

ГЕОЛОГИЯ

УДК 553.982.2, 550.8.05

*А. В. Шурунов, П. К. Коносовский, А. В. Тудвачев***ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПОЛЕВЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ПРОНИЦАЕМОСТИ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ
УРНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛ.)**

Санкт-Петербургский государственный университет, Российская Федерация, 199034, Санкт-Петербург, Университетская наб., 7–9

Проанализированы результаты гидродинамических испытаний скважин, выполненных в ходе разведки Уренского месторождения. С использованием численных методов моделирования процессов подземной гидродинамики показана важная роль кольматации при скважинной зоне, которая при обработке результатов опробования скважин по стандартной методике Хорнера приводит к ошибочным значениям проницаемости коллектора. На практике это часто имеет место из-за невыполнения работ по гидроразрыву пласта в эксплуатационных скважинах. Библиогр. 6 назв. Ил. 3. Табл. 1

Ключевые слова: гидродинамические испытания скважин (ГДИС), проницаемость коллектора, метод Хорнера, численное моделирование ГДИС.

*A. V. Shurunov, P. K. Konosavsky, A. V. Tudvachev***INTERPRETATION OF FIELD METHODS FOR DETERMINING THE PERMEABILITY OF AN OIL RESERVOIR (URNENSKOE FIELD, TYUMEN REGION)**

Saint-Petersburg State University, 7–9, Universitetskaya nab., St. Petersburg, 199034, Russian Federation

The article analyzes the results of hydrodynamic well testing performed on Urnenskoe field during its investigation. The important role of technical factors such as the near-wellbore zone muding is shown with the use of numerical methods for modeling the processes of underground hydrodynamics shows. This leads to incorrect values of permeability in the processing of the results of well testing using standard Horner techniques. In practice, this often occurs when the backlog of fracturing in production wells. Refs 6. Figs 3. Table 1.

Keywords: hydrodynamic testing of wells (well testing), the permeability of the reservoir, the method of Horner, numerical simulation of well testing.

Проницаемость коллекторов в практике нефтегазового дела определяется лабораторным и полевым методами. Достоинством лабораторных экспериментов является возможность получения зависимостей фазовой проницаемости от насыщенности по конкретному флюиду (обычно в системе вода—нефть), недостатком — крайне малый объем образца изучаемого коллектора. В полевых экспери-

© Санкт-Петербургский государственный университет, 2016

ментах (гидродинамические испытания скважин — ГДИС) проницаемость определяется *in situ*, но для однофазного потока методика интерпретации предполагает полную насыщенность по данной фазе — нефти. В представляемой работе анализируются результаты ГДИС на Урненском месторождении Тюменской обл. в рамках стандартных подходов к обработке полевых экспериментов (базирующихся на аналитических решениях) и с привлечением численных методов (численное решение уравнений подземной гидродинамики).

В геологическом отношении разрез Урненского месторождения разделяется на два структурно-формационных этажа: доюрское складчатое образование и мезозойско-кайнозойский чехол [1]. Доюрская толща представлена метаморфизованными эффузивными породами: граниты среднезернистые с элементами катаклаза и перекристаллизации андезито-базальтовые, дацитовые и диабазовые порфириды. Доюрские образования с угловым стратиграфическим несогласием перекрываются песчано-глинистыми породами юрской системы. Урненское месторождение расположено в пределах Демьянского нефтегазоносного района, Каймысовской нефтегазоносной области. Здесь выявлен один продуктивный пласт Ю1, который приурочен к васюганской свите верхнеюрского нефтегазоносного комплекса, представленной песчаниками серыми, светло-серыми с включениями двустворок и фораминифер, аргиллитами, алевролитами и гравелитами. Пласт Ю1 является не выдержанным по площади и по разрезу. Перекрывающие отложения баженовской свиты представлены битуминозными, темно-серыми, черными аргиллитами. На соседнем Усть-Тегусском месторождении, находящемся в 5 км северо-восточнее от северной границы Урненского месторождения, пласт Ю1 является водоносным.

