

# Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 2

Душин А.С.<sup>1,2</sup>, Хлебников Д.С.<sup>1</sup>, Мартянова К.В.<sup>1</sup>, Хлебников М.С.<sup>1</sup>, Одинцова М.Ю.<sup>1</sup>, Габдуллина Е.Г.<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, <sup>2</sup>ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфа, Россия  
dushinas@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В работе представлен комплексный анализ данных, который позволил выявить геоморфологию подводных конусов выноса. Установлено, что типы питающих систем и фациальная неоднородность влияют на особенности формирования коллекторов в различных частях подводных конусов выноса и определяют их качество, направление и скорость выклинивания песчаных тел. Выявленные закономерности морфологии коллектора могут быть использованы при геологическом моделировании и прогнозировании залежей.

## Материалы и методы

Использованы геолого-геофизические данные по Тарасовскому месторождению, включая куб МОГТ 3D площадью 697,5 км<sup>2</sup>, результаты интерпретации геофизических исследований скважин по 71 скважине, керновые данные по семи скважинам участка. Методика работ включала седиментологический и литолого-фациальный анализ, анализ кривых ГИС и динамическую

интерпретацию сейсмических данных, а также анализ морфологического строения конусов выноса по скважинным и керновым данным.

## Ключевые слова

типизация подводных конусов выноса, ачимовские отложения, фациальная неоднородность, песчаные породы-коллекторы

Авторы работы выражают благодарность А.Ф. Кадырову и Т.В. Жерновковой за помощь в анализе геолого-геофизической информации.

## Для цитирования

Душин А.С., Хлебников Д.С., Мартянова К.В., Хлебников М.С., Одинцова М.Ю., Габдуллина Е.Г. Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 2 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6. С. 16–20.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-16-20

Поступила в редакцию: 25.08.2023

## Morphological features of alluvial fan sand bodies of the achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 2

Dushin A.S.<sup>1,2</sup>, Khlebnikov D.S.<sup>1</sup>, Martyanova K.V.<sup>1</sup>, Khlebnikov M.S.<sup>1</sup>, Odintsova M.Yu.<sup>1</sup>, Gabdullina E.G.<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, <sup>2</sup>Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia  
dushinas@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The work contains a comprehensive analysis of the data which allowed to detect the geomorphology of underwater alluvial fans. It was found that the types of feeding systems and the facies heterogeneity influence the peculiarities of the reservoir formation in various parts of underwater fans and predetermine their quality, direction and speed of sand body wedging-out. The identified common patterns in the reservoir morphology can be used in the geological modeling and prediction of deposits.

## Materials and methods

The work was based on geological and geophysical data of Tarasovskoye field including a 697,5 km<sup>2</sup> 3D CDP cube, well 71 survey interpretation results and the core data from seven wells of the site. The work methodology included the depositional and lithofacies analysis, analysis of the well survey curves and dynamic interpretation

of the seismic data, as well as the analysis of the morphological structure of alluvial fans based on the well and core data.

## Keywords

typification of underwater fans, achimov deposits, facies heterogeneity, sand reservoir rocks

## For citation

Dushin A.S., Khlebnikov D.S., Martyanova K.V., Khlebnikov M.S., Odintsova M.Yu., Gabdullina E.G. Morphological features of alluvial fan sand bodies of the achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 2. Exposition Oil Gas, 2023, issue 6, P. 16–20. (In Russ).  
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-6-16-20

Received: 25.08.2023

### Особенности геологического строения ачимовских отложений

На сегодняшний день, в условиях повышенного интереса нефтяных компаний к поиску новых объектов в ачимовском комплексе, наряду с использованием сейсморазведочных данных важным аспектом изучения отложений является подробный анализ морфологического строения осадочных тел с привлечением всего комплекса данных. Особенно это актуально на слабо разбуренных участках. Привлечение данных по изученным объектам-аналогам, информации по региональному строению — важный дополнительный инструмент при прогнозе. Объектом изучения работы являются нижнемеловые ачимовские отложения пласта Ач1 Тарасовского лицензионного участка, которые представлены осадками тагринского клиноциклита сортымской свиты бериасского яруса нижнемеловой системы, в который входят пласты Ач5, Ач4, Ач3, Ач2, Ач1. Согласно региональным представлениям [1–5], формирование неомских отложений происходило в различных условиях, включая континентальную, прибрежно-морскую и морскую части батиметрического профиля. Активизация рельефа на территории относительно близкорасположенной суши в берриассе привела к формированию косослойной клиноформенной толщи [2, 4]. Трансгрессивно-регрессивный

