

## **ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ АНИЗОТРОПИИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ ГЕОМАТЕРИАЛОВ**

*Лариса Алексеевна Назарова*

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории горной информатики, (383)205-30-30 доп. 337, e-mail: larisa.a.nazarova@mail.ru

*Галина Владимировна Нестерова*

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, к.т.н., старший научный сотрудник лаборатории электромагнитных полей, тел. +79138928751, email: NesterovaGV@ipgg.sbras.ru

*Леонид Анатольевич Назаров*

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, Красный пр. 54, д.ф.-м.н., заведующий лабораторией горной информатики, тел. (383)2053030 доп. 337, email: mining1957@mail.ru

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов зависят не только от петрофизических характеристик пласта, но и от действующих в массиве горных пород напряжений. Перераспределение последних при бурении обуславливает возникновение анизотропии проницаемости в прискважинной зоне, которая влияет не только на расходные характеристики скважин, но и на процесс проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Это должно учитываться при построении геомеханико-электродинамической модели околоскважинного пространства. Представлены результаты фильтрационных испытаний регулярно-неоднородных цилиндрических образцов из искусственного геоматериала и предложен метод синтеза зависимости эффективной проницаемости от полярного угла на основе решение коэффицентной обратной задачи. Полученные зависимости дополнили базу данных коллекторских свойств горных пород, используемую для инверсии ГИС данных при количественной оценке ФЕС, пример которой представлен в настоящей статье.

**Ключевые слова:** породный массив, фильтрационно-емкостные свойства, анизотропия проницаемости, численное моделирование, обратная задача

## **THEORETICAL AND EXPERIMENTAL STUDY OF POROPERM PROPERTIES ANISOTROPY USING ARTIFICIAL GEOMATERIALS**

*Larisa A. Nazarova*

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch of RAS 630091, Novosibirsk, 54 Krasny Prospekt, DSc, principal researcher of Mining Informatics Laboratory, phone (383) 2053030, add. 337, e-mail: larisa.a.nazarova@mail.ru

*Galina V. Nesterova*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian branch of Russian Academy of Science, 630090, Novosibirsk, 3, Prospekt Koptyuga, PhD, senior researcher of Laboratory of Electromagnetic Fields, tel. (383)3304953, email: NesterovaGV@ipgg.nsc.ru

*Leonid A. Nazarov*

Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch of RAS, 630091, Novosibirsk, 54, Krasny Prospekt, DSc, Head of Mining Informatics Laboratory, phone (383)2053030 add. 337, email: mining1957@mail.ru

**Keywords:** rock mass, poroperm properties, permeability anisotropy, numerical simulation, inverse problem

Заблаговременная дегазация подготавливаемых к отработке участков угольных пластов, проектирование систем утилизации шахтного метана, выделение продуктивных интервалов и определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород по ГИС данным – вот далеко не полный перечень практических задач, для решения которых необходима разработка и верификация мультифизических моделей [1-9]. Такие модели, помимо законов сохранения и уравнений состояния, включают эмпирические соотношения между параметрами возникающих в околоскважинном пространстве физических полей: петрофизические формулы электропроводности гетерогенной среды, связь фазовой проницаемости с концентрацией флюидов, зависимость ФЕС пород-коллекторов от напряжения. Это обстоятельство, а также различие горизонтальных компонент внешнего поля напряжений и вносимые бурением возмущения последнего обуславливают возникновение анизотропии проницаемости околоскважинного пространства. Ранее при моделировании геомеханических и электрогидродинамических процессов с целью определения ФЕС по результатам геофизического исследования скважин использовались одномерные осесимметричные модели, в которых применялись зависимости ФЕС от напряжения, полученные при исследовании изотропных сред [10-15]. Для инверсии данных ГИС в случае природной или техногенной (вызванной изменением напряжений) анизотропии проницаемости разработаны и численно реализованы модели [4, 16-18], позволяющие описывать 2D и 3D массообменные процессы в окрестности скважины, разбуриваемой на репрессии (рис. 1).

