

УДК 550.834:551.4.03:551.762.2(571.1)
DOI: 10.52349/0869-7892_2024_99_141-147

М. Ю. Орешкова, А. С. Егоров (СПГУ)

ИНФОРМАТИВНОСТЬ МОРФОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПАЛЕОРУСЛОВЫХ СИСТЕМ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ СРЕДНЕЮРСКОГО ВОЗРАСТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

В статье приводится научно-методический подход по оценке морфометрических параметров палеорусловых систем тюменской свиты (длина русла, длина долины, ширина пояса руслоформирования), основанный на специализированной интерпретации данных трехмерной (3D) сейсморазведки. Расчет коэффициента извилистости и прогноз мощности палеорусловых отложений выполняется на основе морфометрических параметров с использованием авторской программы, разработанной на языке программирования Python. Этот подход рекомендуется для оценки перспективности палеорусловых отложений и дальнейшего планирования геологоразведочных работ.

Ключевые слова: палеорусла, тюменская свита, морфометрический анализ, коэффициент извилистости, прогноз мощности палеорусловых отложений

M. Yu. Oreshkova, A. S. Egorov (SPMU)

INFORMATIVE VALUE OF THE PALEOCHANNEL SYSTEMS MORPHOMETRIC ANALYSIS IN THE MIDDLE JURASSIC TYUMEN FORMATION OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS BASIN WHEN INTERPRETING SEISMIC DATA

The article presents a scientific and methodological approach to assessing the morphometric parameters of the Tyumen Formation paleochannel systems (channel length, valley length, channel formation belt width), which is based on a specialized interpretation of three-dimensional (3D) seismic exploration data. The morphometric parameters of the authors' program developed in the Python programming language allow calculating the sinuosity coefficient and prediction of paleochannel deposits thickness. The authors recommend this approach for assessing the prospects of paleochannel deposits and further planning of geological exploration.

Keywords: paleochannels, Tyumen Formation, morphometric analysis, sinuosity coefficient, prediction of paleochannel deposits thickness

Для цитирования: Орешкова М. Ю., Егоров А. С. Информативность морфометрического анализа палеорусловых систем тюменской свиты среднеюрского возраста Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна при интерпретации сейсмических данных // Региональная геология и металлогения. – 2024. – № 99. – С. 141–147. DOI: 10.52349/0869-7892_2024_99_141-147

Введение. Актуальность работы обусловлена поиском новых продуктивных горизонтов в ранее не рассматриваемом интервале разреза месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), эксплуатируемых в настоящее время. Обнаружение новых залежей позволит продлить время эксплуатации таких месторождений и повысить экономический эффект при их разработке. Объект прогностической оценки – палеорусловые отложения тюменской свиты, которые слабо проявляются в динамических характеристиках волнового поля, что обусловлено разрешающей способностью сейсморазведки. Эффективным способом идентификации палеорусел в этих условиях становятся особенности погоризонтных сейсмических атрибутов, рассчитываемых по

данным 3D сейсморазведки (амплитудные, фазовые, частотные атрибуты, спектральная декомпозиция, цветовое смешивание амплитудных срезов, классификации по форме трассы/спектра), с помощью которых можно выполнить картирование палеорусла и оценить его морфометрические параметры.

Палеорусла, идентифицируемые по особенностям сейсмических атрибутов и представленные песчаными телами аллювиального генезиса, оказались в фокусе внимания геологов в связи с поисками перспективных ловушек литологического типа на глубоких горизонтах разреза месторождений Западно-Сибирского НГБ. Однако, как показывает мировой опыт исследований ловушек такого типа, далеко не все палеорусловые

залежи углеводородов (УВ) экономически перспективны для дальнейшей разработки. Для оценки потенциала палеорусловых отложений и корректного расчета объема залежи и ресурсной базы требуется определить коэффициент извилистости палеорусловой системы, а в случае развития меандрирующего русла – и тип меандрирования.