режим осадконакопления определил обладающую аккумуляцию глинистых (при трансгрессивном режиме) и песчаных (при регрессивном режиме) пород рассматриваемых отложений пласта Ач1. Во время регрессивной части цикла в присклоновой зоне относительно глубоководных частей бассейна формировались подводные конусы выноса. На территории изучаемого участка по данным сейсморазведочных работ и интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) было установлено распространение двух из трех элементов клиноциклита: ундаформной, клиноформной части. Фондоформная зона распространена за пределами участка. С точки зрения фацальной приуроченности выделены области шельфа, склона, распределительные питающие каналы на склоне, распределительные каналы глубоководного конуса выноса, отложения лопастей глубоководного конуса выноса.

В ходе изучения динамических характеристик волнового поля и данных ГИС [7] было выделено два конуса выноса, отличающихся типом питающей системы. Северный имеет точечную питающую систему, а южный — многоточечный.

### Строение элементов конусов выноса

В первой части статьи [7] показано геоморфологическое строение подводных

конусов выноса в зависимости от их типа согласно Г. Редингу и М. Ричардсу [10] на изучаемом объекте — отложениях пласта Ач1 Тарасовского месторождения.

Подробный керновый анализ совместно с данными ГИС позволили выделить элементы конусов выноса (рис. 1). По литологии керна в скважине 1, вскрывшей область среднего конуса (рис. 2), видно, что преобладают песчаники с горизонтальной слоистостью, а также со следами взмучивания, в отличие от скважины 2, которая вскрыла самую крайнюю часть канала, где преобладают глинистые и алевроитовые отложения с косой и горизонтальной слоистостью. Образование слоев песчаника в скважине 1 может быть связано с воздействием турбулентного потока на дно и тягой (протаскиванием) песчинок по дну, в результате чего и образуется горизонтальная слоистость. Данная скважина вскрывает среднюю часть конуса, в кернах наблюдаются классические песчаные турбидиты ряда Боума [8] с градационной слоистостью и следами подошвенных знаков. В скважине 2, вскрывшей, по-видимому, самую крайнюю часть канала южного конуса, наблюдается заглинизированный разрез, что вполне согласуется с общепринятыми моделями [5, 9]. Кроме того, по данным керна, нижние слои песчаника имеют горизонтальную слоистость, верхние — косоволнистую и горизонтальную слоистость. Косая волнистость в основном