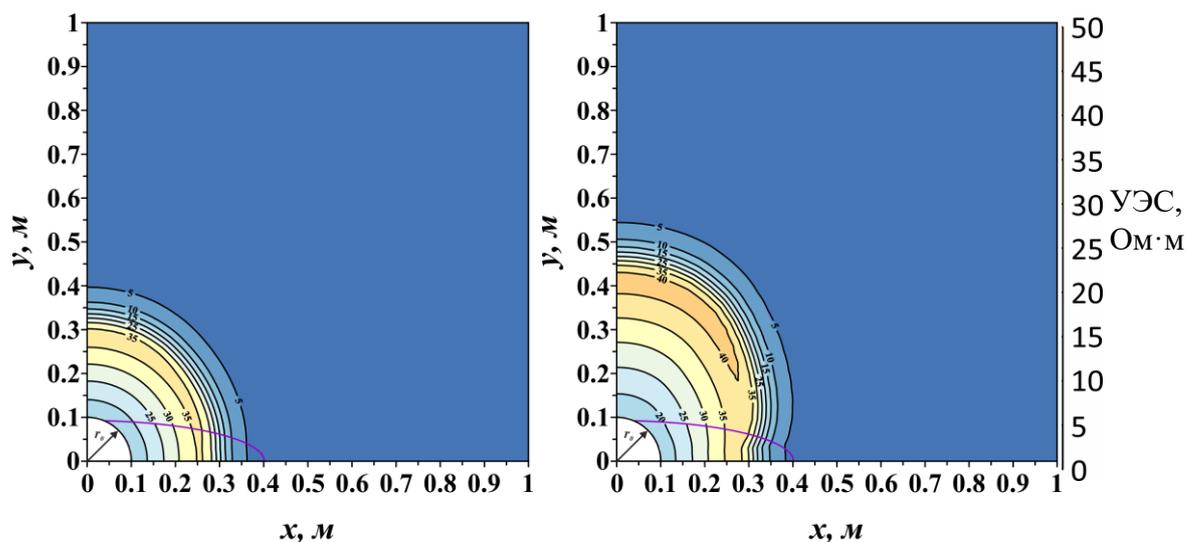


Рис. 1. Распределение удельного электрического сопротивления пласта (УЭС) при слабой (слева) и сильной (справа) азимутальной анизотропии пласта

Для параметрического обеспечения таких моделей и апробации метода синтеза обобщенных зависимостей, описывающих анизотропию ФЕС, возникающую в окрестности вертикальной скважины, пробуренной в пласте при неравнокомпонентном поле внешних горизонтальных напряжений, были проведены эксперименты на искусственных цилиндрических образцах (высота  $H=110$  мм, внешний и внутренний радиусы  $R=75$  мм и  $a=4$  мм). Части образца одинаковой формы (секторы с углом раствора  $2\beta = 60^\circ$ ), но с разными проницаемостями ( $k_0$ ,  $k_1$  и  $k_2$ ) изготавливались из калиброванного песка трех фракций размером 0.5, 1 и 1.5 мм (рис. 2) по технологии, описанной в [19].