На рис. 1, на примере одного из интервалов тюменской свиты рассматриваются варианты геологической интерпретации. Первый вариант (рис. 1, а) отображает параметры предварительной модели русловой залежи, составленной до проведения сейсморазведочных работ. Второй вариант (рис. 1, б) представляет данные интерпретации сейсмических данных в модельном представлении «свободно меандрирующего русла» (включая отложения песчаных кос). Третий вариант (рис. 1, в) отражает модель палеорусла, обоснованную по сейсмическим данным в условиях вынужденного меандрирования. Эти примеры демонстрируют, что правильное задание типа меандрирующей системы имеет очевидную прогностическую значимость, так как запасы углеводородов в ловушках, сформированных палеоруслами свободно меандрирующего типа и вынужденного меандрирования, могут отличаться в 5 раз.

Для оценки экономического эффекта от задания адекватной концептуальной модели залежи рассчитаны затраты на планируемое эксплуатационное бурение в пределах палеорусловой залежи, представленной на рис. 1. Выполненные расчеты для моделей 2 и 3 показали, что идентификация ловушки, ассоциированной с палеоруслом вынужденного меандрирования (модель 3), обеспечивает экономию около 500% по сравнению с остановкой свободно меандрирующего палеорусла (модель 2).

С учетом полученных результатов можно сделать заключение о том, что интерпретация палеорусловых систем не должна ограничиваться выделением и картированием палеорусел. Необходимо определить морфометрические параметры русла и установить тип русловой системы, а для меандрирующих рек – тип меандрирования. Такой подход позволит корректнее спрогнозировать возможный объем коллектора и оптимизировать схему разработки месторождения [3].

Методика морфометрического анализа палеорусловых систем и оценки их числовых параметров подробно изложена в патенте Т. В. Ольневой и Е. А. Жуковской [5].

Целью работы является обоснование оптимального алгоритма картирования и измерения морфометрических параметров палеорусловых систем по атрибутам сейсмических данных (длина русла, длина долины, ширина пояса руслоформирования) и алгоритм расчета по измеренным параметрам коэффициента извилистости и мощности палеорусловых систем. Интерпретация этих параметров, выполняемая с применением алгоритма, реализованного на языке программирования Python, ориентирована на оценку перспективности палеорусловых отложений и дальнейшего планирования геологоразведочных работ.

Ниже представлены примеры реализации автоматизированного подхода к определению коэффициента извилистости и прогнозу мощности палеорусловых отложений.

Измерения коэффициента извилистости типовых палеорусловых систем в разрезе тюменской свиты. В настоящее время методические приемы типизации палеорусловых систем по морфологическим параметрам активно развиваются в задачах поиска литологических ловушек