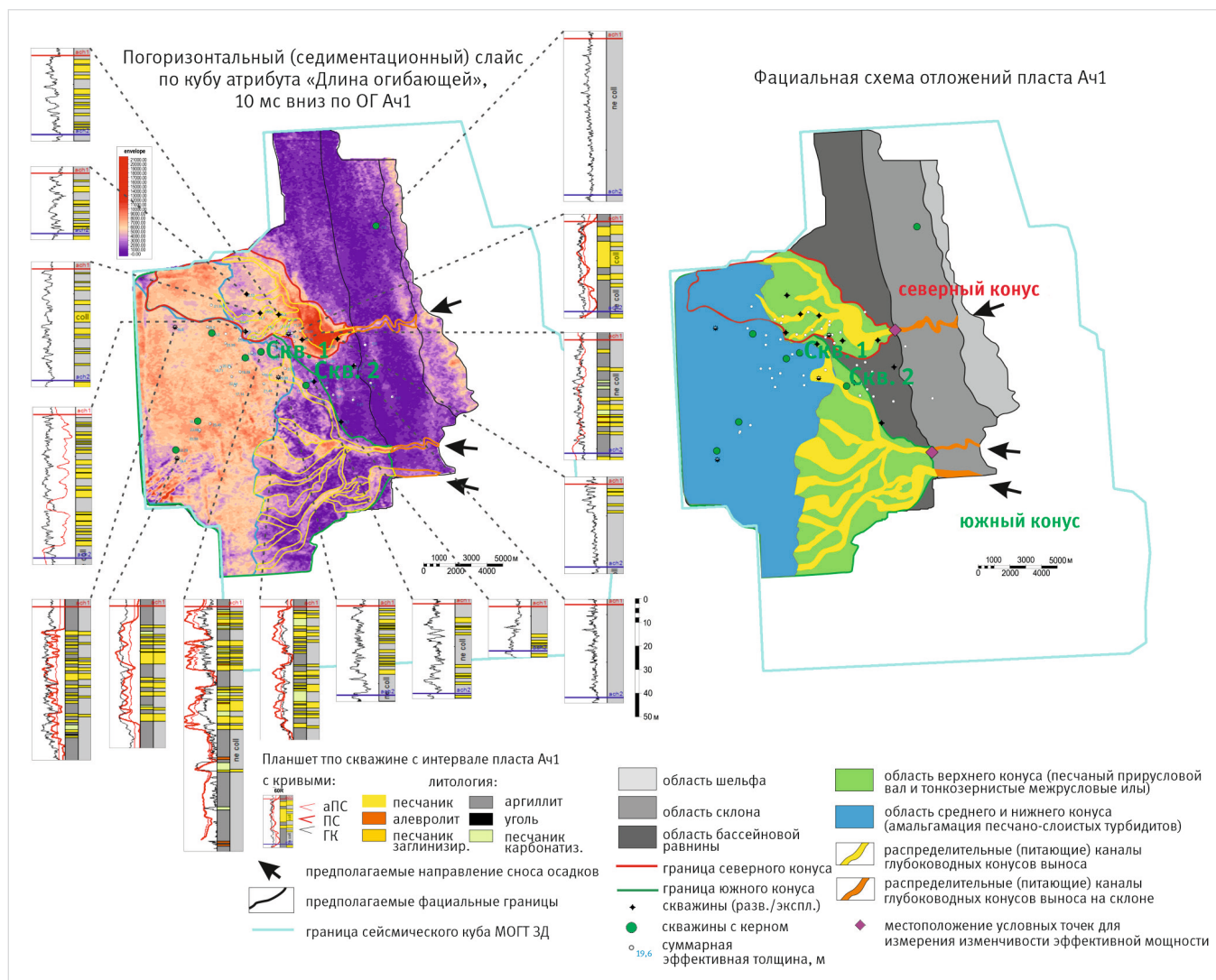


Рис. 1. Карта атрибута «Длина огибающей» и фацальная схема пласта Ач1 [6, с дополнениями]  
Fig. 1. Envelope length attribute map and Ach1 formation facies scheme [6 with updates]

связана с формированием ряби на морском дне при движении потока. Данная скважина вскрывает турбиноточные каналы, в которых поступление глинистого осадка было гораздо больше, чем в скважине 1.

В ходе работы была проанализирована зависимость эффективной мощности коллектора от расстояния между скважиной и точкой перехода активного русла в верхний конус (место сочленения области склона и бассейновой равнины) с учетом типов питающей системы (рис. 3), выделенных в первой части работы [7], и фациальной неоднородности (рис. 4).

Так, отнесение северного конуса к одноточечному типу вполне коррелирует с предыдущими исследованиями и моделями [3, 10] и позволяет прогнозировать высокие мощности песчаных тел и одновременное их относительно быстрое выклинивание. Южный конус, который авторами данной работы отнесен к многоточечному типу, напротив, обладает более низкими значениями эффективных толщин, но большей протяженностью песчаных тел.

Кроме того, анализ графика с учетом выделенных фациальных тел (рис. 4) показывает,

что каждая область обладает своим характером распределения эффективной мощности.

В области бассейновой равнины и склона в основном накапливаются илистые осадки с минимальной мощностью песчаных пластов (от 0 до 6 м).