Стандартная методика проведения ГДИС предполагает резкое и быстрое снижение пластового давления в испытываемой скважине (дебит скважины до остановки считается постоянным) с последующим наблюдением за восстановлением давления (во времени) в этой же скважине [2]. Обработка результатов испытаний (восстановления давления) проводится по методу Хорнера [3, 4], в основу которого положена предпосылка о радиальной структуре потока вокруг испытываемой скважины, пласт — коллектор однородный (по фильтрационным свойствам), не ограниченный в плане и выдержанный в разрезе [5]. В этом случае характер изменения давления описывается следующей зависимостью [4]:

$$p_n - p = \frac{Q_0 \mu}{2\pi k h} \int_{\frac{r^2}{4\chi t}}^{\infty} \frac{e^{-U}}{2\sqrt{\chi U}} \frac{\sqrt{\chi}}{\sqrt{U}} dU = -\frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right),$$

где p_n — начальное пластовое давление; p — текущее давление (как функция времени); Q_0 — расход скважины на этапе снижения пластового давления; k — проницаемость пород; h — мощность пласта коллектора; r — радиальная координата; t — время; χ — пьезопроводность пласта; μ — вязкость флюида (нефти).

На практике для анализа этапа восстановления давления используют аппроксимацию этого решения [3], которая справедлива при $r^2/4\chi t < 0,1$ (что на скважине выполняется практически мгновенно относительно t):

$$p_c(t) = p_n - \frac{Q_0 \mu}{4\pi kh} \ln\left(\frac{t}{t-T}\right),$$

где T — длительность откачки (периода снижения давления).

Опытные точки наносят на график в координатах $\Delta p = p_n - p_c(t)$ и $\ln(t/t - T)$. Согласно вышеприведенному решению опытные точки должны ложиться на прямую линию, по уклону которой и определяется проницаемость пласта:

$$k = \frac{\mu Q}{4\pi i h},$$

где

$$i = \frac{\Delta p(t_2) - \Delta p(t_1)}{\ln\left(\frac{t_2}{t_2 - T}\right) - \ln\left(\frac{t_1}{t_1 - T}\right)}.$$

ГДИС были выполнены на двух скважинах. В скважине 45П перед испытанием не проводился гидроразрыв пласта (ГРП), в скважине 1633 — ГРП был выполнен.

Скважина 1633 оборудована на всю мощность пласта Ю1 (30 м), а скважина 45П была оборудована только на верхнюю часть пласта Ю1 (6 м). На рис. 1 приведены примеры обработки эксперимента.

Обращает на себя внимание хорошо выраженная линейная зависимость давления от логарифма приведенного времени по скв. 1633 (полученное значение проницаемости $2,7 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$) и менее представительная зависимость по скв. 45П, распадающаяся на два линейных участка, характеризующих начало и конец восстановления давления. Линейный тренд по всей совокупности данных отвечает проницаемости $3,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Для сравнения со стандартной методикой обработки ГДИС привлекалось численное моделирование геофильтрации с использованием программного комплекса TOUGH2 (модуль T2VOC) [6], которое позволяет отразить реальную изменчивость гипсометрии кровли и подошвы пласта коллектора (в зоне опробования), возможную плановую и профильную фильтрационную неоднородность и оценить, тем самым, для реальных условий конкретного месторождения допустимость ограничений, в рамках которых работают вышеприведенные аналитические решения.

Комплекс TOUGH2, предназначенный для численного моделирования многофазной фильтрации, позволяет одновременно решить нестационарную задачу фильтрации, массо- и теплопереноса в насыщенной и ненасыщенной пористой или трещиновато-пористой средах для смешивающихся и несмешивающихся жидкостей и газов с учетом плотностной конвекции. Конечно-элементный метод, который реализуется в данной программе для решения математических уравнений, позволяет задавать расчетные блоки произвольной конфигурации.

