

Рис. 1. Результаты люминесцентного анализа керна совместно со стандартным комплексом ГИС и колонками литологии:

1 – потенциал собственной поляризации (ПС), кавернометрия (ДС), потенциал-зонд (PZ); 2 – нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), 3 – индукционный каротаж (ИК); 4,5 – коллектор и насыщение по ГИС, 6 – оцифрованное фото керна в УФ-свете, 7 – коллектор, выделенный по УФ-свечению керна ( $I_{сг} = 0,5$ ); 8 – интенсивность УФ-излучения I; 9 – параметр  $\Delta I$

- построение и анализ зависимостей коэффициента ЛС коллектора от NTG;
- аппроксимация экспериментальных кривых.

За основу *структурного каркаса модели* приняты поверхности кровли и подошвы пласта, полученные по геологическим маркерам на скважинах. В центре сектора моделирования размером 2 км × 2 км расположена выбранная скважина с результатами люминесцентного анализа, при этом размер ячеек по латерали варьируется в диапазоне от 10 м до 100 м, а по вертикали – выбран исходя из дискретности каротажа и равен 0,1 м.

Для *распространения скважинных данных на сетку* использовалось стохастическое моделирование в программном пакете

те Petrel, позволяющее создать множество равновероятных реализаций распределения параметра  $\Delta I$  [9]. Параметр  $\Delta I$  распределен в межскважинном пространстве методом последовательного гауссова моделирования с использованием сферического типа вариограммы (функции, описывающей корреляционные связи между значениями переменной в точках пространства в зависимости от расстояния между ними). Построены кубы  $\Delta I$  с различными радиусами вариограмм по латерали: от 0 до 1000 м с шагом от 50 м до 500 м, размерами ячеек ( $dx, dy$ ): от 10 м до 100 м с шагом от 10 м до 20 м. С целью сохранения расчлененности коллектора в геологической модели радиус вариограммы по вертикали был принят 0,2 м.