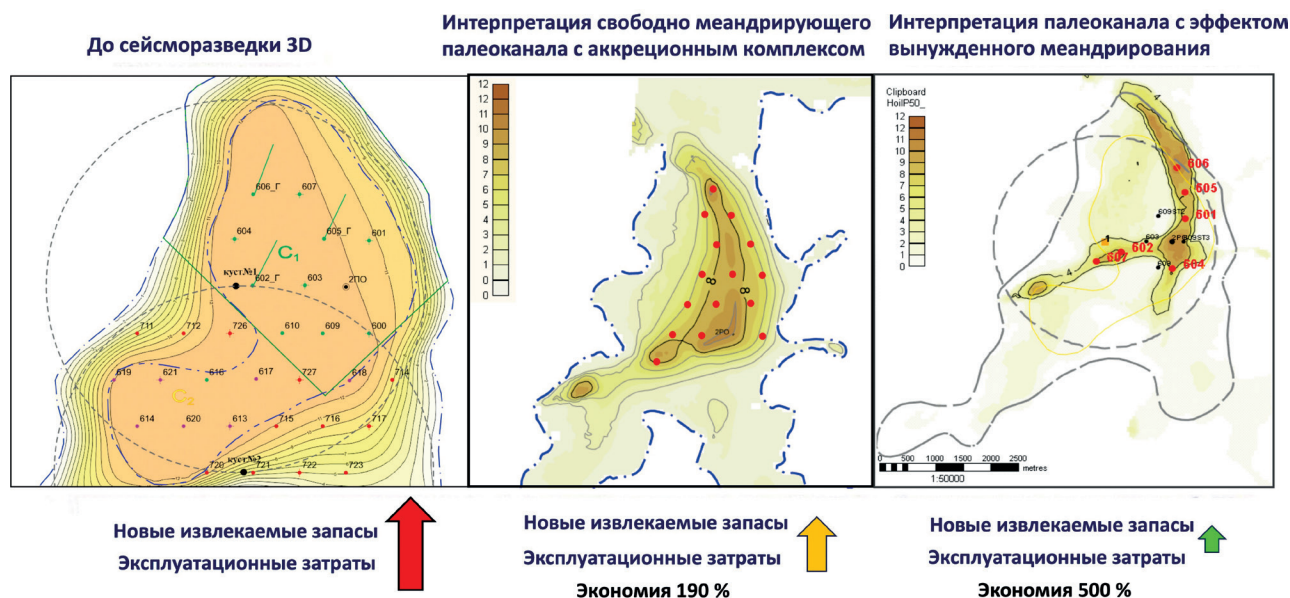


Рис. 1. Оценка экономического эффекта для различных вариантов картирования залежи [3]

углеводородов. Приемы изучения морфологии речных систем являются узловыми элементами методики выявления перспективных объектов и прогноза свойств залежи УВ. В нефтегазовой геологии выделяется четыре основных типа речных палеорусел: с одиночным руслом – спрямленные и меандрирующие реки (типы 1 и 2); с много-рукавным руслом – ветвящиеся и анастомозирующие (сплетенные) русла (типы 3 и 4) [2].

Коэффициент извилистости ($K_{изв.}$) представляет собой отношение длины осевой линии фарватера изучаемого участка реки к длине прямой, соединяющей концы этой линии. Этот параметр закладывается в основу морфологической типизации русла и речной системы в целом. В таблице представлена классификация речных систем по морфологическому типу в соответствии с коэффициентом извилистости.

На рис. 2 представлены типовые примеры маркировки палеорусел в отложениях тюменской свиты по амплитудным сейсмическим срезам вдоль отражающих горизонтов целевого интервала исследований. Примеры демонстрируют наличие на площади исследований нескольких объектов этого типа, которые маркируются на сейсмических изображениях раздельно.

Расчет $K_{изв.}$ выполнен по отмаркированным палеоруслам с применением авторской программы. Статистическая характеристика 30 палеорусловых объектов, представленная в форме гистограммы (рис. 3), показывает, что для изучаемых палеоканалов характерны $K_{изв.}$ в диапазоне от

1,05 до 2,43, что соответствует рекам свободного и ограниченного меандрирования, формирующим песчаные тела в виде прирусловых баров меандрирующих рек.

Прогноз мощности палеорусловых отложений по морфометрическим параметрам. Прогноз мощности палеорусловых отложений является важной составляющей оценки перспективности палеорусловых отложений тюменской свиты. Установленные статистические зависимости позволяют оценить мощности песчаных тел в зависимости от ширины пояса руслоформирования.

Рассмотрим применение данного подхода на примере одной из площадей Ямало-Ненецкого автономного округа. Перспективы нефтегазоносности отложений юрского возраста в пределах изучаемой площади ассоциируются с ловушками литологического типа комплекса Ю1–Ю4 [1]. Согласно данным тектонического районирования мезозойско-кайнозойского платформенного чехла (Шпильман, 1998), рассматриваемая площадь располагается в пределах южной части Нерутинской мегавпадины. В юрское время осадконакопление здесь происходило в обстановке прибрежной равнины [4].

