

## ВЛИЯНИЕ ВТОРИЧНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ НА КОЭФФИЦИЕНТ СВЯЗАННОСТИ КОЛЛЕКТОРА В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

### INFLUENCE OF SECONDARY CHANGES ON THE COLLECTOR RELIABILITY COEFFICIENT IN GEOLOGICAL MODELS OF OIL AND GAS DEPOSITS

**А. В. Поднебесных**  
**Aleksandr V. Podnebesnykh**

ООО «Роксар Сервисиз»,  
г. Тюмень, Российская Федерация

Roxar Services Ltd,  
Tyumen, Russian Federation

Вторичные изменения пород-коллекторов в зависимости от их типа оказывают существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЭС). Результатом этого влияния является значительное усложнение порового пространства резервуара и, как следствие, связанности коллектора. Параметр связанности является важным критерием при выборе методов многовариантного моделирования и параметров построения куба песчаности при создании геологических моделей. В работе рассмотрены применяемые сегодня методы расчета связанности коллектора в геологических моделях нефтегазовых залежей, дана оценка их эффективности и предложен новый подход к определению параметра связанности в зависимости от типа вторичных изменений пород-коллекторов и геометрии природного резервуара. Кроме этого на примере показана зависимость коэффициента связанности от основных параметров геологической модели: песчаности, рангов вариограмм и эффекта самородка. Предложенный метод позволяет оценить анизотропию основных типов вторичных изменений по различным направлениям и оценить изменения ФЭС в геологических моделях.

Secondary changes in reservoir rocks, depending on their type, have a significant effect on filtration-capacitive properties (FCP). The result of this effect is a significant complication of the pore space of the reservoir and, as a consequence, the connectivity of the reservoir. The connectivity parameter is an important criterion when choosing multivariate modeling methods and sandstone cube construction parameters when creating geological models. The paper discusses the methods used today to calculate reservoir connectivity in geological models of oil and gas deposits, evaluate their effectiveness and propose a new approach to determining the connectivity parameter depending on the type of secondary changes in reservoir rocks and the geometry of the natural reservoir. In addition, an example shows the dependence of the coupling coefficient on the main parameters of the geological model: sandiness, ranks of variograms and the nugget effect. The proposed method allows to estimate the anisotropy of the main types of secondary changes in various directions and to assess FCP changes in geological models.

#### *Введение*

По данным Минэнерго РФ, доля трудноизвлекаемых запасов в общей структуре запасов нефти неуклонно растет и на сегодняшний день составляет около 65 %. Важную роль в этом процессе играют нефтегазовые залежи с

измененной структурой порового пространства. Детальный анализ и изучение кернового материала более тридцати месторождений углеводородного сырья (УВ) на территории Западной Сибири показал [1, 2], что в зонах максимальных проявлений вторичных параге-

#### **Ключевые слова**

вторичные изменения;  
геологическая модель;  
связанность коллектора;  
цеолитизация; карбонатизация;  
выщелачивание;  
вторичное минералообразование

#### **Key words**

secondary changes;  
geological model;  
reservoir connectivity, zeolitization;  
carbonation; leaching;  
secondary mineral formation

незисов сосредоточено около 15–20% от общего объема всей ресурсной базы УВ Западной Сибири.

Установлено, что основными типами вторичных изменений на территории Западной Сибири являются процессы цеолитизации, карбонатизации, выщелачивания и вторичного минералообразования. Тип и интенсивность вторичных парагенезисов сильно влияют не только на связанность коллектора, но и на неоднородность резервуара в целом. Геологические неоднородности в большинстве случаев связаны с особенностями осадконакопления продуктивных отложений [3] или с вторичными постседиментационными процессами [4, 5]. Реализация неоднородности распределения свойств в геологической модели является определяющим показателем ее качества, а величина связанности помогает определить анизотропию распределения разных типов вторичных изменений, степень их влияния на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и, в конечном счете, на величину подвижных запасов и коэффициент извлечения нефти (КИН). Расчеты на тестовых гео-

логических моделях были выполнены в программном комплексе IRAP RMS.