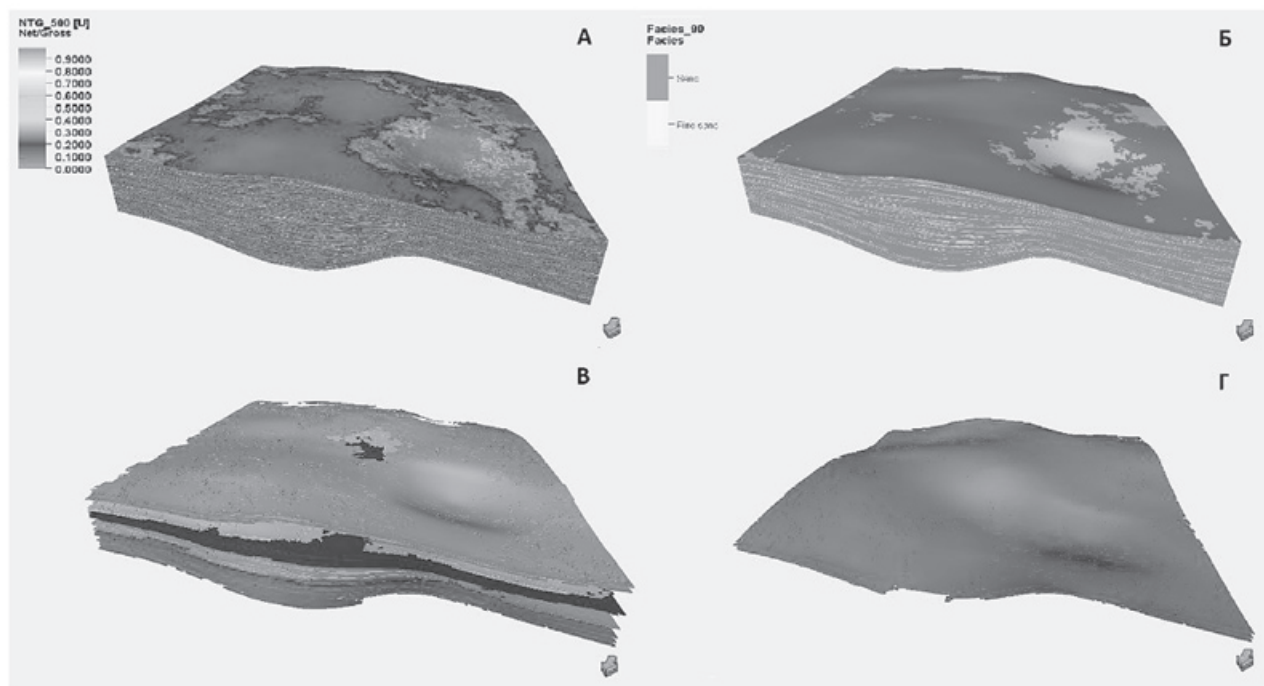


Рис. 2. Геологическая модель и связанные песчаные тела ( $R_{var} = 500$  м, размер ячеек 10 м x 10 м): А – куб  $\Delta I$ , Б – куб литологии, В - связанные песчаные тела в модели, Г – наибольшее связанное песчаное тело (перколяционный кластер)

**Кубы литологии** получены из кубов  $\Delta I$  варьированием отсечек  $I_{cr}$  с шагом 0,1. Программными средствами пакета Petrel (метод Connected volumes) выделены связанные песчаные тела-коллекторы, протяженность которых меняется в зависимости от латерального радиуса вариограмм. На рисунке 2 приведен пример кубов  $\Delta I$ , литологии и связанных песчаных тел, а также наибольшее по объему единое связанное песчаное тело при радиусе вариограмм по латерали 500 м и размере ячейки 50 м.

Согласно статьям [5, 10], **зависимость между коэффициентом ЛС и NTG** имеет перколяционный характер. Авторами проведен анализ зависимости коэффициента ЛС от параметра NTG при различных значениях радиусов вариограмм распределения песчаных тел по латерали и размеров ячеек (рис. 3), подтверждающий выводы авторов статьи [5] о чувствительности геолого-гидродинамических моделей к параметрам геостохастических алгоритмов. Как видно из рисунка 3А, на котором представлена зависимость коэффициента ЛС от NTG при различных значениях радиуса вариограмм, при

$NTG \geq 0,4$  коллектор хорошо связан для всего рассмотренного диапазона  $R_{var}$ . В случае  $0,2 \leq NTG < 0,4$  наблюдается переходная зона – кратное снижение коэффициента ЛС при незначительном уменьшении NTG, причем чем меньше радиус вариограмм, тем резче данное снижение. Для радиусов вариограмм  $R_{var} \leq 200$  м при значениях  $NTG < 0,2$  коэффициент ЛС принимает значения, близкие к нулю, что свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи между ячейками коллектора.

Рисунок 3Б демонстрирует зависимость коэффициента ЛС от параметра NTG при различных значениях размера ячеек ( $dx, dy$ ). Аналогично предыдущему случаю, при  $NTG \geq 0,4$  коллектор можно считать хорошо связанным во всех рассматриваемых случаях. При  $0,2 < NTG < 0,4$  наблюдается резкое снижение коэффициента ЛС при незначительном уменьшении параметра NTG. С уменьшением размера ячеек коэффициент ЛС остается высоким даже при низких значениях песчанистости, кривые стремятся к ступенчатому виду – перколяционный переход более явно выражен.