По результатам анализа сейсмических атрибутов в целевом интервале пласта Ю4 (низы верхней подсвиты тюменской свиты) выделяется система каналов меандрирующего типа. Комплекс отложений тюменской свиты (переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников с прослоями углей) охарактеризован керном одной из

Классификация речных систем по морфологическому типу в соответствии с коэффициентом извилистости [2]

Морфологический тип речной системы	Тип меандрирования	Коэффициент извилистости ($K_{изв.}$)	Морфология речной излуины
Спрямленные реки		1,0–1,2	Меандрирование не проявлено
Разветвленные		1,1–1,4	Меандрирование не проявлено
Меандрирующие	Свободное	1,5–3,0	Меандрирование не проявлено
		1,7–3,5	Большие углы разворота, излуины сундучной, омеговидной морфологии
		>2,0	Сегментированные излуины
	Ограниченное	1,4–2	Сегментированные, синусоидальные
	Незавершенное	1,1–1,7	Не достигают больших углов разворота, сегментированные
	Вынужденное		Сегментированные, синусоидальные, омеговидные
Анастомозирующие		1,4–1,7	Меандрирование не проявлено

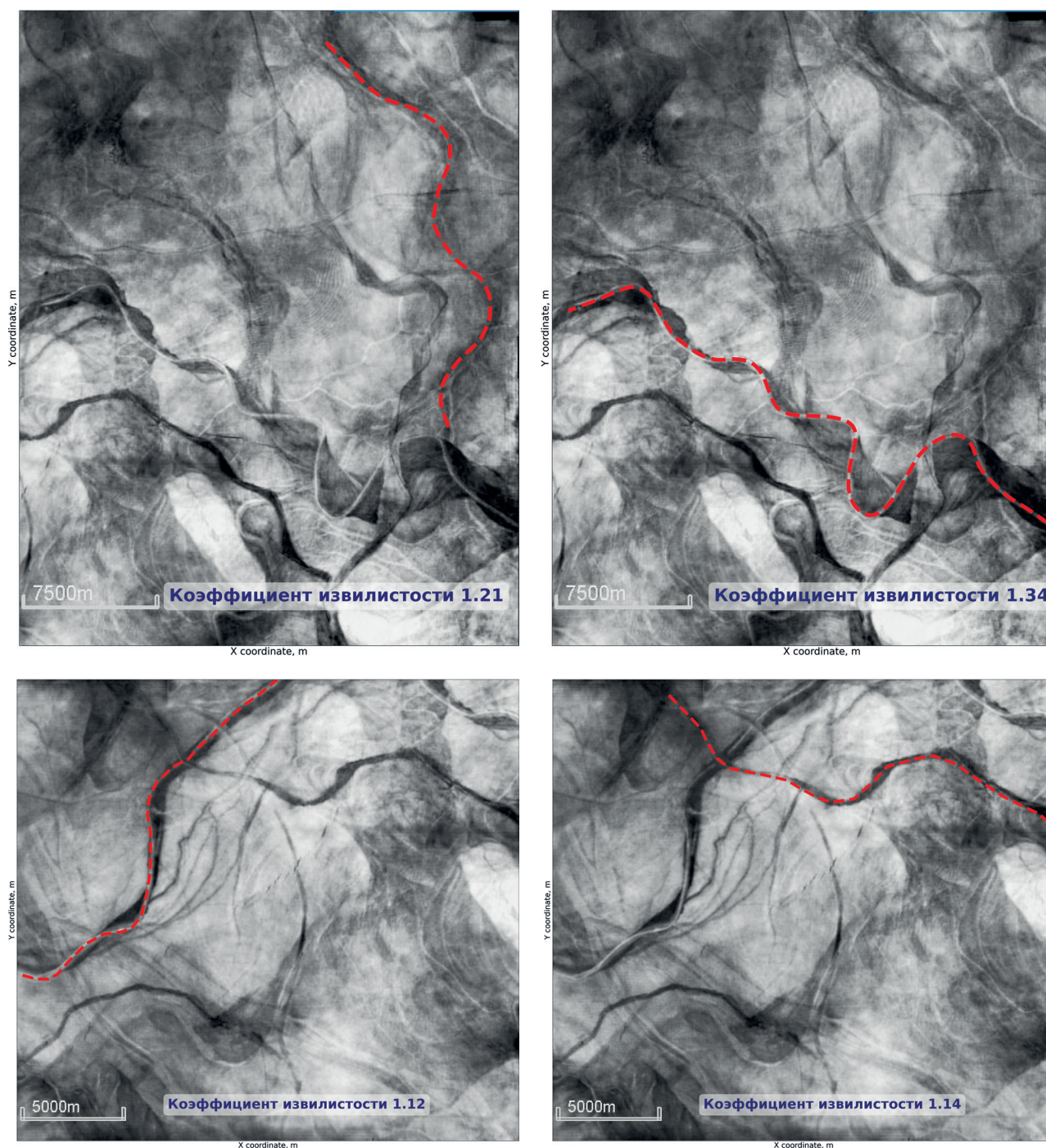