#### *Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов*

Как уже отмечалось выше, в пределах осадочного чехла севера Западно-Сибирской плиты можно выделить несколько наиболее ярко проявленных процессов: цеолитизация, карбонатизация, выщелачивание и вторичное минералообразование.

Процесс цеолитизации, который приурочен к определенному стратиграфическому материалу, имеет достаточно большой ареал распространения. Максимальные концентрации ломонтита и томпонита, которые могут достигать 40% от общего объема цемента, приурочены к тектонически активным зонам и коллекторам с наилучшим качеством ФЕС. Палеогеографические реконструкции показали, что у большинства объектов установлена прямая связь между максимальными концентрациями цеолитов и определенным набором фаций. Как правило, это фации средней части морской дельты и дельтовых каналов, которые характеризуются хорошим уровнем ФЕС (рисунок 1).



**Рисунок 1.** Распределение пористости для групп фаций пластов Восточно-Мессояхского, Яро-Яхинского и Заполярного месторождений

Развитие вторичных минеральных форм карбонатного состава, в отличие от процессов цеолитизации, охватывает значительно большие объемы пород осадочного чехла. Изучение шлифов позволило установить, что концентрации вторичных карбонатных пара-

генезисов сильно меняются по разрезу, в среднем составляя не более 5% от общего объема минералов цемента. Однако в тектонически активном районе эта цифра может достигать 30–35%, негативно влияя на ФЕС пород-коллекторов.

Установлено, что существует прямая зависимость состава вторичных карбонатных парагенезисов от степени удаленности коллекторов от пород фундамента. В отложениях, стратиграфически близких к породам фундамента, наблюдается явное доминирование доломита, сидерита, магнезита и анкерита над кальцитом, который находится в подчиненном положении, а в верхних толщах осадочного комплекса отмечается прямо противоположенная картина [6].

Процессы выщелачивания достаточно широко развиты в тектонически активных зонах, когда химически агрессивные гидротермальные растворы растворяют минеральные компоненты песчано-алевритового каркаса, значительно улучшая ФЕС. В тектонически малоактивных зонах в большей степени проявлены процессы вторичного минералообразования, которые, как правило, выражаются в появлении альбитовой и каолиновой минерализации, существенно не влияющих на свойства порового пространства коллекторов.

Изучение условий осадконакопления показало, что отложения с признаками выщелачивания и вторичного минералообразования формировались в переходных условиях осадконакопления и представлены как прибрежно-морскими, так и континентальными фациями.

Таким образом, разные типы вторичных изменений пород-коллекторов оказывают разное влияние на ФЕС, а их состав и интенсивность обусловлены влиянием разных геологических факторов. Соответственно и параметр связанности в геологических моделях для разных типов вторичных парагенезисов будет зависеть от разных параметров геологической модели: песчаности, рангов вариограмм и эффекта самородка и др.

#### *Определение связанности коллектора*

До настоящего момента многими авторами было предложено несколько принципиально разных методов определения связанности среды. Одна часть исследований основана на теории перколяции [7, 8], а вторая часть на основе добычи и закачки скважин [9, 10]. Оба этих направления можно отнести к принципиально разным методам оценки связанности: первый оценивает данный параметр как геометрическую величину, второй как гидродинамическую. Другим методом оценки связанности моделей является анализ промысловых данных [11, 12], который основан на сопоставлении данных работы пар гидродинамически

связанных добывающих и нагнетательных скважин.

Как показали проведенные расчеты на тестовых геологических моделях, коэффициент связанности коллектора, в первую очередь, зависит от метода построения сеточной области и от того, насколько хорошо отдельные области ячеек связаны друг с другом. Это, в конечном счете, напрямую влияет на объем флюида, дренируемого произвольной скважиной. В этом случае пренебрегают изменениями ФЕС в объеме коллектора, а основной упор делается на характер взаимосвязи коллектора в области дренажа скважины.