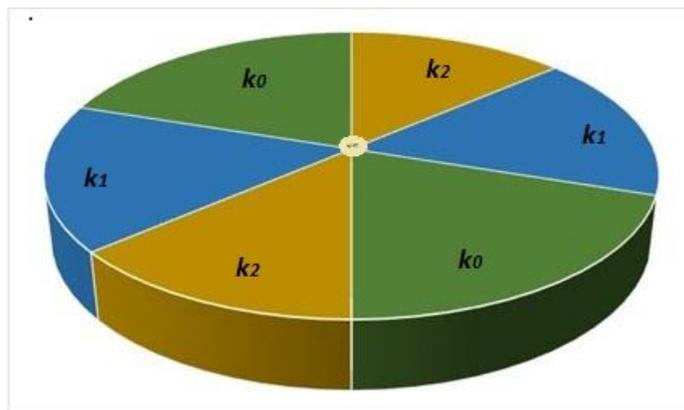


Рис. 2. Структура образца из искусственного геоматериала

Через центральное отверстие образца нагнетался воздух с постоянным давлением  $p_m$ , а на различных сегментах боковой поверхности образца, положение которых определялось углом  $\varphi_n$ , в стационарном режиме регистрировался расход  $Q_{mn}$  с относительной точностью 2%. Для решения обратной задачи «определение зависимости проницаемости от полярного угла по измеренным  $Q_{mn}$ » рассматривается система, описывающая стационарное распределение гидродинамических полей в образце [20]:

$$\text{уравнение неразрывности} \quad \text{div}(\rho \vec{V}) = 0; \quad (1)$$

$$\text{закон Дарси} \quad \vec{V} = -K \text{grad } p / \eta \quad (2)$$

$$\text{и уравнение состояния} \quad p = p_0 \rho / \rho_0, \quad (3)$$

где проницаемость  $K$  является кусочно-постоянной функцией от полярного угла  $K(\theta) = k_i$  при  $\theta \in [\pi i/3, \pi(1+i)/3] \cup [\pi(3+i)/3, \pi(4+i)/3]$  ( $i = 0, 1, 2$ ),  $p$  – давление,  $\rho$  и  $\eta$  – плотность и вязкость газа,  $\rho_0$  – плотность газа при атмосферном давлении  $p_0$ ,  $\vec{V}(r, \theta)$  – скорость фильтрации. Для системы (1)–(3) формулируются следующие граничные условия:

$$p(a, \theta) = p_m, \quad p(R, \theta) = p_a \quad \text{при } |\theta - \varphi_n| \leq \beta \quad \text{и} \quad p_{,r}(R, \theta) = 0 \quad \text{при } |\theta - \varphi_n| \geq \beta.$$

Расход газа через сектор на боковой поверхности, вычисляется по формуле

$$Q = HR \int_{\varphi_n - \beta}^{\varphi_n + \beta} V_r(R, \theta) d\theta,$$

где радиальная скорость  $V_r$  находится из (2).

Представим зависимость эффективной проницаемости  $K$  от полярного угла  $\theta$  в виде  $K(\theta) = A + (B - A)\theta/\pi$  ( $0 \leq \theta \leq \pi$ ) и введем целевую функцию:

$$\Psi(A, B) = \sum_{m=1}^5 \sum_{n=1}^3 [Q(A, B, p_m, \varphi_n) - Q_{mn}]^2,$$

минимум которой дает искомые значения  $A \approx 22$  мД и  $B \approx 38$  мД. Найденная по измеренным в эксперименте расходам  $Q_{mn}$  эмпирическая зависимость  $K(\theta)$  хорошо согласуется со значениями проницаемостей  $k_0=24$  мД,  $k_1=29$  мД и  $k_2=34$  мД сегментов (рис. 2), определенными стандартным методом [21].

Получаемые по предложенной методике функции  $K = K(\theta)$ , предназначены для верификации двумерных анизотропных моделей массообменных процессов и встроены в базу данных системы построения цифровых двойников нефтяных коллекторов АТЛАС МФМ [22,23]. Рисунок 3 демонстрирует результаты расчетов по одной из таких моделей – радиальное распределение электрогидродинамических параметров в ортогональных направлениях (синяя линия  $\theta = 0$ , красная –  $\theta = \pi/2$ ).