В области верхнего конуса можно выделить две сильно отличающиеся друг от друга зоны: песчаные русла распределительных каналов и прирусловые валы. В первом типе тел, уже на относительно небольшом расстоянии от начала верхнего конуса (2–6 км), мощность формируемого коллектора может быстро достигать

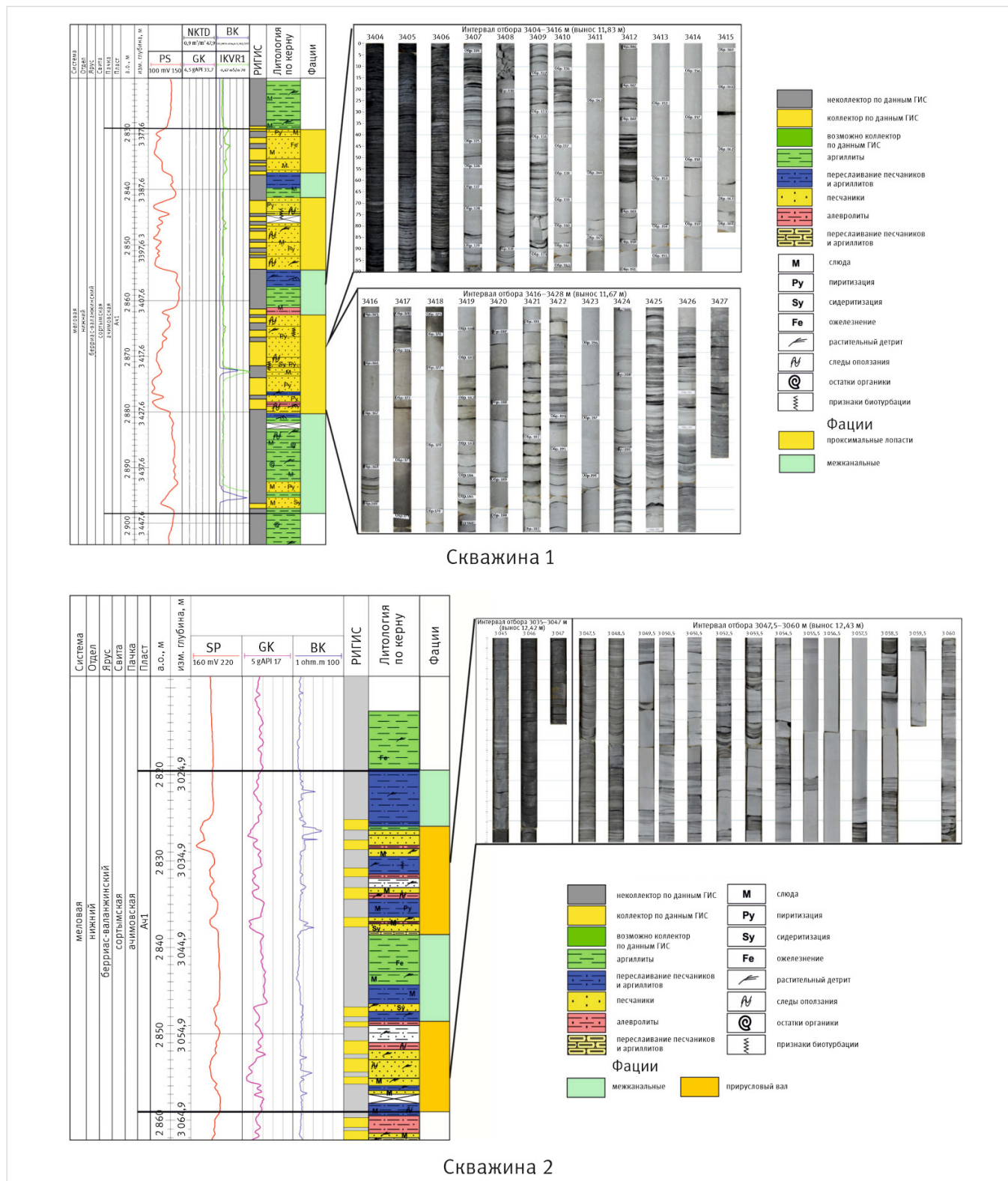


Рис. 2. Литолого-петрофизический разрез в скв. 1 и скв. 2  
Fig. 2. Lithological and petrophysical profile of well 1 and well 2