Вся модельная область была покрыта полигональной сеткой (рис. 2) со сгущением пространственной разбивки вблизи опробуемых скважин, причем блоки, аппроксимирующие сами скважины, имели размеры, сопоставимые с диаметром этих скважин. В разрезе пласт Ю1 был представлен двумя расчетными слоями для корректного отражения конструкции скв. 45П (а также согласно данным лабораторных испытаний на керне). Кровля и подошва этих слоев отстраивались в соот-

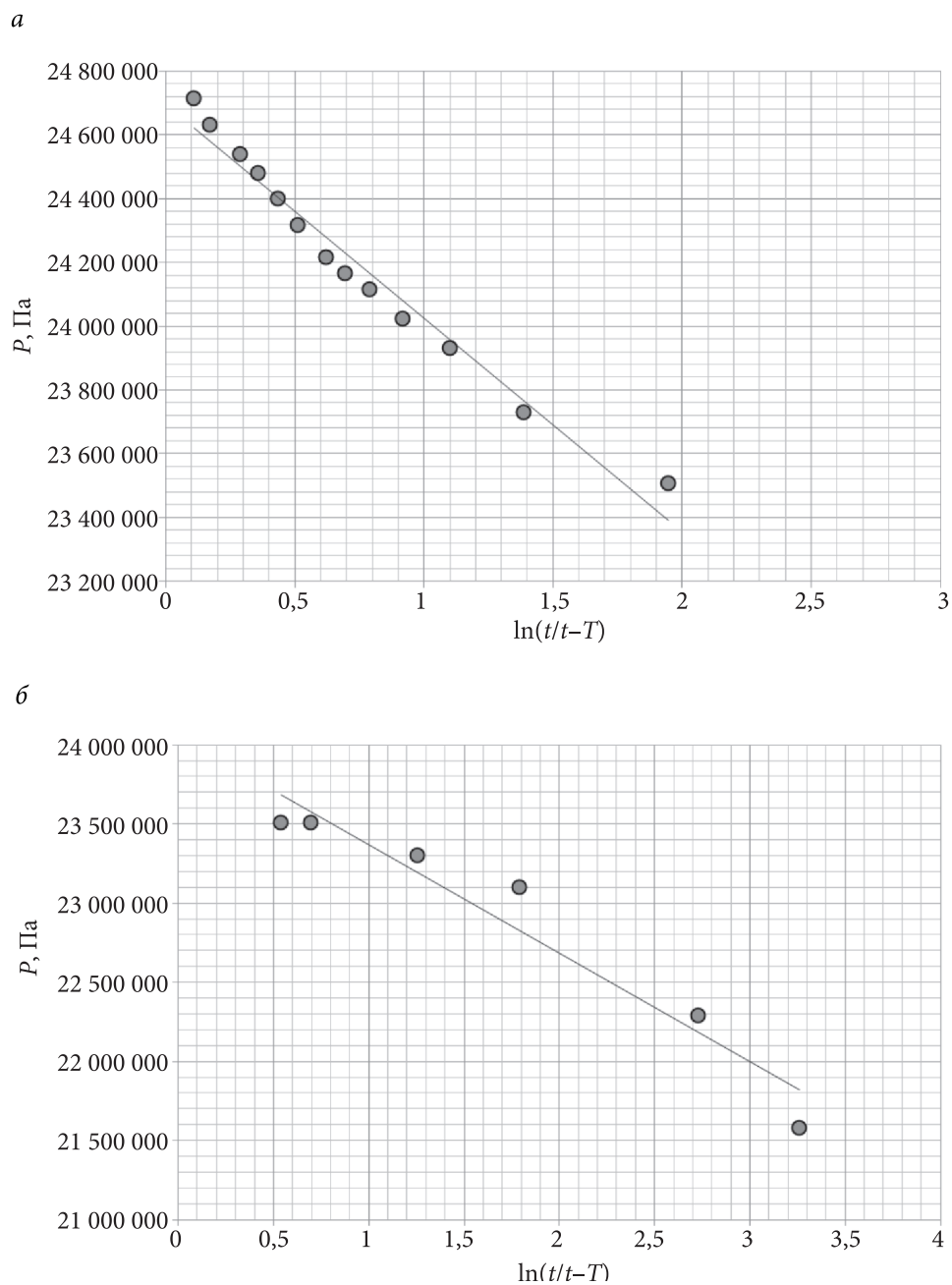


Рис. 1. Кривые восстановления давления: *а* — скв. 1633; *б* — скв. 45П

ветствии с реальной геометрией коллектора по совокупности разведочных и эксплуатационных скважин месторождения. В программе также задавались реальные характеристики флюида (нефти).