Рис. 2. Типовые примеры измерений $K_{изв.}$ по объектам тюменской свиты

скважин рассматриваемой площади в интервале 4035,0–4050,5 м. Отложения (предположительно) меандровой косы вскрыты в скв. «Х» в интервале 4069–4099 м, в скв. «У» в интервале 4038–4056 м. Эффективные мощности толщи по всей совокупности скважинных данных изменяются от 2,0 до 28,5 м.

На рис. 4 представлен амплитудный слайс с закартированным элементом меандрирующей системы, проявленной лишь фрагментарно. Рис. 5 показывает результат прослеживания русловой

залежи на всем ее протяжении по контрастности амплитуд.

Для измерения ширины пояса руслоформирования выполнены многократные измерения ее на протяжении всего пояса и по результатам построена гистограмма распределения значений (рис. 6).

Для исследуемого объекта коэффициент извилистости составляет 2,43, что позволяет отнести русло к типу «чрезвычайно извилистое, свободномеандрирующее».

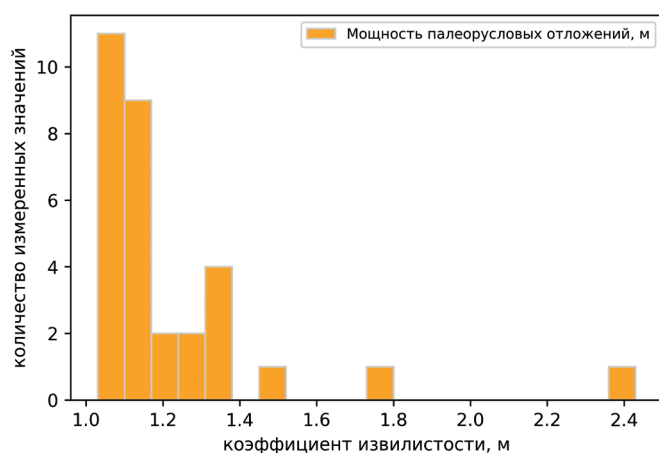


Рис. 3. Гистограмма распределения измеренных значений коэффициента извилистости на примере группы месторождений Западно-Сибирского НГБ