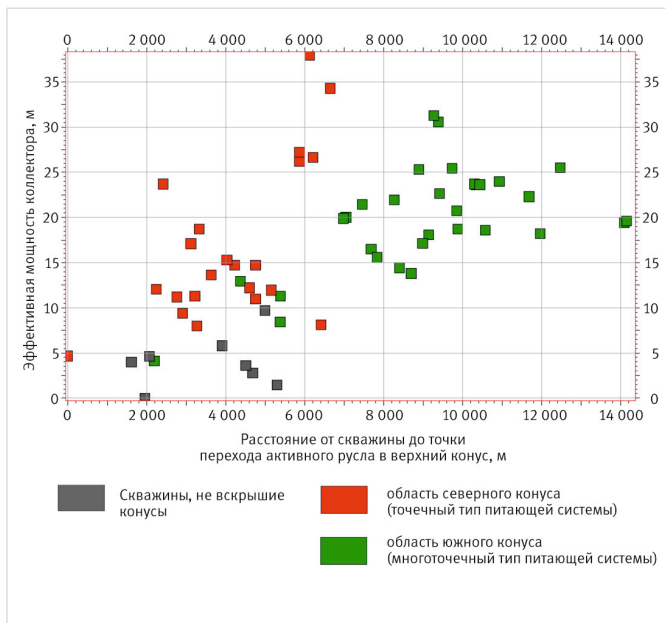


Рис. 3. Зависимость эффективной мощности коллектора от расстояния между точкой вскрытия пласта до точки перехода активного русла в верхний конус для различного типа питающих систем

Fig. 3. Dependency of the reservoir net pay thickness from the distance between the formation drilling point and the point of the active channel transition to the top fan for various types of feeding systems

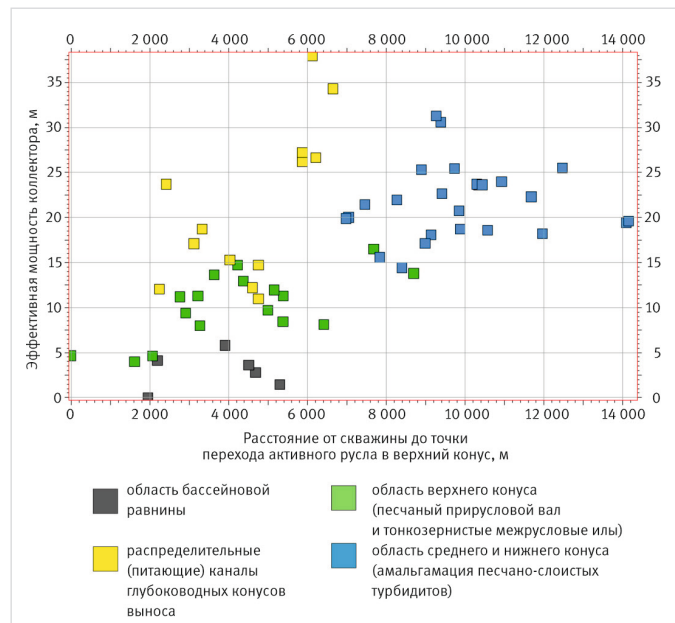


Рис. 4. Зависимость эффективной мощности коллектора от расстояния между точкой вскрытия пласта до точки перехода активного русла в верхний конус для различных фаціальных зон

Fig. 4. Dependency of the reservoir net pay thickness from the distance between the formation drilling point and the point of the active channel transition to the top fan for various facies areas

30 и даже 37 метров, в то время как во втором типе на различном удалении она редко превышает 15 м, в среднем обычно составляя 8–12 м. При этом поперечная ширина питающих каналов небольшая: 200–300 м, редко достигает 600 м. Длина каналов варьирует от 6 до 10 км.

В зоне среднего конуса за счет амальгамации осадков разница между каналными и межканальными осадками нивелируется, и в целом мощность коллектора здесь составляет 16–25 м, постепенно увеличиваясь с расстоянием до точки перехода активного русла в верхний конус. За счет такого эффекта наложения песчаных тел достаточно сложно выделить отдельно каналную часть и определить их ширину. Необходимо отметить, что большая часть нижнего конуса, по-видимому, находится за пределами исследуемого участка, в связи с чем заметного уменьшения мощности коллекторов и глинизации разреза с расстоянием здесь не наблюдается. Таким образом, западнее и северо-западнее рассматриваемого участка прогнозируется перспективная зона с развитой мощностью коллектора (рис. 1).