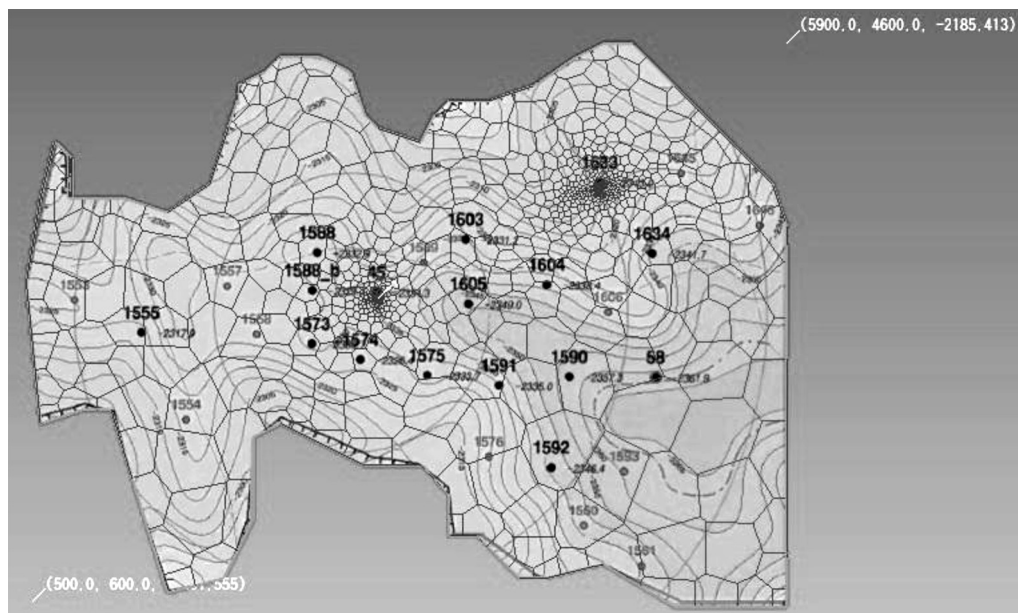


Рис. 2. Пространственная разбивка модельной области

Работа с численной моделью заключалась в подборе проницаемостей расчетных слоев пласта Ю1 таким образом, чтобы получить наиболее удовлетворительное совпадение фактических данных полевых экспериментов с расчетными на модели. По скв. 1633 такое удовлетворительное совпадение (рис. 3, а) получилось при следующих значениях проницаемости: 1 слой — $1 \cdot 10^{-14}$, 2 слой — $8 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, средневзвешенное значение для всего пласта Ю1 — $3,3 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$. По скв. 45П не удалось получить удовлетворительного совпадения фактических и расчетных данных в широком спектре изменения проницаемостей и только введение пониженной проницаемости в прискважинной зоне до $1,7 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$ (фактически — «скин-эффекта») позволило удовлетворительно описать реальную динамику полевого эксперимента (рис. 3, б). Проницаемость верхней части коллектора (1-й расчетный слой модели) соответствует $1 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$.

В таблице сведены данные обработки по методике Хорнера, численному моделированию и лабораторным испытаниям на керне.

Результаты определения проницаемости, полученные путем исследования керна, гидродинамических испытаний и моделирования

Толща	Результаты определения проницаемости				
	По керну (среднее), 10^{-15} м^2	ГДИ на скв. 45, 10^{-15} м^2	ГДИ на скв. 1633, 10^{-15} м^2	Моделирование на скв. 45П, 10^{-15} м^2	Моделирование на скв. 1633, 10^{-15} м^2
Ю1-1	20	3,4	—	10	10
Ю1-2	200	—	—	—	80
Среднее	80	—	27	—	33