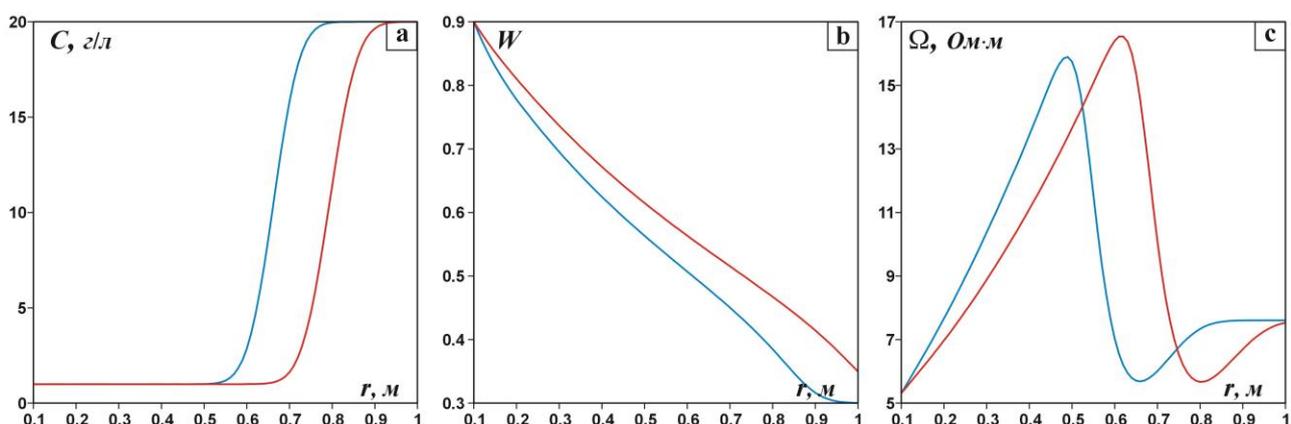


Рис. 3. Полученные в системе АТЛАС МФМ распределения: минерализации  $C$  (а); водонасыщенности  $W$  (б); УЭС  $\Omega$  (с).

**Заключение.** Предложенный метод экспериментального исследования процессов массопереноса с использованием регулярно-неоднородных цилиндрических образцов с центральным отверстием позволяет синтезировать эмпирические зависимости эффективной проницаемости, описывающие анизотропию фильтрационных свойств геоматериалов и горных пород, которая возникает в окрестности скважин при бурении. Изменение геомеханических полей в прискважинной зоне обуславливает возникновение азимутальной неоднородности проницаемости, что отражается в сигналах каротажных зондов и должно учитываться при интерпретации данных ГИС для повышения точности оценки параметров пласта и добычных характеристик скважины.

*Исследование выполнено при частичной финансовой поддержке РФФИ (проект № 19-05-00689), проектов ФНИ № АААА-А17-117122090002-5 и ФНИ № 0331-2019-0015.*