При использовании этого принципа алгоритм определения связанности коллектора будет следующим. На первом этапе в тестовой модели по одному флангу все ячейки задаются как перфорированные добывающей скважиной, по второму флангу как перфорированные нагнетательной скважиной. В целях достижения наиболее однородной среды кубы ФЕС задаются некой постоянной величиной. На втором этапе между двумя флангами задается перепад давления и оценивается дебит добывающей скважины на установившемся режиме течения. Коэффициент связанности будет зависеть только от коэффициента неоднородности коллектора и рассчитываться по следующей формуле:

$$K_c = Q/Q_{ref}, \quad (1)$$

где  $K_c$  — коэффициент связанности;  $Q$  — дебит через модель на установившемся режиме течения;  $Q_{ref}$  — опорный дебит через модель.

Максимальные значения коэффициента связанности будут означать, что коллектор образует хорошо связанное геологическое тело, а минимальные значения будут говорить о том, что в объеме резервуара обособляется некоторое количество изолированных геологических тел, гидродинамически не связанных друг с другом.

Усложняя задачу определения связанности, можно изменять параметры ФЕС, имитируя наличие в объеме резервуара разных типов вторичных изменений. Анализ тестовых моделей показал, что конечное значение коэффициента связанности будет сильно различаться в зависимости от типа вторичных парагенезисов. Так, наибольшие значения коэффициента связанности характерны для процессов выщелачивания, средние — для залежей с цеолитизацией и вторичным минералообразованием

и наименьшие — для пластов, в которых присутствуют вторичные карбонатные парагенезисы. В первую очередь это объясняется различным влиянием этих процессов на конечные значения ФЕС, которые оказывают решающее значение на характер фильтрации в области добывающих и нагнетательных скважин.

*Характеристика коэффициента связанности для геологических моделей с разными типами вторичных парагенезисов*

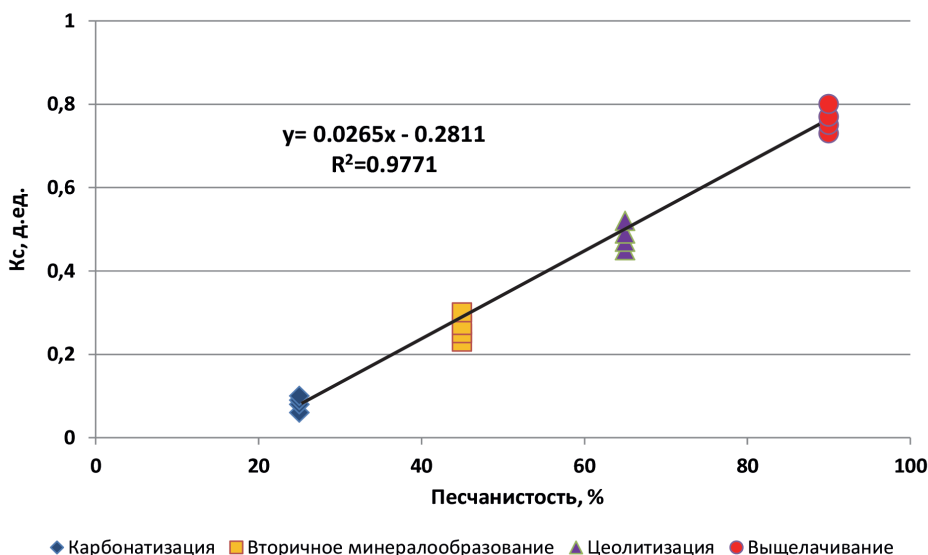
Для выявления реальных значений коэффициента связанности и диапазонов его изменения в зависимости от преобладающего в объеме изучаемого резервуара типа вторичных парагенезисов с помощью программного комплекса IRAP RMS была создана синтетическая модель, на основе которой происходила оценка величины связанности коллектора. Для этого, исходя из текущих представлений о влиянии разных типов вторичных

изменений на коллекторские свойства терригенных пород, задавались разные вертикальные и горизонтальные радиусы и анизотропия вариограмм. Список изменяемых параметров и диапазон их вариации приведены в таблице 1.