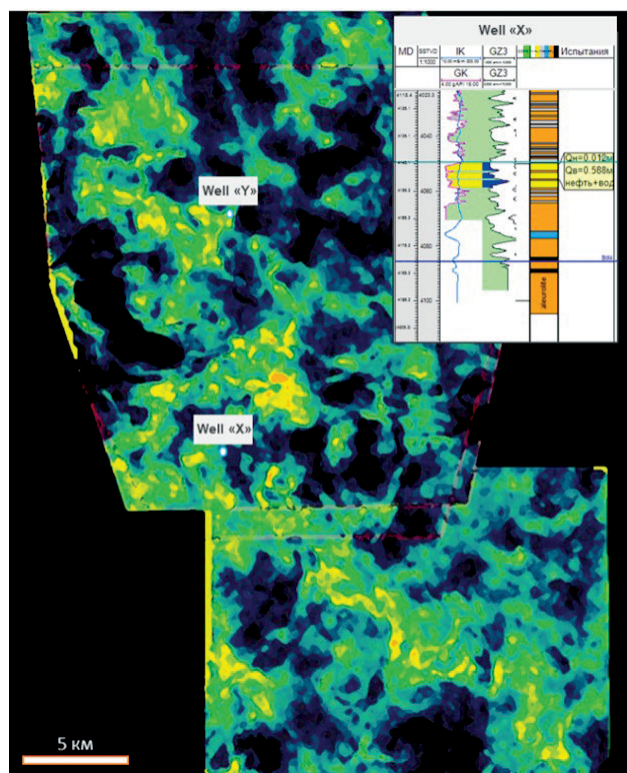


Рис. 4. Амплитудный слайс в интервале Ю2–Ю4 с точками скважин

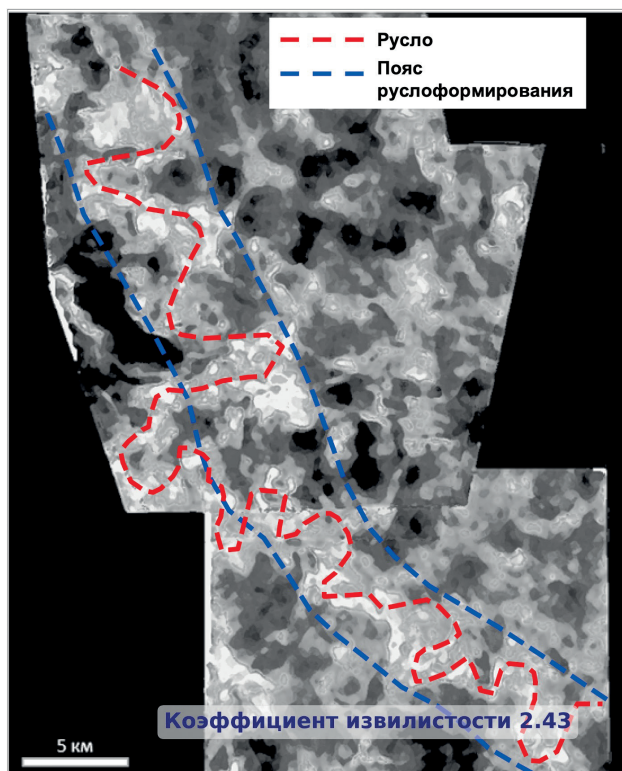


Рис. 5. Выделение русла и пояса руслоформирования

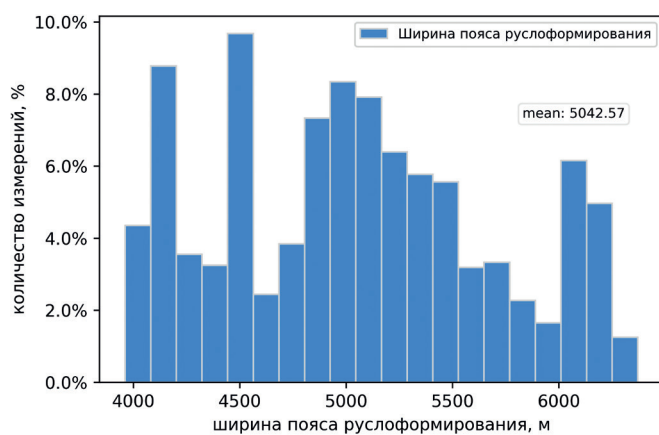


Рис. 6. Гистограмма распределения значений ширины пояса руслоформирования

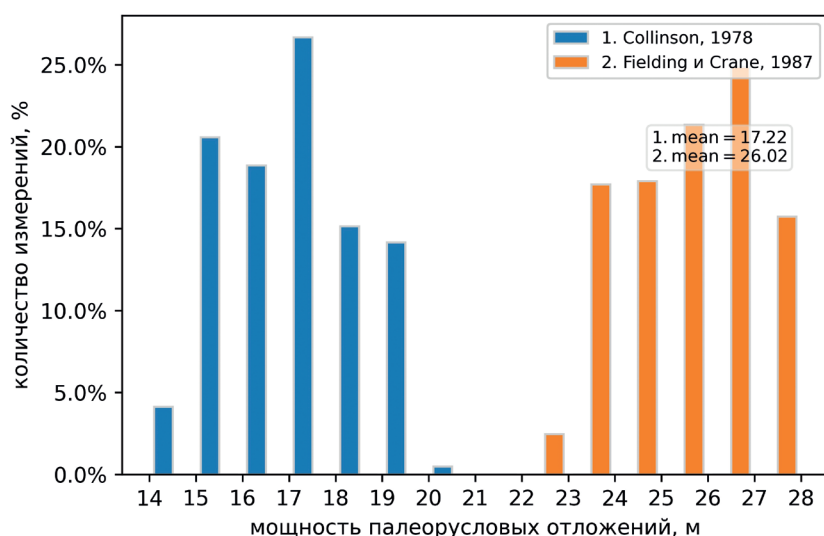


Рис. 7. Гистограмма распределения рассчитанных значений мощности палеорусловых отложений по изучаемой площади

Средняя мощность русловых отложений рассчитывается по установленной зависимости мощности русловых отложений от ширины пояса руслоформирования **для современных речных систем** Collinson (проецирование знаний о современных системах на основе принципов актуализма) [6]:

$$B = 64,6 \times h^{1,53},$$

где h — средняя мощность в пределах пояса меандрирования, B — ширина пояса руслоформирования.

Другой алгоритм расчета средней мощности русловых отложений рассчитывается **для палеообъектов** по обобщенной зависимости для всех типов русел Fielding и Crane [7]:

$$B = 12,1 \times h^{1,85},$$

где h — средняя мощность в пределах пояса меандрирования, B — ширина пояса руслоформирования.

Таким образом, для рассматриваемого палеоруслового объекта с применением автоматизированного подхода установлено, что среднее значение ширины пояса руслоформирования составляет 5043 м (рис. 6), а рассчитанная мощность русловых систем при оценке по зависимости для современных речных составляет 17,22 м, а по зависимости для палеообъектов 26,02 м (рис. 7). Результат применения прогностической зависимости расчета мощности палеорусловых отложений для палеообъектов показывает хорошую сходимость со скважинными данными.

Заключение. При оценке перспективности палеорусловых систем рекомендуется использовать морфометрические параметры и статистические зависимости между шириной пояса руслоформирования и мощностью русловых отложений с учетом типа русловой системы. Для меандри-