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Seidle J. Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering. PennWell Books, 2011. 470 p.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазо-насыщения горных пород. М.: Недра, 1985. 310 с.
3. Lyons W., Plisga G. Lorenz M. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (3rd edition), Gulf Professional Publishing, 2015. 1822 p.
4. Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55 (5-6). – С. 978-990.
5. Назарова Л.А., Голиков Н.А., Скулкин А.А., Назаров Л.А. Экспериментальное исследование фильтрационных свойств геоматериалов в неоднородном поле напряжений // ФТПРПИ. – 2020. – № 5. – С. 33-40.
6. Jalali M.R., Dusseault M.R. Coupling geomechanics and transport in naturally fractured reservoirs // Int. J. Min & Geo-Eng. (IJMGE). – 2012. – V. 46. – No. 1. – P. 1-26.
7. Alpak F.O. Robust Fully-coupled multiphase flow and geomechanics simulation // SPE Journal. – 2015. – V. 20. – P. 1366-1383.
8. Doster F., Nordbotten J. M. Full pressure coupling for geo-mechanical multi-phase multi-component flow simulations // SPE RS Symposium – Texas, 2015. – P. MS1–MS12.
9. Garcia A.P., Heidari Z. A new multiphysics method for simultaneous assessment of permeability and saturation-dependent capillary pressure in hydrocarbon-bearing rocks // SPE Journal. – 2021. – V. 26. – No 1. – P. 155-171. – Paper Number: SPE-195468-PA.
10. Dobrynin V.M. Effect of overburden pressure on some properties of sandstones // SPE journal. – 1962. – No 12. – С. 360-366.
11. Holt R.M. Permeability reduction induced by a non hydrostatic stress field // Formation Evaluation: SPE. – 1990. – 12. – P. 444-448.
12. Ghabezloo S., Sulem J., Guedon S., Martineau F. Effective stress law for the permeability of a limestone // Int. J. of Rock Mechanics and Mining Science. – 2009. – V. 46. – P. 297–306.
13. Xie S.Y., Shao J.F. Experimental study on permeability of a porous limestone under compressive stress // 48th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium. Minneapolis: ARMA. 2014. P. 1-7.
14. Григорьев Б.В., Шубин А.А. Влияние изменения эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов // Вестник Тюменского гос. университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т.1. – № 2. – 15-21.
15. Jia C., Xu W., Wang H., Wang R., Yu J. Stress dependent permeability and porosity of low-permeability rock // Journal of Central South University. – 2017. – V. 24. – No 10. – P. 2396-2405.
16. GENM2D: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ // № 2018613634, заявка № 2017663592 от 26.12.2017, зарегистрировано 21.03.2018, RU.
17. Назарова Л.А., Назаров Л.А. Эволюция напряжений и проницаемости трещиновато-пористого породного массива в окрестности добычной скважины // ФТПРПИ. – 2016. – № 3. – С. 11-19.
18. Назарова Л.А., Назаров Л.А. Геомеханические и гидродинамические поля в продуктивном пласте в окрестности скважины с учетом зависимости фильтрационных свойств пород от эффективных напряжений // ФТПРПИ. – 2018. – № 4. – С. 11-20.
19. Назарова Л.А., Назаров Л.А., Голиков Н.А., Скулкин А.А. Зависимость проницаемости геоматериалов от напряжений по данным лабораторных экспериментов на цилиндрических образцах с центральным отверстием // ФТПРПИ. – 2019. – № 5. – С. 18-25.
20. Кочин Н.Е., Кибель И.А., Розе Н.В. Теоретическая гидромеханика. Ч. 1. 1963. 583 с.

21. ГОСТ 26450.2–85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.
22. ATLAS\_GEHM: Свидетельство о государственной регистрации базы данных // № 2018620241, заявка № 2017621566/69 от 26.12.2017, зарегистрировано 09.02.2018, RU.
23. Соболев А.Ю., Нестерова Г.В., Черняк Н.М., Ельцов И.Н. Организация коллекции цифровых двойников нефтегазонасыщенных коллекторов АТЛАС МФМ // Распределенные информационно-вычислительные ресурсы. Цифровые двойники и большие данные (DICR-2019): Труды XVII междунар. конф. (г. Новосибирск, 3-6 декабря 2019 г.). – Новосибирск: ИВТ СО РАН, 2019. – С. 17-21.