Радиус вариограмм и коэффициент песчаности сильно меняются в зависимости от типа вторичных парагенезисов, и поэтому напрямую влияют на связанность геологической модели резервуара. Проведенные расчеты показали, что корреляция между коэффициентами связанности и песчаности очень высокая и составляет 0,098. Также установлена хорошая зависимость между коэффициентом связанности и латеральными рангами вариограмм (рисунки 2, 3), которая в конечном итоге зависит не только от типа вторичных изменений, его влияния на ФЕС, но и от условий осадконакопления, которые определяются степенями сортировки и окатанности песчаного материала.

**Таблица 1.** Диапазон и шаг изменения параметров распределения коллектора в модели

Параметр	Диапазон изменения	Шаг изменения
Главный ранг вариограммы	1–10 км	1 км
Второстепенный ранг вариограммы	1–10 км	1 км
Азимут вариограммы	0–90°	10°
Коэффициент песчаности	0,1–0,9	0,1
Эффект самородков	0–0,9	0,1



**Рисунок 2.** Коэффициент корреляции связанности с песчаностью для разных типов вторичных изменений пород-коллекторов

По мнению некоторых авторов [13], в случае если анизотропия вариограмм минимальна, то она может оказывать сильное влияние на связанность коллектора за счет снижения перетоков в поперечно-расположенных ячейках. Для установления степени этого влияния был проведен анализ синтетической мо-

дели, в которой главный ранг вариограммы менялся от 1 до 10 км, для каждого значения главного ранга второстепенный менялся от 1 км и до значения первого ранга. Расчеты показали, что влияние анизотропии на связанность не зависит от абсолютной величины рангов вариограмм, а зависит от песчаности

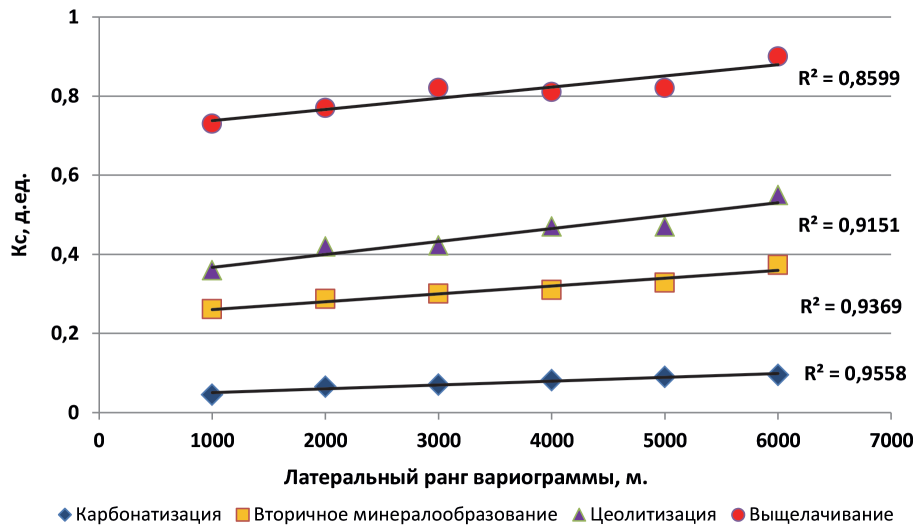


Рисунок 3. Коэффициент корреляции связанности с латеральным рангом вариограммы для разных типов вторичных изменений пород-коллекторов

сти модели и от величины анизотропии геологической среды, которое, в свою очередь, определяет тип вторичных парагенезисов.

Сильное влияние на равномерность распределения коллектора в объеме резервуара оказывают параметры эффекта самородка. В случае если значение эффекта самородка будет равно 1, то в геологической модели распределение коллектора будет подчиняться равномерному закону распределения. Для исследования влияния эффекта самородка на распределение коллектора при разных типах вторичных изменений были произведены расчеты на геологической модели с постоянными рангами вариограмм и уровнями песчанистости, для которых эффект самородка изменялся

от 0 до 0,9 д.е. Для каждого типа вторичных изменений было рассчитано 10 равновероятных реализаций.