рующих рек учитывается и тип меандрирования. Подобный подход дает возможность оценить геометрию резервуара, спрогнозировать коллекторские свойства и рассчитать потенциальные объемы залежи углеводородов.

Коэффициент извилистости позволяет определять тип русловой системы в соответствии с существующими классификациями. Мощность отложений является одной из ключевых характеристик в оценке перспектив ловушек подобного типа.

Апробация этой технологии на примере одной из площадей Западно-Сибирского НГБ свидетельствует о том, что разработанная программа автоматизированного морфометрического анализа палеорусел позволяет измерить параметры палеоканала, идентифицированного по результатам атрибутного анализа сейсмических данных в отложениях тюменской свиты (пласты Ю2–Ю4) и рассчитать на их основе коэффициент извилистости и мощности русловых отложений.

Таким образом, рассмотренная выше компьютеризированная технология протестирована на производственных проектах и показала свою эффективность. Данный подход имеет большой потенциал для дальнейшего развития поисков коллекторов углеводородов в тюменской свите в пределах уже эксплуатируемых месторождений Западно-Сибирского нефтегазового бассейна.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней–средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятков, В. И. Демин и др. — Новосибирск : Наука, 2005. — 156 с.
2. Диагностика морфогенетических типов палеоканалов на основе параметризации сейсмообразов / Т. В. Ольнева, Е. А. Жуковская, М. Ю. Орешкова, Д. А. Кузьмин // Геофизика. — 2022. — № 2. — С. 17–25.
3. Ольнева Т. В., Жуковская Е. А., Муртазин Д. Г. Влияние типа меандрирования палеорусел на потен-

циальный объем литологической ловушки и эффективность геологоразведочных работ // Геофизика. – 2018. – № 4. – С. 75–81.

4. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54 (8). – С. 972–1012. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002> (дата обращения: 01.07.2024).

5. Патент № 2672766 С1 Российская Федерация, МПК G01V 1/28, G01V 9/00. Способ прогнозирования морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов): № 2018104929: заявл. 08.02.2018: опубл. 19.11.2018 / Т. В. Олнева, Е. А. Жуковская; заявитель ООО «Газпромнефть НТЦ».

6. Collinson J. D. Vertical sequence and the shape of a sandy body in alluvial sequences // River sedimentology (ed. by A. D. Miall). – Calgary, 1978. – Pp. 577–586.

7. Fielding C. R., Crane R. C. An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences, in Ethridge, F. G., Flores, R. M., and Harvey, M. D., eds. Recent Developments in Fluvial Sedimentology // SEPM, Special Publication. – 1987. – Vol. 39. – Pp. 321–327.

REFERENCES

1. Gurari F. G., Devyatov V. P., Demin V. I. et al. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhney-sred-

ney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii. Novosibirsk, Nauka, 2005, 156 p.

2. Ol'neva T. V., Zhukovskaya E. A., Oreshkova M. Yu., Kuz'min D. A. Diagnostika morfogeneticheskikh tipov paleokanalov na osnove parametrizatsii seismoobrazov. *Geofizika*, 2022, no. 2, pp. 17–25.

3. Ol'neva T. V., Zhukovskaya E. A., Murtazin D. G. Vliyanie tipa meandrirovaniya paleorusel na potentsial'nyy ob'em litologicheskoy lovushki i effektivnost' geologorazvedochnykh rabot. *Geofizika*, 2018, no. 4, pp. 75–81.

4. Konторович А. Е., Конторович В. А., Рыжкова С. В. et al. Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v yurskom periode. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54 (8), pp. 972–1012. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002> (01.07.2024).

5. Patent № 2672766 С1 Rossiyskaya Federatsiya, МПК G01V 1/28, G01V 9/00. Sposob prognozirovaniya morfometricheskikh parametrov ruslovykh tel (paleokanalov): № 2018104929: yayavl. 08.02.2018: opubl. 19.11.2018. Т. В. Олнева, Е. А. Жуковская; yayavitel' ООО «Газпромнефть НТЦ».

6. Collinson J. D. Vertical sequence and the shape of a sandy body in alluvial sequences. River sedimentology (ed. by A. D. Miall). Calgary, 1978, pp. 577–586.

7. Fielding C. R., Crane R. C. An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences, in Ethridge, F. G., Flores, R. M., and Harvey, M. D., eds. Recent Developments in Fluvial Sedimentology. *SEPM, Special Publication*, 1987, vol. 39, pp. 321–327.

Орешкова Мария Юрьевна – аспирант, кафедра геофизики. <s215017@stud.spmi.ru>

Егоров Алексей Сергеевич – доктор геол.-минерал. наук, профессор, зав. кафедрой геофизики. <egorov_as@pers.spmi.ru>

Oreshkova Mariya Yuryevna – Postgraduate Student, Department of Geophysics. <s215017@stud.spmi.ru>

Egorov Aleksey Sergeevich – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Department of Geophysics. <egorov_as@pers.spmi.ru>

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II (СПГУ). 21-я линия, 2, Васильевский остров, Санкт-Петербург, Россия, 199106.

Empress Catherine II Saint-Petersburg Mining University (SPMU). 2 21 liniya, Vasilyevsky Island, St. Petersburg, Russia, 199106.