deposits”. Interpretation of meandering river system demonstrates on example of one productive interval identified in the Tyumen formation. This article presents three variants of dependencies, two of which are the author’s and published for the first time. Authors have developed a program code in Python to automate morphometric analysis. Ranges of values predicted on basis of dependencies are correlated with results of quantitative dynamic analysis performed by inversion transformations, as well as with general ideas about sediment thickness of both modern river systems and paleosystems in geological formations of different ages.

Keywords: Tyumen formation, morphometric analysis, meandering paleochannels, channel formation belt, forecast of paleochannel sediments thickness, Khanty-Mansi Autonomous Okrug

Recommended citation: Olneva T.V., Oreshkova M.Yu., Butorin A.V., Egorov A.S. (2024). Morphometric Approach to Quantitative Assessment of Thickness of Sediments Meandering Paleochannels of the Tyumen Formation of the West Siberian Oil and Gas Basin. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 143–150. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.15>

Acknowledgements

Authors express their gratitude to reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to improving the work.

References

- Butorin A.V., Vinokhodov M.A., Zinnurova R.R., Mityaev M.Yu., Onegov A.V., Sharifullin I.F. (2015). Assessment of the potential of the Tyumen suite within the Noyabrsk region of Western Siberia. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 12, pp. 41–43. (In Russ.)
- Durkin P.R., Boyd R.L., Hubbard S.M., Shultz A.W., Blum M.D. (2017). Three-dimensional reconstruction of meander-belt evolution, Cretaceous McMurray Formation, Alberta foreland basin, Canada. *Journal of Sedimentary Research*, 87(10), pp. 1075–1099. <https://doi.org/10.2110/jsr.2017.59>
- Collinson, J.D. (1978). Vertical sequence and sand body shape in alluvial. Fluvial Sedimentology (Edited by A.D. Miall). Calgary, pp. 577–586.
- Fedorova M.D. (2016). Tyumen suite. Methodology for creating conceptual geological models. *Oil&Gas Journal Russia*, 11, pp. 60–63. (In Russ.)
- Fielding, C.R., Crane, R.C. (1987). An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. *Special Publications of SEPM*, (SP39), pp. 321–327. <https://doi.org/10.2110/pec.87.39.0321>
- Gibling M.R. (2006). Width and thickness of fluvial channel bodies and valley fills in the geological record: A literature compilation and classification. *Journal of Sedimentary Research*, 76(5), pp. 731–770. <https://doi.org/10.2110/jsr.2006.060>
- Gladysheva, Ya.I. (2012). Analysis of Middle Jurassic deposits in the north of Western Siberia to assess the risk of deep well drilling. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 84 p. (In Russ.)
- Gurari F.G. (2005). Geological structure and oil and gas potential of the Lower – Middle Jurassic of the West Siberian province. Novosibirsk: Nauka, 156 p. (In Russ.)
- Isakova T. G., Persidskaya A. S., Khotylev O. V., Kotochkova Yu. A., Egorova A. D., Dyakonova T. F., Mozgovoy A. S., Churkina V. V., Kozakov S. V., Kozhevnikova N. V., Livaev R. Z., Druchin V. S., Belov N. V., Kalmykov G. A. (2022). Typification of Tyumen Formation Deposits by the Degree of Hydrodynamic Activity of Sedimentation Conditions in the Creation of a

Petrophysical Model and Differentiated Interpretation of Well Geophysical Surveys. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 172–185. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al., (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747–779. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>

Kontorovich A. E., Nesterov I. I., Salmanov F. K. (1975). Geology of oil and gas of Western Siberia. Moscow: Nedra, 680 p. (In Russ.)

Leopold, L.B., Wolman, M.G. (1957). River channel patterns: Braided, meandering, and straight. *Geol. Survey Prof. Paper 282*. Washington. <https://doi.org/10.3133/pp282B>

Nesterov I. I. (1979). A new type of oil and gas reservoir. *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 10, pp. 26–29. (In Russ.)

Olneva T. V., Zhukovskaya E. A., Oreshkova M. Yu., Kuzmin D. A. (2022). Diagnostics of morphogenetic types of paleochannels based on seismic image parameterization. *Geofizika*, 2, pp. 17–25. (In Russ.) <https://doi.org/10.34926/geo.2022.84.60.001>

Olneva T. V. (2017). Seismofacies analysis. Images of geological processes and phenomena in a seismic image. Izhevsk: Institute of Computer Research, 152 p. (In Russ.)

Olneva T. V., Zhukovskaya E. A. (2018). Method for predicting morphometric parameters of channel bodies (paleochannels). Patent No. 2672766 C1 Russian Federation, IPC G01V 1/28, G01V 9/00. declared 08.02.2018; publ. 11/19/2018; applicant Gazpromneft NTC LLC. (In Russ.)

Reading H. G., Collinson J. D., Allen F. A., Elliott T., Schreiber B. N., Johnson G. D., Baldwin K. T., Sellwood B. W., Jenkins H. K., Stowe D. A. V., Edwards M., Mitchell A. H. G. (1990). Sedimentary environments and facies: Volume 1. Moscow: Mir, 352 p. (In Russ.)

Reynolds A.D. (1999). Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. *AAPG Bulletin*, 83(2), pp. 211–229. <https://doi.org/10.1306/00AA9A48-1730-11D7-8645000102C1865D>

Strong P.C., Wood G.R., Lang S.C., Jollands A., Karalaus E., Kassan J. (2002). High resolution palaeogeographic mapping of the fluvial-lacustrine Patchawarra Formation in the Cooper Basin, South Australia. *The APPEA Journal*, 42(1), pp. 65–81. <https://doi.org/10.1071/AJ01005>

Surkov V. S. (1986). Megacomplexes and deep structure of the earth’s crust of the West Siberian plate. Moscow: Nedra, 149 p. (In Russ.)

Sysyoev A. P., Zaitsev S. A. (2023). Some issues of dynamic wave field inversion. *Geologiya i mineral’no-syr’evye resursy Sibiri = Geology and mineral resources of Siberia*, 3, pp. 52–58. (In Russ.) <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2023-3-52-58>

Vassoevich N.B. (1983). Handbook of lithology. Moscow: Nedra, 509 p. (In Russ.)

About the authors

Tatyana V. Olneva – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading expert on seismic and geological interpretation, Gazpromneft Group of Companies

3–5 Pochtamtskaya str., St. Petersburg, 190000, Russian Federation
e-mail: olnetta@gmail.com

Maria Yu. Oreshkova – Postgraduate student, Department of Geophysics, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University
21 Line, 2 Vasilevsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation

e-mail: s215017@stud.spmi.ru

Alexandr V. Butorin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Institute of Earth Sciences, Saint Petersburg State University; Head of seismic discipline, Gazpromneft Group of Companies

3–5 Pochtamtskaya str., St. Petersburg, 190000, Russian Federation
e-mail: a.butorin@spbu.ru

Alexey S. Egorov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Geophysics, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University

21 Line, 2 Vasilevsky Island, St. Petersburg, 199106, Russian Federation
e-mail: egorov_as@pers.spmi.ru

Manuscript received 29 February 2024;

Accepted 15 May 2024; Published 30 September 2024