Анализ результатов расчетов показал, что при невысоких значениях эффекта самородка (до 0,25 д.е.) не происходит существенного снижения значений коэффициента связанности (рисунок 4). При более высоких значениях связанность коллектора плавно снижается до уровня 45–50 % и в дальнейшем перестает падать. Таким образом, установлено, что минимальные значения эффекта самородка необходимо применять при моделировании залежей с вторичными парагенезисами, положительно влияющими на ФЕС.

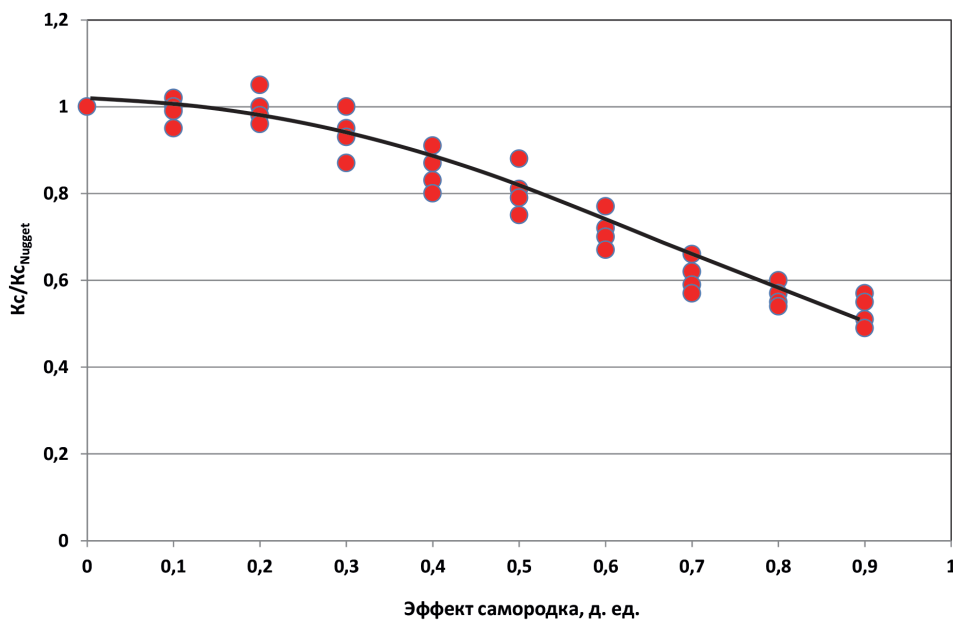


Рисунок 4. Зависимость связанности коллектора от эффекта самородка для разных типов вторичных изменений пород-коллекторов



**Выводы**

На основе реализации синтетических геологических моделей опробован новый метод оценки связанности коллектора как отношение дебита через весь объем модели к опорному дебиту. Показано влияние разных типов вторичных изменений на показатели коэффициента связанности коллектора. Наличие вторичных парагенезисов обуславливает разные показатели коэффициента связанности в первую очередь из-за разного влияния этих изменений на ФЕС коллектора. Помимо этого, определяющими параметрами являются эф-

фект самородка и порядок взаимного расположения ячеек друг относительно друга в объеме моделируемого резервуара. Ранги вариограмм в статистически стационарной геологической модели, напротив, не оказывают значительного влияния на гидродинамическую неоднородность. Поэтому для создания качественных геологических моделей необходимо учитывать геологические неоднородности, оказывающие существенное влияние на структуру порового пространства резервуара.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Поднебесных А.В., Кузнецов С.В., Овчинников В.П. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов на территории Западно-Сибирской плиты // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2015. № 2. С. 26–30. DOI: 10.31660/0445-0108-2015-2-26-30.

2. Поднебесных А.В., Овчинников В.П. Проблемы диагностики цеолитов и влияние их наличия на разработку продуктивных отложений Мессояхской группы месторождений // Известия Томского политехнического университета. 2014. Т. 324. № 1. С. 137–145.

3. Парначев С.В., Жуковская Е.А., Кравченко Г.Г., Поднебесных А.В., Михальченко Д.С., Сизиков И.А. Фациально-ориентированные геологические модели как фактор снижения неопределенностей геологического строения нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2011. № 3. С. 26–30.