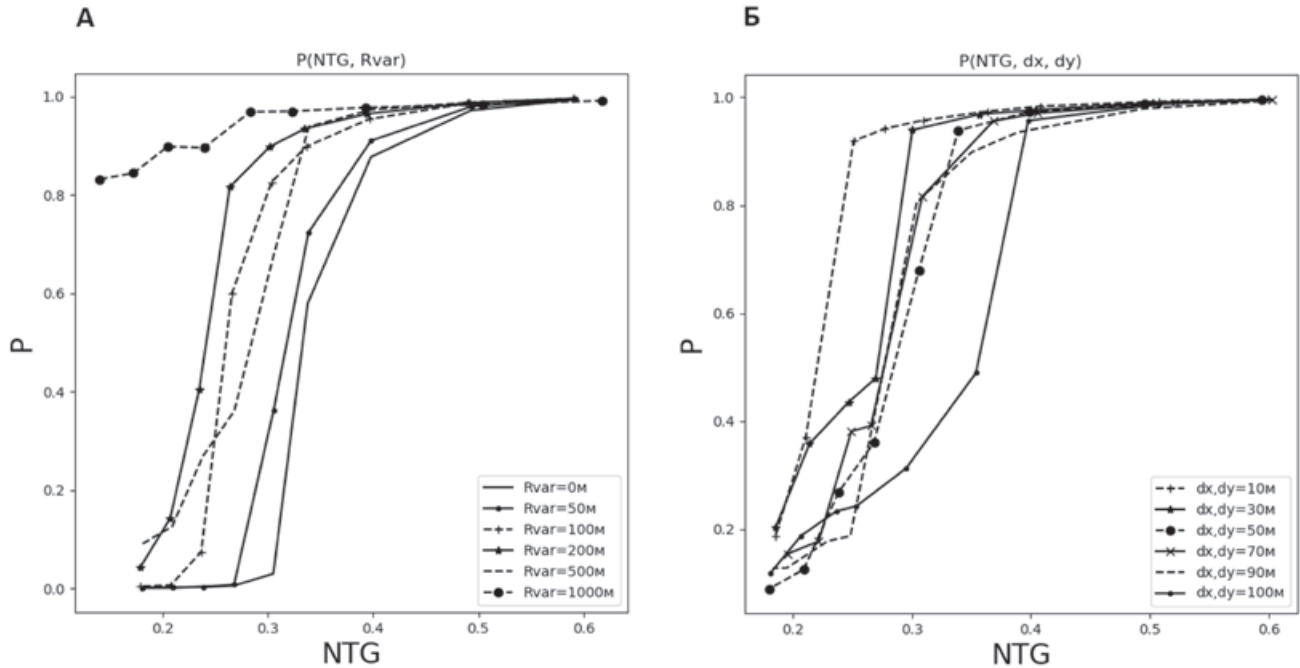


Рис. 3. Зависимость коэффициента ЛС коллектора от коэффициента песчаности: А – при различных значениях радиусов вариограмм по латерали ( $R_{var}$ ), Б – при различных размерах ячеек ( $dx, dy$ )

Зависимость коэффициента ЛС от NTG аппроксимируется следующим уравнением из теории перколяции [10]:

$$P = \begin{cases} \alpha(NTG - p_e)^\beta, & NTG > p_e \\ 0, & NTG \leq p_e \end{cases} \quad (5)$$

где  $p_e$  – порог перколяции (минимальное значение параметра NTG, при котором возникает протекание),  $\alpha$  и  $\beta$  – коэффициенты.

В случае рассмотрения связности коллектора уравнение (5) допускает обобщение. В классической теории перколяции модель кластера бесконечна, в геологической модели – нет. Для бесконечных перколяционных кластеров порог перколяции имеет определенное значение, которое зависит от свойств модели, и наблюдается ступенчатый переход ( $\alpha=1$  и  $\beta=0$ ), в то время как в реальной модели порог перколяции лежит в интервале значений коэффициента песчаности [11], и связность не равна нулю, если значение песчаности ниже критического значения (порога перколяции).

В теории перколяции все ячейки имеют одинаковую вероятность быть либо коллектором, либо неколлектором, то есть вариограмма распределения песчаных тел в идеальном слу-

чае должна иметь нулевой радиус по латерали («белый шум»). Пример такого случая приведен на рисунке 3А при  $R_{var} = 0$ , где значение  $P$  в районе порога перколяции резко падает до нуля, максимально приближаясь к ступенчатому виду. Но, в отличие от теории, количество ячеек в геологической модели не стремится к бесконечности, поэтому строго вертикального падения кривой не наблюдается.

Для *аппроксимации экспериментальных кривых* вначале были получены характерные значения коэффициентов  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $p_e$  для случаев, представленных на рисунке 3 (нелинейным методом наименьших квадратов (НМНК), реализованным на языке программирования Python):  $\alpha \sim 1$ ,  $\beta \sim 0,01-0,05$ ,  $p_e \sim 0,2-0,4$ . Далее эти значения были аппроксимированы полиномиальными повер-

$$\theta = \sum_{i=0}^N \sum_{j=0}^N A_{ij} \zeta_1^i \zeta_2^j, \quad (6)$$

где по осям  $\zeta_1$  и  $\zeta_2$  располагаются, соответственно, размеры ячеек ( $dx, dy$ ) и радиус вариограмм по латерали  $R_{var}$ , по оси  $\theta$  – аппроксимируемый параметр;  $N$  – степень по-

линома. В таблице 1 показано сопоставление значений параметров  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $p_e$  и аппроксимирующих их поверхностей степени от 1 до 3.