## REFERENCES

1. Seidle J. Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering. PennWell Books, 2011. 470 p.
2. Dahnov V.N. Geofizicheskie metody opredeleniya kollektorskih svoystv i neftegazonasyshcheniya gornyh porod. M.: Nedra, 1985. 310 s.
3. Lyons W., Plisga G. Lorenz M. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (3rd edition), Gulf Professional Publishing, 2015. 1822 p.
4. Yeltsov I.N., Nazarova L.A., Nazarov L.A., Nesterova G.V., Sobolev A.Y., Epov M.I. Geomechanics and fluid flow effects on electric well logs: Multiphysics modeling // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 775-783.
5. Nazarova L.A., Golikov N.A., Skulkin A.A., Nazarov L.A. Experimental investigation of poroperm properties of geomaterials in nonuniform stress field // J. of Mining Science. – 2020. – V. 56. – P. 706-712.
6. Jalali M.R., Dusseault M.R. Coupling geomechanics and transport in naturally fractured reservoirs // Int. J. Min & Geo-Eng. (IJMGE). – 2012. – V. 46. – No. 1. – P. 1-26.
7. Alpak F.O. Robust Fully-coupled multiphase flow and geomechanics simulation // SPE Journal. – 2015. – V. 20. – P. 1366-1383.
8. Doster F., Nordbotten J.M. Full pressure coupling for geo-mechanical multi-phase multi-component flow simulations // SPE RS Symposium – Texas, 2015. – P. MS1–MS12.
9. Garcia A.P., Heidari Z. A new multiphysics method for simultaneous assessment of permeability and saturation-dependent capillary pressure in hydrocarbon-bearing rocks // SPE Journal. – 2021. – V. 26. – No 1. – P. 155-171. – Paper Number: SPE-195468-PA.
10. Dobrynin V.M. Effect of overburden pressure on some properties of sandstones // SPE journal. – 1962. – No 12. – С. 360-366.
11. Holt R.M. Permeability reduction induced by a nonhydrostatic stress field // Formation Evaluation: SPE. – 1990. – No 12. – P. 444-448.
12. Ghabezloo S., Sulem J., Guedon S., Martineau F. Effective stress law for the permeability of a limestone // Int. J. of Rock Mechanics and Mining Science. – 2009. – V. 46. – P. 297–306.
13. Xie S.Y., Shao J.F. Experimental study on permeability of a porous limestone under compressive stress // 48th US Rock Mechanics Geomechanics Symposium. – Minneapolis: ARMA. – 2014. – 7 P.
14. Grigor'ev B.V., Shubin A.A. Vliyanie izmeneniya effektivnogo davleniya na fil'tracionno-emkostnye svoystva porod-kollektorov // Vestnik Tyumenskogo gos.universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika. – 2015. – Т. 1. – № 2. – С.15-21.
15. Jia C., Xu W., Wang H., Wang R., Yu J. Stress dependent permeability and porosity of low-permeability rock // Journal of Central South University. – 2017. – V. 24. – No 10. – P. 2396-2405.
16. GEHM2D: Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii programmy dlya EVM // № 2018613634, заявка № 2017663592 от 26.12.2017, зарегистрировано 21.03.2018, RU.
17. Nazarova L.A., Nazarov L.A. Evolution of stresses and permeability of fractured-and-porous rock mass around a production well // Journal of Mining Science. – 2016. – V. 52. – No 3. – P. 424-431.

18. Nazarova L.A., Nazarov L.A. Geomechanical and hydrodynamic fields in producing formation in the vicinity of well with regard to rock mass permeability-effective stress relationship // Journal of Mining Science. – 2018. – V. 54. – No 4. – P. 541–549.
19. Nazarova L.A., Nazarov L.A., Skulkin A.A., Golikov N.A. Stress-permeability dependence in geomaterials from laboratory testing of cylindrical specimens with central hole // Journal of Mining Science. – 2019. – T. 55. – № 5. – C. 708-714.
20. Kochin N.E., Kibel' I.A., Roze N.V. Teoreticheskaya gidromekhanika. V. 1. 1963. 583 s.
21. GOST 26450.2–85. Porody gornye. Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration.
22. ATLAS\_GEHM: Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii bazy dannyh // № 2018620241, zayavka № 2017621566/69 ot 26.12.2017, zaregistrirovano 09.02.2018, RU.
23. Sobolev A.Yu., Nesterova G.V., Chernyak N.M., El'cov I.N. Organizaciya kollekcii cifrovyyh dvojnikov neftegazonasyshchennyh kollektorov ATLAS MFM // Raspredelemnnyye informacionno-vychislitel'nye resursy. Cifrovyye dvojniki i bol'shie dannyye (DICR-2019): Trudy XVII mezhdunar. konf. (g. Novosibirsk, 3-6 dekabrya 2019 g.). – Novosibirsk: IVT SO RAN, 2019. – S. 17-21.

© Л. А. Назарова, Г. В. Нестерова, Л. А. Назаров, 2021