4. Поднебесных А.В., Овчинников В.П. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Вестник Томского государственного университета. 2015. № 400. С. 393–403. DOI: 10.17223/15617793/400/60.

5. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Ахлестина Е.Ф. Минеральные ассоциации продуктов гидротермального изменения — ключ к пониманию возникновения зон разуплотнения и фазовой зональности углеводородов (на примере Западной Сибири) // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: науки о земле. 2008. Т. 8. Вып. 1. С. 42–50.

6. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Колотухин А.Т., Мухин В.М., Гордина Р.И. Об участии рассолов в гидротермальной альбитизации, сопровождающей формирование продуктивных коллекторов чехла (Западная Сибирь) // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: науки о земле. 2013. Т. 13. Вып. 2. С. 61–68.

7. Larue D.K., Hovadik J.M. Connectivity of Channelized Reservoirs: a Modelling Approach // Petroleum Geoscience. 2006. Vol. 12. P. 291–308. DOI: 10.1144/1354-079306-699.

8. Salomao M.C. Analysis of Flow in Spatially Correlated Systems by Applying the Percolation Theory // Latin American and Caribbean Petroleum Engineering: Materials SPE Conference. Rio de Janeiro, Brazil. 1997. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-39039-MS> (дата обращения: 25.11.2019). DOI: 10.2118/39039-MS.

9. Kaviani D., Valko P., Jensen J. Application of the Multiwell Productivity Index-Based Method to Evaluate Interwell Connectivity // Improved Oil Recovery: Materials SPE Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA. 2010. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-129965-MS> (дата обращения: 27.11.2019). DOI: 10.2118/129965-MS.

10. Tian C., Horne R.N. Inferring Interwell Connectivity Using Production Data // Annual Technical Conference and Exhibition: Materials SPE. Dubai, UAE. 2016. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181556-MS> (дата обращения: 28.11.2019). DOI: 10.2118/181556-MS.

11. Alabert F.G., Modot V. Stochastic Models of Reservoir Heterogeneity: Impact on Connectivity and Average Permeabilities // Annual Technical Conference and Exhibition: Materials SPE. Washington DC, USA. 1992. P. 355–370. DOI: 10.2118/24893-MS.

12. Budding M.C., Paardekam A.H.M., Van Rossem S.J. 3D Connectivity and Architecture in Sandstone Reservoirs // Petroleum Engineering: Materials SPE International Meeting. Beijing, China. 1992. P. 131–139. DOI: 10.2118/22342-MS.

13. Дойч К.В. Геостатистическое моделирование коллекторов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. 400 с.

**REFERENCES**

1. Podnebesnykh A.V., Kuznetsov S.V., Ovchinnikov V.P. Osnovnye tipy vtorichnykh izmenenii porod-kollektorov na territorii Zapadno-Sibirskoi plity [The Basic Types of Secondary Changes in Reservoir Rocks in the Territory of the West Siberia Plate]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz — The Journal «Oil and Gas Studies»*, 2015, No. 2, pp. 26–30. DOI: 10.31660/0445-0108-2015-2-26-30. [in Russian].

2. Podnebesnykh A.V., Ovchinnikov V.P. Problemy diagnostiki tseolitov i vliyanie ikh nalichiya na razrabotku produktivnykh otlozhenii Messoyakhskoi gruppy mestorozhdenii [The Problems of Zeolites Detection and their Influence on Development of the Productive Reservoirs in the Messoyakha Group of Fields]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta — Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, Vol. 324, No. 1, pp. 137–145. [in Russian].

3. Parnachev S.V., Zhukovskaya E.A., Kravchenko G.G., Podnebesnykh A.V., Mikhail'chenko D.S., Sizikov I.A. Fatsial'no-orientirovannye geologicheskie modeli

как фактор снижения неопределенности геологического строения нефтяных месторождений Западной Сибири [Sedimentologically-Based Geomodeling Approach: Reducing Geological Uncertainties for Oilfields in Western Siberia]. *Нефтяное хозяйство — Oil Industry*, 2011, No. 3, pp. 26–30. [in Russian].