По результатам вычислительного эксперимента было установлено, что удовлетворительные значения коэффициента детерминации ( $R_2 > 0,5$ ) для параметров  $\alpha$  и  $\beta$  достигаются при использовании полиномов второго порядка, а порога перколяции  $p_e$  – третьего. На рис. 4 показаны значения параметров  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $p_e$  и аппроксимирующие их поверхности.

Построенные зависимости в дальнейшем можно использовать для воспроизведения кривых литологической связности для ее оценки при геологическом моделировании, что, в свою очередь, будет способствовать повышению качества построения геолого-гидродинамических моделей.

**4. Анализ зависимости охвата залежи вытеснением от параметров геологической неопределенности модели**

Дополнительно для прогнозирования эффективности системы разработки проведен анализ зависимости коэффициента охвата залежи вытеснением от рассматриваемых в работе параметров геологической неопределенности модели (радиусов вариограмм по латерали  $R_{var}$  и параметра NTG).

В данной работе рассмотрен простейший элемент разработки, состоящий из одной добывающей и одной нагнетательной скважин. Коэффициент охвата в данном слу-

Таблица 1 – Сопоставление значений параметров  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $p_e$  и аппроксимирующих их поверхностей

Аппроксимируемый параметр	Коэффициент детерминации $R^2$		
	$N = 1$	$N = 2$	$N = 3$
$\alpha$	0,015	0,559	0,605
$\beta$	0,032	0,502	0,595
$p_e$	0,406	0,422	0,555

чае определяется по формуле [4-5]:

$$K_{охв} = \frac{V_{inj} + V_{prod} + V_{inj,prod}}{V}, \quad (7)$$

где  $V_{inj}$  – суммарный поровый объем ячеек, дренируемых нагнетательной скважиной,  $V_{prod}$  – суммарный поровый объем ячеек, дренируемых добывающей скважиной,  $V_{inj,prod}$  – суммарный поровый объем ячеек, дренируемых как нагнетательной, так и добывающей скважинами.

Проведен анализ зависимости рассчитанного коэффициента охвата от параметра NTG и радиуса вариограмм по латерали для фиксированного расстояния между скважинами  $R_{well} = 500$  м и размера ячеек 50 м.

На рис. 5А представлена зависимость

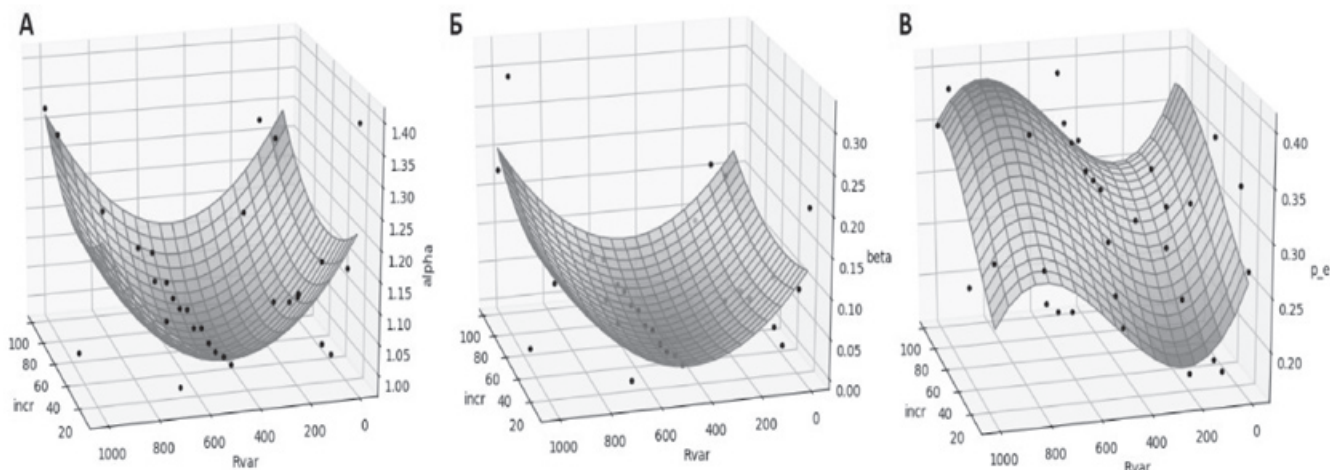


Рис. 4. Зависимость коэффициентов  $\alpha$ ,  $\beta$  и порога перколяции  $p_e$  от радиуса вариограмм и размера ячеек: А – параметр  $\alpha$ , Б – параметр  $\beta$ , В – параметр  $p_e$

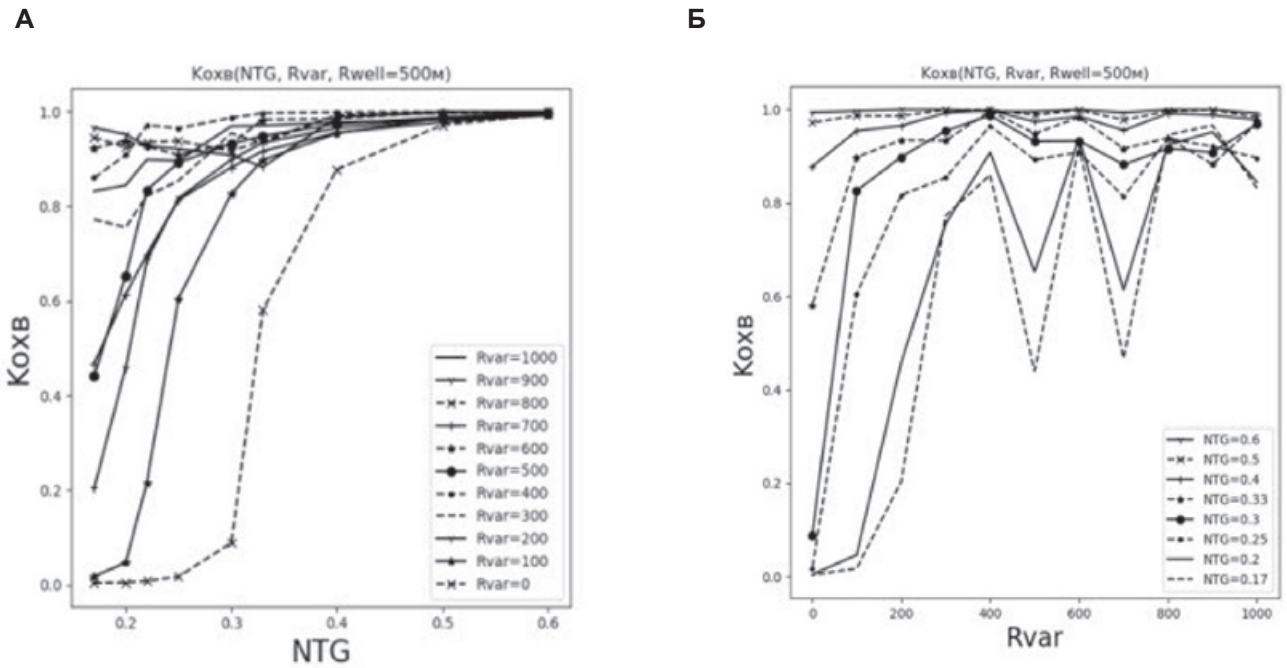


Рис. 5. Зависимость коэффициента охвата Кохв от Rvar и NTG: А – зависимость от NTG при различных значениях  $R_{var}$ , Б – зависимость от  $R_{var}$  при различных значениях NTG

Кохв от NTG при различных значениях  $R_{var}$ . Из этого рисунка видно, что Кохв увеличивается с ростом NTG, однако зависимость от  $R_{var}$  по нему проследить сложно, в связи с чем был построен также график зависимости Кохв от  $R_{var}$  при различных значениях NTG (рис. 5Б).

Из рисунка 5Б видно, что при высоких значениях NTG Кохв практически не меняется и примерно равен 1 (что логично, поскольку коллектор в модели характеризуется высокой гидродинамической связностью). При низких значениях NTG радиус вариограмм существенно влияет на Кохв: с увеличением  $R_{var}$  происходит рост связности в модели, и, соответственно, увеличение Кохв. При этом значение Кохв начинает изменяться скачкообразно ввиду уменьшения размера песчаных тел, пересеченных скважинами, поскольку вследствие этого не все имеющиеся песчаные тела оказываются охваченными разработкой.

Таким образом, количественно выражаемые в Кохв потери нефти из-за прерывистости пласта при низких значениях параметра NTG в пределах перколяционного перехода также имеют высокую чувствительность к

изменению радиуса вариограмм по латерали, что необходимо учитывать при геологическом моделировании.

При сопоставлении значения Кохв, рассчитанного по формуле (4), со значением, определяемым по данным разработки, можно также сделать вывод о корректности выбора параметров моделирования (в частности, радиуса вариограмм по латерали) для повышения прогностической способности модели.

**Выводы.** Проведена оценка влияния параметров неопределенности модели на протяженность геологических тел и значение коэффициента ЛС на основе многовариантного стохастического геологического моделирования.

В рамках исследования высокорасчлененный коллектор был выделен на основе анализа интенсивности свечения зерна в ультрафиолетовом свете. Данный метод позволил выявить тонкие прослои нефтенасыщенного коллектора, что невозможно при использовании классических методов ГИС из-за их невысокой вертикальной разрешающей способности.

Установлено, что такие параметры, как размерность сетки и радиус вариограмм по



латерали, оказывают существенное влияние на коэффициент ЛС, на основе чего сделан вывод о том, что обоснованный выбор этих параметров позволяет достичь согласованности результатов моделирования с данными фактической разработки.

Показано, что радиус вариограмм по латерали влияет на коэффициент охвата залежи вытеснением в модели при низких значениях песчаности, что нужно учитывать при

геологическом моделировании и планировании систем разработки в низкопроницаемых коллекторах.

В перспективе результаты работы планируется применять для оценки гидродинамической связности нефтяных и нефтегазовых месторождений при геологическом моделировании, что, в свою очередь, будет способствовать повышению качества построения геолого-гидродинамических моделей.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.
2. Закревский К.Е., Чернуха М.Н. Связность резервуаров при геологическом моделировании // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 3. С. 18–24.
3. Косков Б.В., Косков В.Н., Шурубор Ю.В. Проблема исследования гидродинамической связности геологических тел и методы ее решения // Вестник Пермского университета. Геология. 2011. № 4. С. 90–95.
4. Байков В.А., Безруков А.В., Бикбулатов С.М., Савичев В.И., Усманов Т.С., Рощектаев А.П. Перколяционные пределы связности геологических тел в задачах геолого-гидродинамического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2010. № 8. С. 40–42.
5. Федоров А.Э., Аминова А.А., Дильмухаметов И.Р., Краснов В.А., Сергейчев А.В. Анализ геологической неопределенности при стохастическом моделировании геологических тел // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 24–28.
6. Хмелевской В.К., Горбачев Ю.И., Калинин А.В., Попов М.Г., Селиверстов Н.И., Шевнин В.А. Геофизические методы исследований. Петропавловск-Камчатский: КГПУ. 2004. 229 с.
7. Байков В.А., Жонин А.В., Коновалова С.И., Мартынова Ю.В., Михайлов С.П., Рыкус М.В. Петрофизическое моделирование сложнопостроенного терригенного коллектора // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 1. С. 34–38.
8. ГОСТ Р 53375-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2009. 19 с.
9. Байгузин Р.В., Коновалова С.И. Изучение гидродинамической связности коллекторов в зависимости от их песчаности и характеристик геологической модели // Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий. 2019. № 7. С. 121–123.
10. Hovadik J.M., Larue D.K. Static characterizations of reservoirs: Refining the concepts of connectivity and continuity // Petroleum Geoscience. 2007. T. 13. № 3. С. 195–211.
11. Тарасевич Ю.Ю. Перколяция: теория, приложения, алгоритмы. М.: УРСС, 2002. 112 с.

## REFERENCES

1. Gimatudinov Sh.K. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta [Physics of oil and gas reservoir]. Moscow, Nedra, 1971. 312 p. (In Russian).
2. Zakrevsky K.E., Chernukha M.N. Svyaznost rezervuarov pri geologicheskom modelirovanii [Connectivity of reservoirs during geological modeling]. Vestnik CKR Rosnedra – Bulletin of the Central Committee of Rosnedra, 2010, no. 3, pp. 18–24. (In Russian).
3. Koskov B.V., Koskov V.N., Shurubor Yu.V. Problema issledovaniya gidrodinamicheskoy svyaznosti geologicheskikh tel i metody ee resheniya [The problem of studying the hydrodynamic connectivity of geological bodies and methods for its solution]. Vestnik Permskogo universiteta, Geologiya – Bulletin of the Perm University. Geology, 2011, no. 4, pp. 90–95. (In Russian).
4. Baykov V.A., Bezrukov A.V., Bikbulatov S.M., Savichev V.I., Usmanov T.S., Roshchektaev A.P. Perkolyatsionnye predely svyazannosti geologicheskikh tel v zadachakh geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Percolation limits for connectivity of geological bodies in the problems of geological and hydrodynamic modeling]. Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry, 2010, no. 8, pp. 40–42. (In Russian).
5. Fedorov A.E., Amineva A.A., Dilmukhametov I.R., Krasnov V.A., Sergeychev A.V. Analiz geologicheskoy neopredelennosti pri stokhasticheskom modelirovanii geologicheskikh tel [Analysis of geological uncertainty in stochastic modeling of geological bodies]. Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry, 2019, no. 9, pp. 24–28. (In Russian).
6. Khmelevskoy V.K., Gorbachev Yu.I., Kalinin A.V.,

Popov M.G., Seliverstov N.I., Shevnin V.A. Geofizicheskie metody issledovaniy [Geophysical research methods]. Petropavlovsk-Kamchatskiy, KGPU, 2004. 229 p. (In Russian).

7. Baykov V.A., Zhonin A.V., Konovalova S.I., Martynova Yu.V., Mikhaylov S.P., Rykus M.V. Petrofizicheskoe modelirovanie slozhnopostroennogo terrigenogo kollektora [Petrophysical modeling of heterogeneous terrigenous reservoir]. Territoriya Neftegas – Oil and Gas Territory, 2018, no. 1, pp. 34–38. (In Russian).

8. GOST R 53375-2009. Skvazhiny neftyanye i gazovye. Geologo-tehnologicheskie issledovaniya. Obshchie trebovaniya [Oil and gas wells. Geological and technological research. General requirements]. Moscow, Standartinform, 2009. 19 p. (In Russian).

9. Bayguzin R.V., Konovalova S.I. Izuchenie gidrodinamicheskoy svyaznosti kollektorov v zavisimosti ot ikh peschanistosti i kharakteristik geologicheskoy modeli [Studying the hydrodynamic connectivity of reservoirs depending on their sandiness and characteristics of geological model]. Geologiya, geoeкологиya i resursnyy potentsial Urala i sopredelnykh territoriy – Geology, Geocology and Resource Potential of the Urals and Adjacent Territories 2019, no. 7, pp. 121–123. (In Russian).

10. Hovadik J.M., Larue D.K. Static characterizations of reservoirs: Refining the concepts of connectivity and continuity. Petroleum Geoscience, 2007, vol. 13, no. 3, pp. 195–211.

11. Tarasevich Yu.Yu. Perkolyatsiya: teoriya, prilozheniya, algoritmy [Percolation: Theory, applications, algorithms]. Moscow, URSS, 2002. 112 p. (In Russian).

УДК 551.7.022

DOI: 10.24411/1728-5283-2020-10105

## ФАЦИАЛЬНАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ ПОЗДНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО БОРТА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

© **Е.А. Володина**,  
 аспирант,  
 Московский Государственный  
 Университет им. М.В. Ломоносова,  
 геологический факультет,  
 Ленинские горы, д. 1,  
 119234, г. Москва, Российская  
 Федерация,  
 e-mail: ekaterina.volodina2015@  
 yandex.ru

В статье приведены исследования фациальной зональности отложений позднего палеозоя в Юрюзано-Сылвенской впадине Предуральского краевого прогиба. Во многих работах описана поперечная фациальная зональность отложений. Целью данной работы является выяснение фациальной зональности позднепалеозойских отложений прогиба в продольном направлении с юга на север. Вторая цель – установление источников и направлений сноса материала при формировании этих отложений. В ходе работы изучены отложения на территории следующих листов масштаба 1:200 000: N-40-XI (Бакал), N-40-VI (Куса), O-40-XXXVI (Нязепетровск) и O-40-XXX (Ревда). Автором были подробно описаны разрезы с детальным отбором шлифов. В ходе работы были выделены несколько групп литотипов, отражающих структурно-текстурные особенности пород, их состав и территориальное распространение. Построена корреляционная схема позднепалеозойских отложений на основании всех изученных разрезов. Анализ распределения литотипов по площади и по разрезу позволил реконструировать источники и направления сноса материала. Главным источником сноса был Тараташский выступ и его западное обрамление. К западу от Тараташского выступа, на территории Кусинского листа склон был очень крутой, а территория приподнята выше соседних. Это подтверждается литологическими и структурными особенностями разрезов. Такая ситуация объясняется