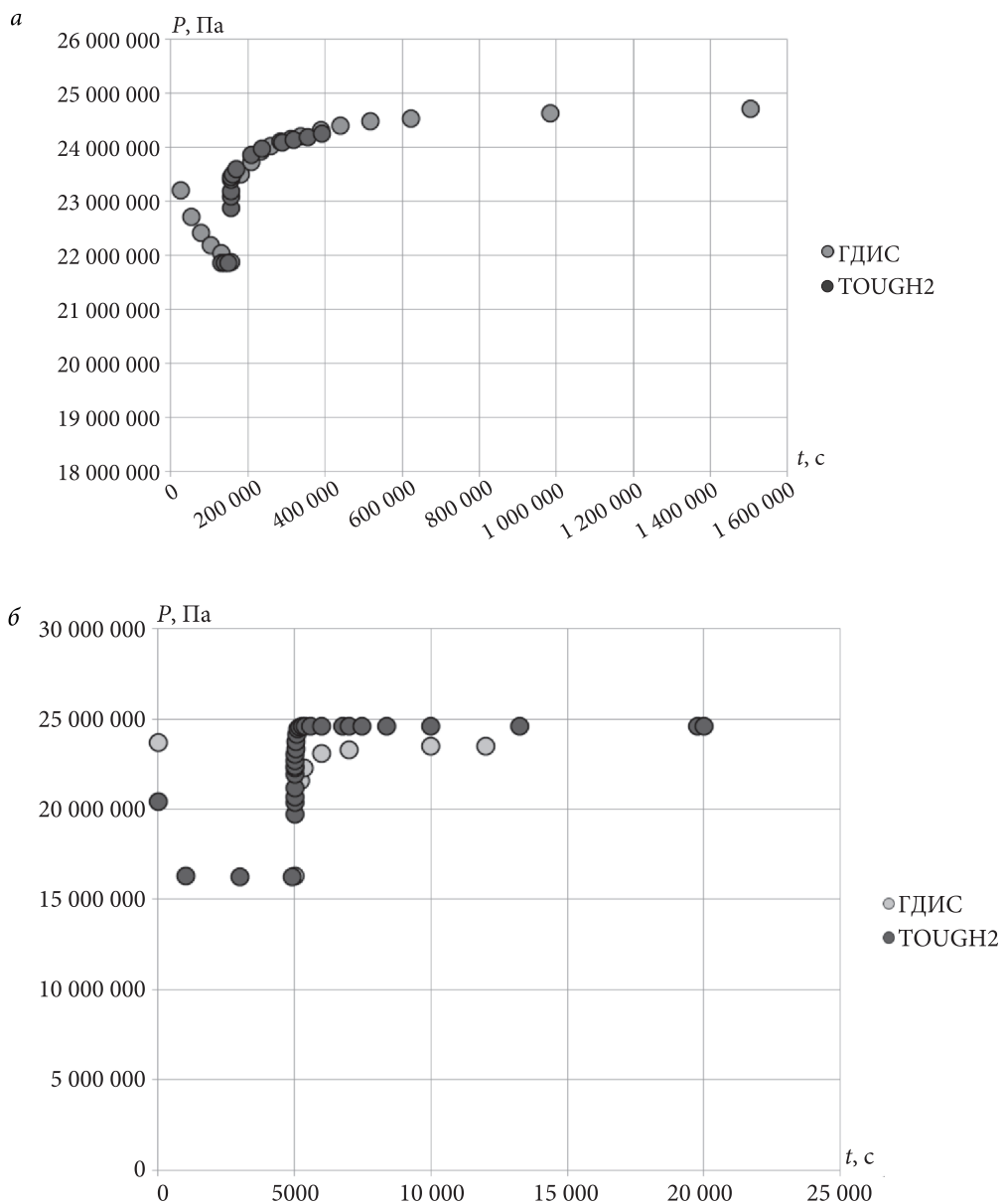


Рис. 3. Результаты моделирования: а — скв. 1633; б — скв. 45П

Полученные результаты на численной модели хорошо согласуются с данными керновых исследований и результатами обработки гидродинамических испытаний методом Хорнера на скважине, где был проведен гидроразрыв пласта (скв. 1633). Но методика Хорнера в скважине без гидроразрыва пласта (скв. 45П) дает некорректные результаты, а именно — занижает значение проницаемости. Роль изменчивости гипсометрии кровли и подошвы пласта Ю1 в данном конкретном случае играет подчиненную роль.