4. Podnebesnykh A.V., Ovchinnikov V.P. Osnovnye tipy vtorichnykh izmenenii porod-kollektorov osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoi plity [The Main Types of Secondary Alteration of Rocks of the Sedimentary Cover of the West Siberian Plate]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta — Tomsk State University Journal*, 2015, No. 400, pp. 393–403. DOI: 10.17223/15617793/400/60. [in Russian].

5. Korobov A.D., Korobova L.A., Akhlestina E.F. Mineral'nye assotsiatsii produktov gidrotermal'nogo izmeneniya — klyuch k ponimaniyu vozniknoveniya zon razuplotneniya i fazovoi zonal'nosti uglevodorodov (na primere Zapadnoi Sibiri) [Mineral Association of Products of Hydrothermal Changing — Key to the Understanding of Origin of Loose Zones and Phase Zonation of Hydrocarbons (on the Example of West Siberia)]. *Izvestiya Saratovskogo universiteta. Novaya seriya. Seriya: nauki o zemle — Izvestiya of Saratov University. New Series. Series: Earth Sciences*, 2008, Vol. 8, Issue 1, pp. 42–50. [in Russian].

6. Korobov A.D., Korobova L.A., Kolotukhin A.T., Mukhin V.M., Gordina R.I. Ob uchastii rassolov v gidrotermal'noi al'bitizatsii, soprovozhdayushchei formirovanie produktivnykh kollektorov chekhla (Zapadnaya Sibir') [Brine Contribution to Hydrothermal Albitization Concomitant to Productive Reservoir Formation within the Cover (West Siberia)]. *Izvestiya Saratovskogo universiteta. Novaya seriya. Seriya: nauki o zemle — Izvestiya of Saratov University. New Series. Series: Earth Sciences*, 2013, Vol. 13, Issue 2, pp. 61–68. [in Russian].

7. Larue D.K., Hovadik J.M. Connectivity of Channelized Reservoirs: a Modelling Approach. *Petroleum*

*Geoscience*, 2006, Vol. 12, pp. 291–308. DOI: 10.1144/1354-079306-699.

8. Salomao M.C. Analysis of Flow in Spatially Correlated Systems by Applying the Percolation Theory. *Materials SPE Conference «Latin American and Caribbean Petroleum Engineering»*. Rio de Janeiro, Brazil, 1997. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-39039-MS> (accessed 25.11.2019). DOI: 10.2118/39039-MS.

9. Kaviani D., Valko P., Jensen J. Application of the Multiwell Productivity Index-Based Method to Evaluate Interwell Connectivity. *Materials SPE Symposium «Improved Oil Recovery»*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2010. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-129965-MS> (accessed 27.11.2019). DOI: 10.2118/129965-MS.

10. Tian C., Horne R.N. Inferring Interwell Connectivity Using Production Data. *Materials SPE «Annual Technical Conference and Exhibition»*. Dubai, UAE, 2016. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-181556-MS> (accessed 28.11.2019). DOI: 10.2118/181556-MS.

11. Alabert F.G., Modot V. Stochastic Models of Reservoir Heterogeneity: Impact on Connectivity and Average Permeabilities. *Materials SPE «Annual Technical Conference and Exhibition»*. Washington DC, USA, 1992, pp. 355–370. DOI: 10.2118/24893-MS.

12. Budding M.C., Paardekam A.H.M., Van Rossem S.J. 3D Connectivity and Architecture in Sandstone Reservoirs. *Materials SPE International Meeting «Petroleum Engineering»*. Beijing, China, 1992, pp. 131–139. DOI: 10.2118/22342-MS.

13. Doich K.V. Geostatisticheskoe modelirovanie kollektorov [Geostatistical Modeling of Reservoirs]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2011. 400 p. [in Russian].

## ABOUT THE AUTHOR

### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

**Поднебесных Александр Владимирович**, канд. геол.-минерал. наук, технический эксперт ООО «Роксар сервисиз», г. Тюмень, Российская Федерация

**Aleksandr V. Podnebesnykh**, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Technical Expert, Roxar Services Ltd., Tyumen, Russian Federation

e-mail: PodnebesnykhAV@mail.ru