#### Итоги

В ходе подробного анализа волнового поля, седиментологического и литолого-фациального анализа установлена фациальная дифференциация подводных конусов выноса на изучаемом участке. При этом область верхнего конуса, содержащая в себе активные русла и песчаные прирусловые валы, будет отличаться быстрым выклиниванием вкост направления каналов, и только в русловой части коллектор будет достигать максимальных значений (до 37 м). Вне каналной части в тонкозернистых межрусловых фациях мощности коллектора незначительны и редко превышают 4 м.

В области среднего конуса, где происходит амальгамация песчано-слоистых турбидитов, коллекторы значительно выдержаннее по простиранию и имеют мощности 16–26 м, достигая максимальных значений 31 м.

Проведенный анализ показывает, что тип питающей системы также влияет на распределение и мощность коллектора. Конусы с точечным типом характеризуются высокими мощностями песчаных тел и одновременным их быстрым выклиниванием (около 5–6 км вдоль направления сноса). Конусы с многоточечным типом питающей системы характеризуются пониженной мощностью коллектора, но его большей протяженностью (10 км и более).

#### Выводы

Выполненный комплексный анализ данных ГИС, седиментологический анализ керна и динамическая интерпретация сейсмических данных позволили определить геоморфологию подводных конусов выноса. Для двух конусов выделены различные типы питающих систем, которые могут определять тип связанности коллектора.

При этом установлено, что различные части подводных конусов выноса (верхний, средний конус) предопределяют распределение коллектора, направление и скорость выклинивания песчаных тел.

Выявлены зависимости эффективной мощности коллектора от типа питающей системы, а также от фациальной неоднородности и расстояния до кромки шельфа, которые могут быть применимы при геологическом моделировании и прогнозировании распространения коллекторов, а также для поиска месторождений и залежей нефти и газа с аналогичными условиями осадконакопления.

#### Литература

1. Александров В.М. Исследования особенностей геологического строения разновозрастных турбидитовых комплексов // Булатовские чтения. 2020. Т. 1. С. 28–35.
2. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К.,

Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н., Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. №№ 5–6. С. 745–776.

3. Мезенцева А.В., Байков Р.П., Зверев К.В. Типизация конусов выноса в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14. № 3. 12 с.
4. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность Ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 2000. 247 с.
5. Никишин А.М., Альмендингер О.А., Митюков А.В., Посаментьер Х.В., Рубцова Е.В. Глубоководные осадочные системы: объемные модели, основанные на 3Д сейсмозазвезде и полевых наблюдениях. М.: Макс пресс, 2012. 109 с.
6. Сметанин А.Б., Щергина Е.А., Щергин В.Г., Лац С.А. Концептуальная модель формирования неокимского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2019. № 6. С. 75–90.
7. Хлебников Д.С., Душин А.С., Мартынова К.В., Хлебников М.С., Одинцова М.Ю., Габдуллина Е.Г. Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 34–38.
8. Bouma A.H. Sedimentology of some flysch deposits. Amsterdam: Elsevier, 1962, 168 p. (In Eng).
9. Einsele G. Sedimentary Basins: evolution, facies, and sediment budgets. Springer-Verlag, Heidelberg, 1992, 792 p. (In Eng).
10. Reading H.G., Richards M. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. AAPG Bulletin. 1994, V. 78, issue 5, P. 792–822. (In Eng).

## Results

As a result of the detailed wavefiled analysis, depositional and lithofacies analysis, the facies differentiation of underwater fans on the studied site was identified. At the same time the area of the top fan containing the active channels and sand levees will be distinguished by a quick cross wedging-out of the channel directions, and only in the bed part the reservoir will reach the maximum values (up to 37 m). Outside the channel part in the fine-grain interchannel facies, the reservoir thickness is insignificant and rarely exceeds 4 m.

In the middle fan area, where the amalgamation of laminated sand turbidites occurs, the reservoirs are significantly more consistent by the strike and have the thickness of 16–26 m reaching the maximum values of 31 m.

The performed analysis demonstrates that the detection of the feeding system type also has an effect on the reservoir distribution and thickness. The single-point type fans have high thickness of sand bodies and are characterized by their fast wedging-out (about 5–6 km along the drift).