Литература

1. Елкин Е. А., Краснов В. И., Бахарев Н. К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. 163 с.
2. Хисамов Р. С., Сулейманов Э. Н., Фархуллин Р. Г. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. М.: ВНИИОЭНГ, 1999. 226 с.
3. Horner D. R. Pressure build-up in wells // *Proceedings of the Third World Petroleum Congress*. The Hague, 1951. Section II. P. 503–521.
4. Theis C. V. The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using groundwater storage // *Trans. Amer. Geophys. Union*. 1935. Vol. 16. P. 519–524.
5. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. 397 с.
6. Tianfu Xu, Eric Sonnenthal, Nicolas Spycher, Guoxiang Zhang, Liange Zheng, Karsten Pruess. 2009. TOUGHREACT VERSION 2.0 Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, September 14–16, PROCEEDINGS, TOUGH Symposium 2009.

Для цитирования: Шурунов А. В., Коносовский П. К., Тудвачев А. В. Интерпретация полевых методов определения проницаемости нефтяных коллекторов на примере Уренского месторождения (Тюменская обл.) // *Вестн. С.-Петерб. ун-та. Сер. 7. Геология. География*. 2016. Вып. 2. С. 4–10. DOI: 10.21638/11701/spbu07.2016.201

References

1. Elkin E. A., Krasnov V. I., Baharev N. K. et al. *Stratigrafiia neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Paleozoi Zapadnoi Sibiri* [Stratigraphy of the oil and gas basins of Siberia. Paleozoic Western Siberia]. Novosibirsk, Publishing House of the Russian Academy of Sciences, Branch of “Marketing”, 2001. 163 p. (In Russian)
2. Khisamov R. S., Suleymanov E. N., Farhullin R. G. et al. *Gidrodinamicheskie issledovaniia skvazhin i metody obrabotki rezul'tatov izmerenii* [Hydrodynamic studies of wells and methods of processing the measurements results]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1999, 226 p. (In Russian)
3. Horner D. R. Pressure build-up in wells. *Proceedings of the Third World Petroleum Congress*, 1951, The Hague, Section II, pp. 503–521.
4. Theis C. V. The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using groundwater storage. *Trans. Amer. Geophys. Union*, 1935, vol. 16, pp. 519–524.
5. Charny I. A. *Podzemnaia gidrogazodinamika* [The underground fluid dynamics]. Moscow, Gostop-tekhnizdat, 1963. 397 p. (In Russian)
6. Tianfu Xu, Eric Sonnenthal, Nicolas Spycher, Guoxiang Zhang, Liange Zheng, Karsten Pruess. 2009. TOUGHREACT VERSION 2.0 Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, September 14–16, PROCEEDINGS, TOUGH Symposium 2009.

For citation: Shurunov A. V., Konosavsky P. K., Tudvachev A. V. Interpretation of field methods for determining the permeability of an oil reservoir (Urnenskoe field, Tyumen region). *Vestnik of Saint-Petersburg University. Series 7. Geology. Geography*, 2016, issue 2, pp. 4–10. DOI: 10.21638/11701/spbu07.2016.201

Статья поступила в редакцию 10 февраля 2016 г.

Контактная информация

Шурунов Андрей Владимирович — магистрант; st014918@student.spbu.ru

Коносовский Павел Константинович — кандидат геолого-минералогических наук, доцент; p.konosavskii@spbu.ru

Тудвачев Алексей Викторович — инженер; tudvachev@dhspsb.ru

Shurunov Andrey Vladimirovich — master; st014918@student.spbu.ru

Konosavskiy Pavel Konstantinovich — PhD, Associate Professor; p.konosavskii@spbu.ru

Tudvachev Aleksey Viktorovich — engineer; tudvachev@dhspsb.ru