The multipoint type fans are characterized by a lower reservoir thickness and greater length (10 km and more).

## Conclusions

The performed comprehensive analysis of the well survey data, depositional core analysis and dynamic interpretation of the seismic data allowed to determine the geomorphological profile of underwater fans. Various types of feeding systems are identified for two fans and these types may determine the type of reservoir connectivity.

At the same time it was established that various parts of underwater fans (top and middle fans) predetermine the reservoir distribution, direction and wedging-out speed of sand bodies.

The dependencies of the reservoir net pay thickness from the feeding system type, as well as from facies heterogeneity and the distance from the shelf edge were identified, which can be applied in the geological modeling and prediction of reservoir distribution, as well as in the oil and gas exploration in case of the similar conditions of sediment accumulation.

## References

- Aleksandrov V.M. Study of features of the geological structure of multi-age turbidite complexes. Readings of A.I. Bulatov, 2020, Vol. 1, P. 28–35. (In Russ).
- Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanekov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the west siberian sedimentary basin. Geology and geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
- Mezentseva A.V., Baikov R.P., Zverev K.V. Typification of extension cones in Achimov formation of the Urengoy field. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2019, Vol. 14, issue 3, 12 p. (In Russ).
- Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. Geology and oil and gas bearing of Achmovskaya thickness of West Siberia. Moscow: Publisher of academy of rock sciences, 2000, 247 p. (In Russ).
- Nikishin A.M., Almendinger O.A., Mityukov A.V., Posamentier H.V., Rubtsova E.V. Deep Sea Sedimentary Systems: 3D models based on 3D seismic and field observations. Moscow: Max press, 2012, 109 p. (In Russ).
- Smetanin A.B., Shchergina E.A., Shchergin V.G., Lats S.A. Conceptual model of neocomian series formation in Western Siberia. Oil and gas geology, 2019, issue 6, P. 75–90. (In Russ).
- Khlebnikov D.S., Dushin A.S., Martyanova K.V., Khlebnikov M.S., Odintsova M.Yu., Gabdullina E.G. Morphological features of sand bodies of the Achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 1. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 34–38. (In Russ).
- Bouma A.H. Sedimentology of some flysch deposits. Amsterdam: Elsevier, 1962, 168 p. (In Eng).
- Einsele G. Sedimentary Basins: evolution, facies, and sediment budgets. Springer-Verlag, Heidelberg, 792 p. (In Eng).
- Reading H.G., Richards M. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. AAPG Bulletin. 1994, Vol. 78, issue 5, P. 792–822. (In Eng).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Душин Андрей Саитхужевич**, к.г.-м.н., эксперт, отдел разработки и мониторинга месторождений (БНД и НАО), ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; доцент, ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфа, Россия  
Для контактов: [dushinas@bnipi.rosneft.ru](mailto:dushinas@bnipi.rosneft.ru)

**Хлебников Дмитрий Сергеевич**, ведущий специалист сектора базовой (стандартной) обработки и глубинной миграции, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Мартянова Кристина Вадимовна**, ведущий специалист отдела региональной геологии, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Хлебников Михаил Сергеевич**, руководитель сектора комплексной интерпретации Западная Сибирь, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Одинцова Марина Юрьевна**, ведущий специалист отдела инверсии и динамической интерпретации сейсмических данных, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Габдуллина Екатерина Георгиевна**, ведущий специалист отдела инверсии и динамической интерпретации сейсмических данных, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Dushin Andrey Saitkhuzevich**, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, expert of the department of field development and monitoring (BND and NAO), “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; associate professor, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia  
**Corresponding author:** [dushinas@bnipi.rosneft.ru](mailto:dushinas@bnipi.rosneft.ru)

**Khlebnikov Dmitry Sergeevich**, leading specialist of the basic (standard) processing and deep migration sector, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Martyanova Kristina Vadimovna**, leading specialist of the department of regional geology, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Khlebnikov Mikhail Sergeevich**, head of integrated interpretation sector Western Siberia, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Odintsova Marina Yurievna**, leading specialist of the department of inversion and dynamic interpretation of seismic data, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Gabdullina Ekaterina Georgievna**, leading specialist of the department of inversion and dynamic interpretation of seismic data, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia