

УДК 552.54.086:552.578.061.4

Еременко Н.М., Муравьева Ю.А.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ РЕНТГЕНОВСКОЙ МИКРОТОМОГРАФИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ В КЕРНЕ СКВАЖИН

Рассмотрены результаты определения фильтрационно-емкостных свойств на примере образцов карбонатных пород из керна скважины 1-Юньяхинская (Приполярный Урал) традиционным и томографическим методами.

Проведенным рентгеномографическим методом исследования подтверждена связь фильтрационно-ёмкостных свойств с морфологией порового пространства и литолого-генетическим типом породы.

Ключевые слова: микротомография, керн, литология, карбонаты, пористость, проницаемость.

Рентгеномографические методы используются в нефтегазовой геологии более 20 лет (с начала 1990-х гг.) [Wellington, Vinegar, 1987; Peters, Afzal, 1992; Arns et al., 2005]. Первоначально их применение ограничивалось косвенным определением общей пористости (с невысокой точностью) на основе средней рентгеновской плотности образца горной породы [Wellington & Vinegar, 1987]. С совершенствованием аппаратной базы круг решаемых задач расширялся, а в последнее время масштабы и сфера использования рентгеновских томографов для решения геологических задач резко возросли [Arns et al., 2005; Tafforeau et al, 2006; Saadat et al., 2011; Журавлев, Вевель, 2012].

Одна из важных задач при изучении керна скважин состоит в определении пористости и морфологии порового пространства различного генезиса для прогноза фильтрационно-емкостных свойств соответствующих отложений [Saadat et al., 2011]. Перед авторами стояла задача оценить возможности рентгеновской микротомографии в определении характеристик порового пространства и их связи с литолого-генетическими типами пород на примере карбонатных образцов, отобранных из скв. 1-Юньяхинская.

Материал

Анализируемые образцы были отобраны из керна скв. 1-Юньяхинская, пробуренной в зоне сочленения Елецкой и Лемвинской структурно-фациальных зон на Приполярном Урале (рис. 1). Скважина вскрывает верхнедевонско-нижнепермские глубоководные отложения в запрокинутом залегании в аллохтоне (долбления 7-18) и верхнедевонско-

нижнекаменноугольные мелководные отложения и органогенные постройки в автохтоне (долбления 19-38) [Жукова, 2010; Иванов и др., 2010] (рис. 2).

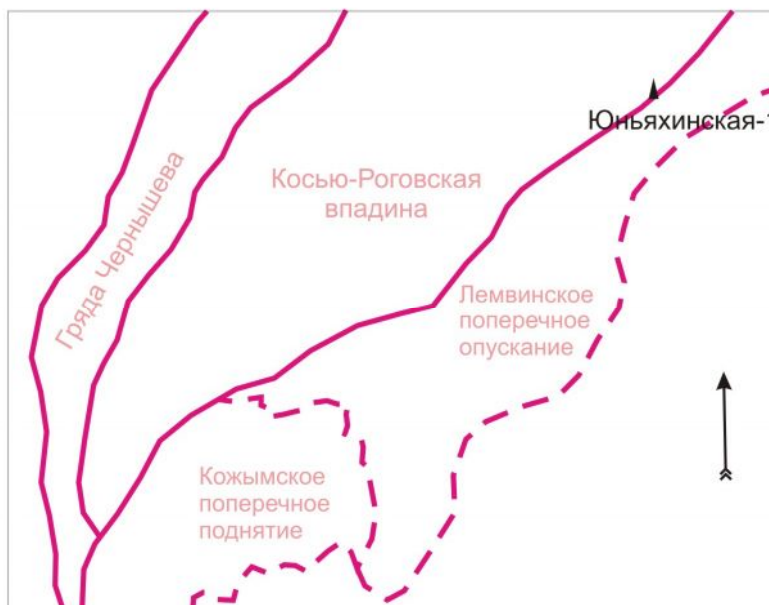


Рис. 1. Схема расположения скв. 1-Юньяхинская

В аллохтонной части разреза верхнедевонские отложения представлены глубоководными глинисто-карбонатными градационными циклитами (долбления 7-17). Запрокинутое залегание подтверждается биостратиграфическими данными: в долблении 9 (глубина 1651 м) найдены конодонты, характеризующие верхний фран (*Palmatolepis jamieae* Ziegler et Sandberg, *Polygnathus lodinensis* Pohsler), а в долблении 14 (глубина 2120 м) – конодонты среднего-верхнего фамена в ассоциации с переотложенными формами (*Bispathodus stabilis* (Branson et Mehl), *Polygnathus semicostatus* Branson et Meh, *Palmatolepis inflexa* Muller, *Palmatolepis gracilis sigmoidalis* Ziegler). Нижний карбон также представлен глубоководными глинисто-карбонатными градационными циклитами. Залегающие в тектоническом клине нижнепермские отложения (кечпельская свита) представлены градационными мелкопесчано-алевролит-аргиллитовыми циклитами с высокой известковистостью (долбление 18).

В автохтонной части разреза верхний девон и нижний карбон представлены водорослево-микробиальными образованиями (см. также [Жукова, 2010; Иванов и др., 2010]). Среди карбонатов органогенных построек по данным геофизических исследований скважин отмечаются прослои известняка глинистого, которые интерпретируются как мелководные отложения закрытого шельфа.

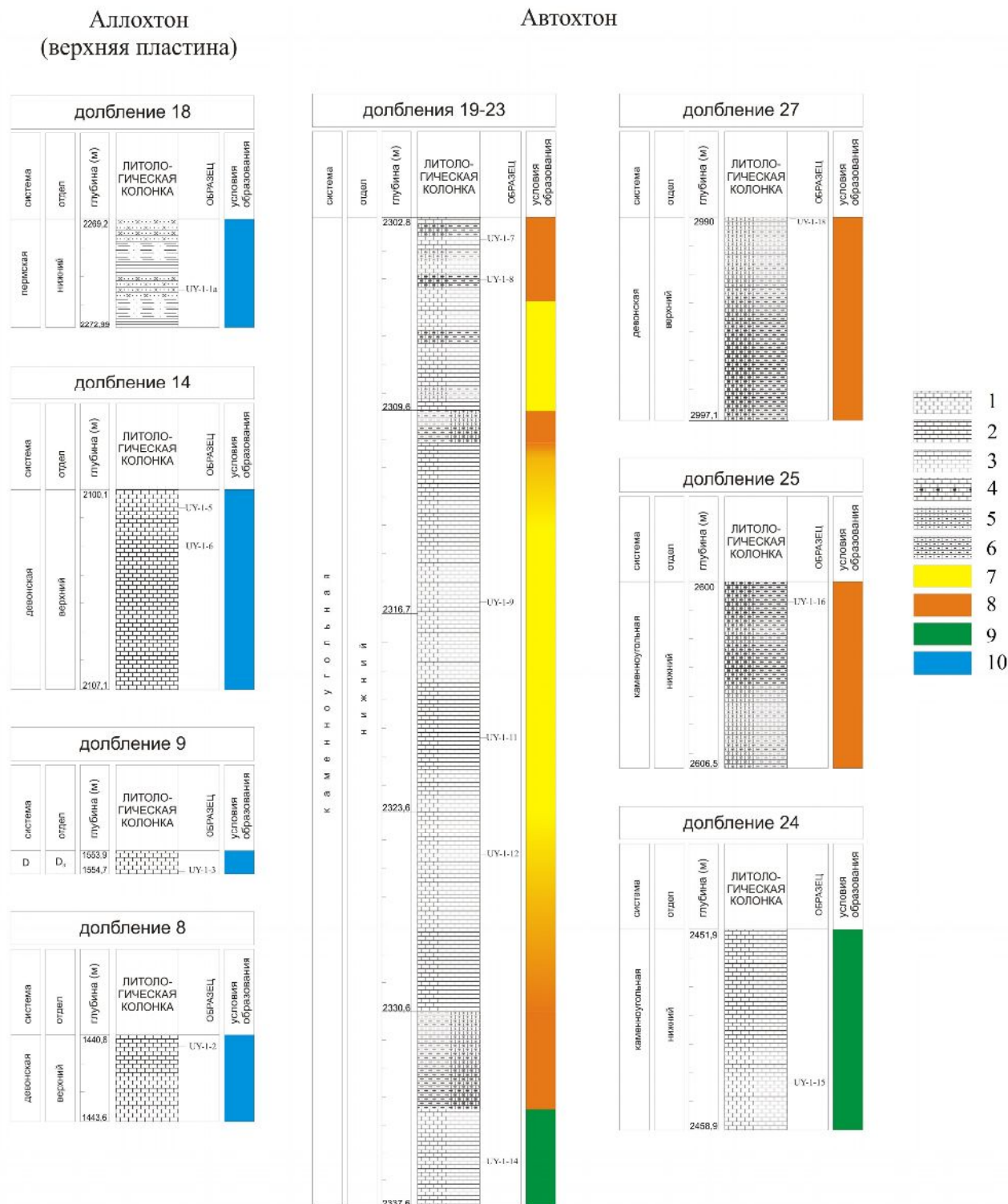


Рис. 2. Распределение образцов керна из скв. 1-Юньяхинская в долблениях, вскрывших аллохтонную и автохтонную часть разреза

1 – доломиты; 2 - известняки литобокластические и биолитокластические; 3 - известняки детритовые и пелитоморфные; 4 - доломиты с водорослями; 5 - известняки водорослевые; 6 - известняки глинистые и мергели; 7 - обломочные шлейфы по краям органогенных построек; 8 - органогенные постройки; 9 - мелководные активноводные отложения; 10 - склоновые глубоководные отложения.

Расчленение разреза проведено на основе данных по фораминиферам. Так в долблении 30 (глубина 3437 м) среди водорослевых известняков определены фаменские фораминиферы *Parathuramina suleimanovi* Lip., *Parathuramina tuberculata* Lip., *Vicinisphaera squalida* Antr., *Vicinisphaera angulata* Antr., единичные *Bisphaera* sp., а также водоросли *Radiosphaera ponderosa* Reitl., *Radiosphaera basilica* Reitl. Выше, в долблении 29, отмечены уже раннекаменноугольные формы.

Определения фораминифер и конодонтов проводились в лаборатории микропалеонтологии ФГУП «ВНИГРИ» Я.А. Вевель и А.В. Журавлевым.

Методы

Изучение фильтрационно-емкостных свойств проводилось как рентгеномографическим, так и традиционными методами. Работы выполнены в лабораториях ФГУП «ВНИГРИ»: по определению пористости традиционным методом – в лаборатории петрофизических методов исследования, томографические исследования – в лаборатории микропалеонтологии. Для исследований были отобраны 14 образцов, распределение которых по разрезу показано на рис. 2.

Методика определения фильтрационно-емкостных свойств традиционным методом.

Образцы для анализа выбуривались из керна, обрезались, обтачивались и шлифовались. После этого они подвергались сушке при температуре $105 \pm 2^\circ\text{C}$. Открытая пористость определялась газоволюметрическим методом на приборе «Экспресспор-2000» с точностью $\pm 1,5$. Оценка газопроницаемости выполнялась при стационарной фильтрации и линейном направлении потока газа на приборе «Эпрон» с точностью $\pm 0,5$. Результаты определения ФЕС приведены в табл. 1.

Методика рентгеномографических исследований.

Для рентгеномографических исследований из выбранных образцов были выпилены параллелепипеды или цилиндры от 5 до 10 мм в поперечном сечении и 10-20 мм в длину. Размер образцов обусловлен ограниченным полем зрения использованного рентгеновского микротомографа. Съёмка проводилась на экспериментальном оборудовании при напряжении источника 90 КВ, анодном токе 14 мА, выдержке 0,7 с, пространственном разрешении приемника 18,9 мкм. Для каждого образца получалось по 36 снимков с шагом поворота 10 градусов. Восстановление томограмм проводилось с помощью программы NRecon (фирма SkyScan). В программе DataViewer той же фирмы осуществлялась обрезка томограммы с выделением наименее «зашумленного» фрагмента. Размер фрагмента, как правило,

составлял 2x2x8 мм. Далее выделенный фрагмент анализировался с помощью программ 3Danalyser 6.1 (ФГУП «ВНИГРИ»), VolView 3.4 (Kitware) и Voxler 3 (Golden Software).

Таблица 1

**Результаты определения фильтрационно-емкостных свойств
традиционным и рентгеномографическим методами**

Образец	Пористость (томография), %	Эффективная пористость (традиционный метод), %	Проницаемость (традиционный метод), мД	Литотип
UY-1-11	6	0,28	0,18	zb
UY-1-12	5	0	0,08	БО-1с
UY-1-14	1	0,63	0,10	yб-2с?
UY-1-15	16	0	0,16	yб-1с?
UY-1-16	2	0	0,12	yб-1с?
UY-1-18	3	0,32	0,36	yб-1с(БО-1с)
UY-1-1a	2	0,11	0,06	xb1t
UY-1-2	8	0	0,14	xb1
UY-1-3	16	0,08	0,12	xb1
UY-1-5	10	0	0,20	xb2 (xc)
UY-1-6	5	0,05	0,13	xb2 (xc)
UY-1-7	14	0	0,87	zb(БО-1с)
UY-1-8	12	0,45	0,09	zb(БО-1с)
UY-1-9	6	0	0,04	zb

При выделении порового пространства задавался порог рентгеновской плотности -800 ед. Хаунсфилда (рентгеновская плотность воздуха от -1000 до -990 ед. Хаунсфилда), что позволило идентифицировать поры, частично заполненные рыхлым материалом. Разрешающая способность оборудования позволила зафиксировать поры более 20-30 мкм в поперечнике.

Для каждой полученной томограммы определялась общая пористость и форма порового пространства (табл. 1, рис. 3). Для некоторых образцов проведено компьютерное моделирование флюидного потока по различным направлениям (рис. 4). Моделирование осуществлялось программой Voxler 3.

Погрешность в определении общей пористости методом рентгеновской микротомографии составляет $\pm 0,5\%$.

Обсуждение результатов

Полученные рентгеномографическим методом значения общей пористости не совпадают с определениями эффективной пористости традиционным методом. Более того, наблюдается практически отрицательная корреляция этих параметров (рис. 5).

Наиболее простое объяснение состоит в различии измеряемых параметров – общая пористость может существенно превышать эффективную (открытую) при условии низкой связности порового пространства.

Более странно выглядит отрицательная корреляция значений эффективной пористости, определенной традиционным методом, и проницаемости (рис. 5). При этом проницаемость и общая пористость, определенная по томограммам, также демонстрируют слабую отрицательную корреляцию.

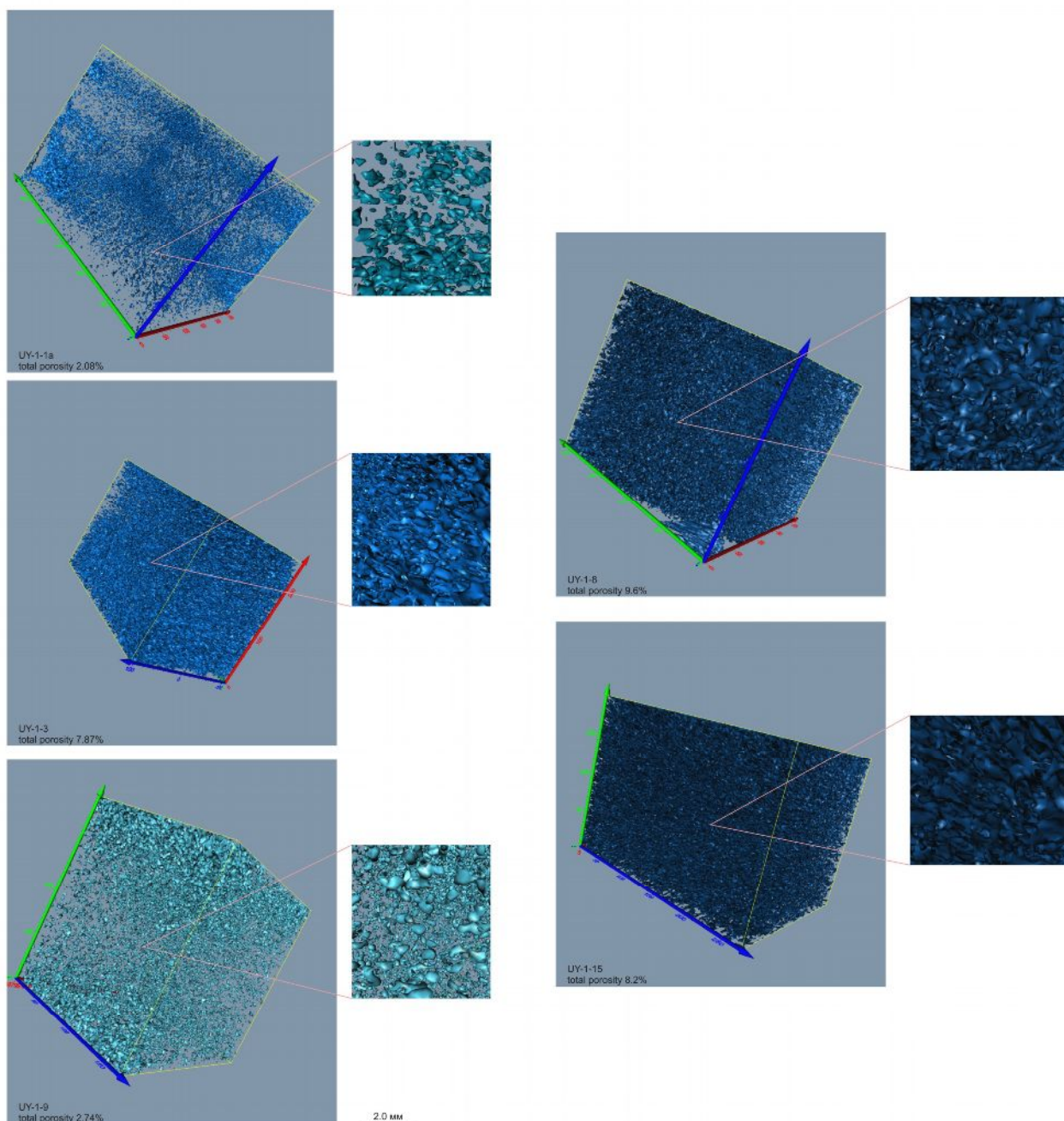


Рис. 3. Общая пористость и форма порового пространства образцов керн из скв. 1-Юньяхинская (пористость указана для изображенной части образца)

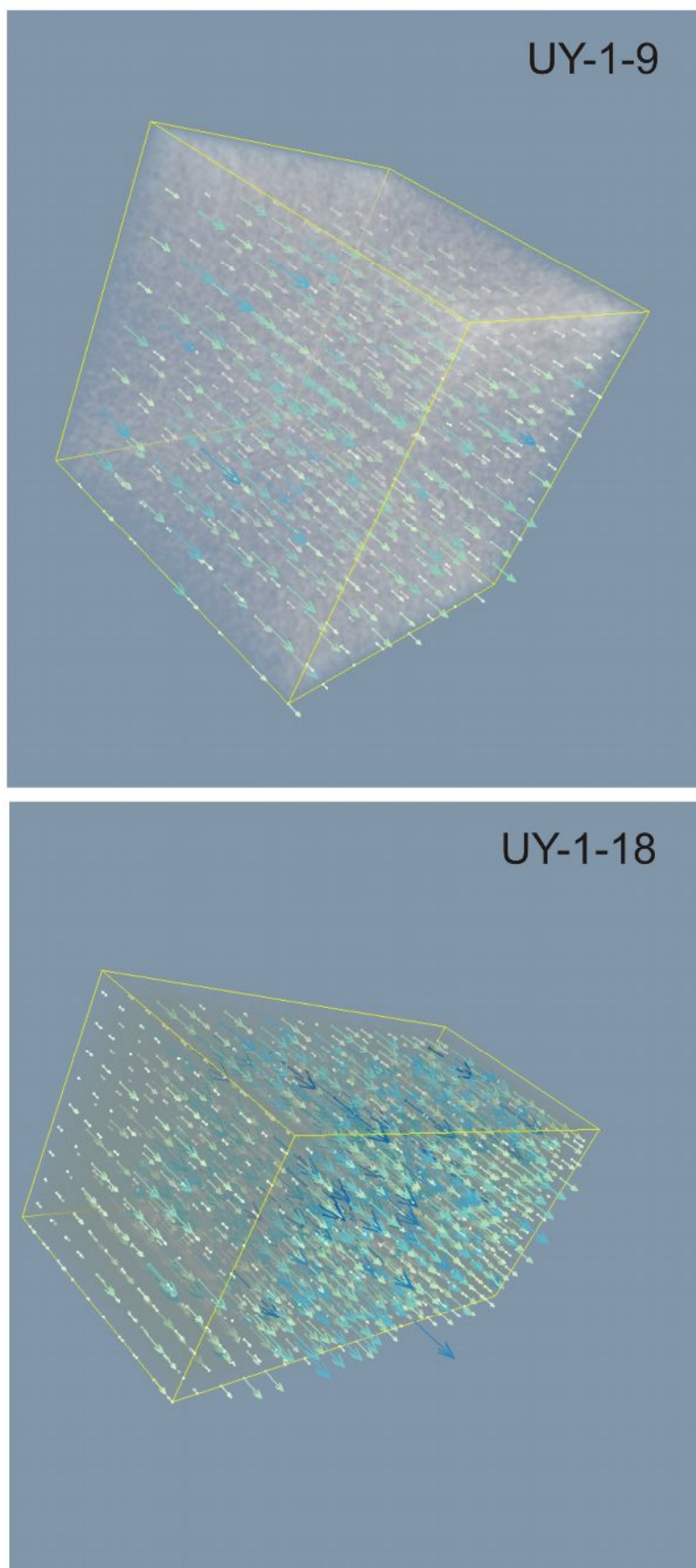


Рис. 4. Компьютерное моделирование проницаемости для образцов UY-1-9 и UY-1-18 с помощью программы Voxler 3 (длина и насыщенность окраски векторов пропорциональна проницаемости образца, проницаемость оценивается вдоль напластования)

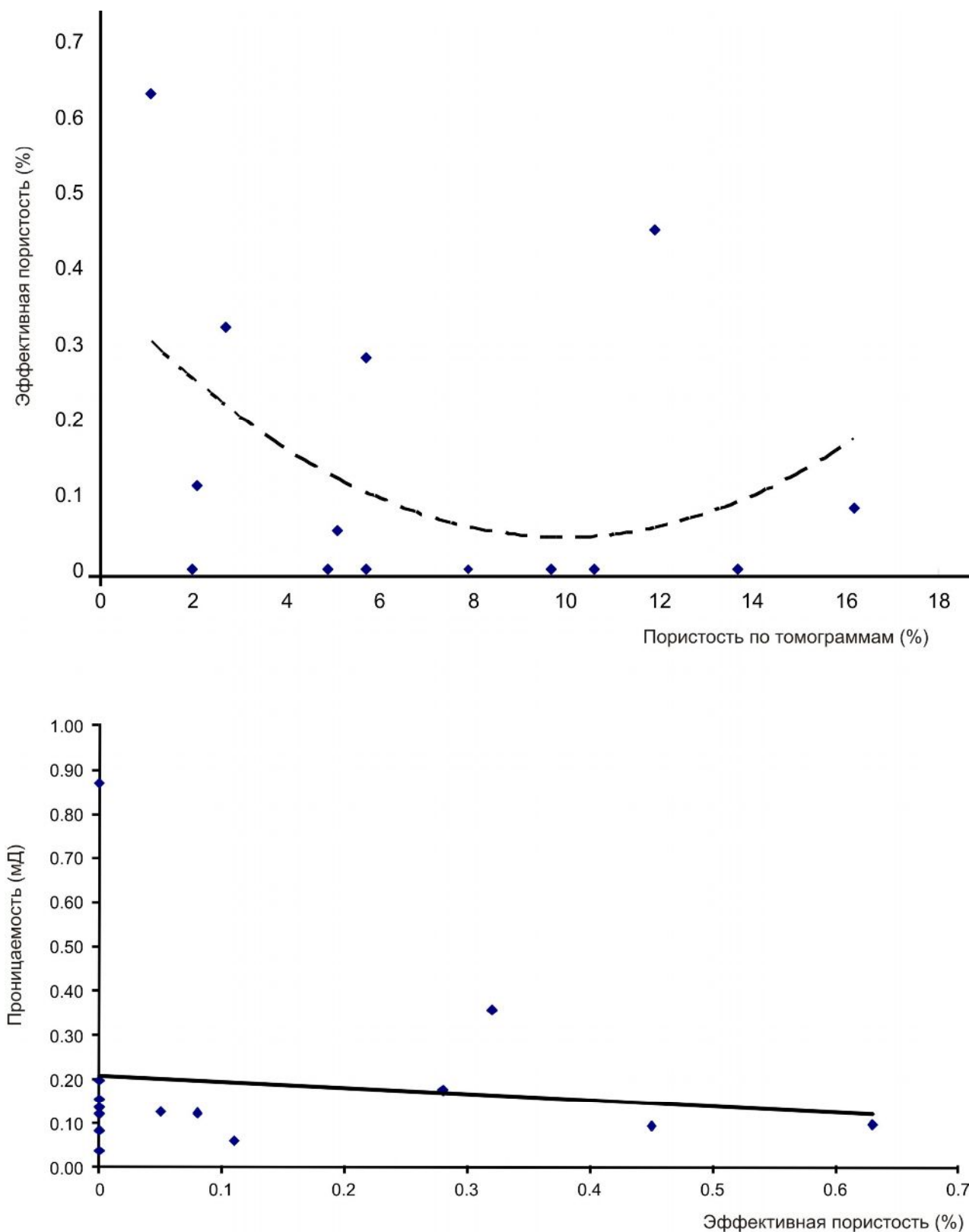


Рис. 5. Сравнение результатов определения эффективной пористости, полученных рентгеномографическим и традиционным методами

Интересные результаты дает анализ связи общей пористости и проницаемости для различных генетических типов пород. При разделении на генетические типы выявляется положительная корреляция общей пористости и проницаемости для мелководных активноводных отложений (литотипы у) и для глубоководных склоновых отложений (литотипы хв) (рис. 6).

Для тиховодных мелководных отложений и органогенных построек (литотипы зб и ВО) отмечается менее отчетливая положительная корреляция общей пористости и проницаемости, что, вероятно, обусловлено высокой изолированностью пор (рис. 6).

Выводы

Для корректного определения фильтрационно-емкостных свойств по образцам керна целесообразно использовать комплекс традиционных и томографических методов. При этом томографические исследования, как более оперативные, лучше проводить до определения пористости и проницаемости традиционным методом. Более того, томографический метод позволяет оценить неоднородность пористости и морфологии порового пространства внутри образца (см. рис. 3) и учесть эту неоднородность при определении фильтрационно-емкостных свойств традиционным методом.

Томографическими исследованиями напрямую подтверждена связь фильтрационно-емкостных свойств с морфологией порового пространства и литолого-генетическими типами пород. Наиболее полно пористость реализуется в активноводных обломочных карбонатах, как мелководных, так и склоновых глубоководных (см. табл. 1, рис. 6).

Главным преимуществом томографического метода является возможность оценки неоднородности пористости внутри образца. Это особенно важно в относительно тонких чередованиях литотипов с различной величиной пористости, поскольку в данном случае средняя общая пористость не характеризует фильтрационно-емкостные свойства отложений.

Преимуществом томографического метода является определение общей пористости с высокой точностью, получение формы порового пространства в объеме, оценка формы, размера и распределения пор. Анализ может проводиться на штуфах и на шламе (с меньшей точностью). Все виды исследований томографическим методом могут проводиться на одном образце, при этом образец остается в неизменном виде и пригоден для других видов анализов.

Авторы выражают искреннюю благодарность за помощь, консультации и советы, оказанные в работе над статьей, А.В. Журавлёву (ФГУП «ВНИГРИ»).

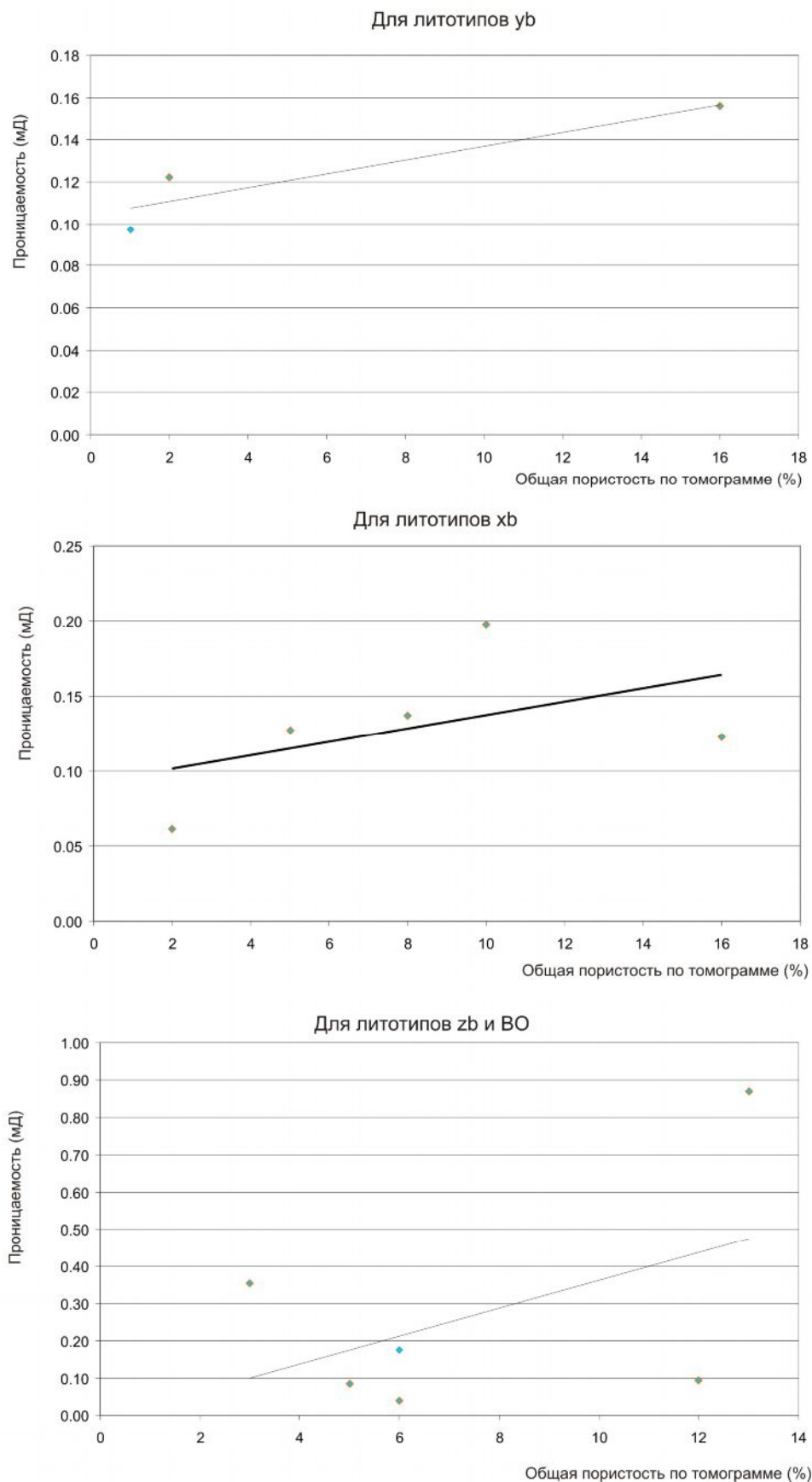


Рис. 6. Корреляция общей пористости и проницаемости с литолого-генетическими типами пород

Литература

Жукова Т.В. Роль микропалеонтологических и литолого-петрографических исследований при расчленении и корреляции разнофациальных толщ девона и карбона в разрезе скважины 1-Юньяхинская // Материалы Всероссийского литологического совещания «Рифы и карбонатные псефитолиты». - Сыктывкар: Геопринт. - 2010. - С. 64-66.

Журавлев А.В., Вевель Я.А. Возможности использования вычислительной микротомографии в микропалеонтологических и литологических исследованиях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. - Т.7. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/2/21_2012.pdf

Иванов В.В., Торопов В.А., Уткина О.Л., Гудельман А.А. Геологическое строение Лемвинского поперечного опускания по результатам геолого-разведочных работ ООО «Газпром переработка» // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - Научно-технический сборник. - № 3. - 2010. - С. 10-24.

Arns C.H., Bauget F., Limaye A., Sakellariou A., Senden T.J., Sheppard A.P., Sok R.M., Pinczewski W.V., Bakke S., Berge L.I., Oren P.-E., and Knackstedt M.A. Pore-Scale Characterization of Carbonates Using X-Ray Microtomography // Society of Petroleum Engineers Journal. Volume 10, Number 4. 2005. P. 475-484.

Saadat K., Rahimpour-Bonab H., Esfahani M.R., Vali J. Empirical correlation for porosity deduction from X-ray computed tomography (CT) // JGeope 1 (2), 2011, P. 47-54.

Peters E.J., Afzal N. Characterization of heterogeneities in permeable media with computed tomography imaging // J. Pet. Sci. Eng. 7.1992. P. 283–296.

Tafforeau P., Boistel R., Boller E., Bravin A., Brunet M., Chaimanee Y., Cloetens P., Feist M., Hozowska J., Jaeger J.-J., Kay R.F., Lazzari V., Marivaux L., Nel A., Nemoz C., Thibault X., Vignaud P., Zabler S. Applications of X-ray synchrotron microtomography for non-destructive 3D studies of paleontological specimens // Applied Physics A. 83. 2006. P. 195–202.

Wellington, S.L., Vinegar, H.J. X-ray computerized tomography // Journal of Petroleum Technology 39, 1987. P. 885–898.

Eremenko N.M., Murav'eva Yu.A.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

APPLICATION OF THE X-RAY MICROTOMOGRAPHY FOR POROSITY DETERMINATION IN BOREHOLE CORE

The results of the porosity and permeability study of the carbonate samples came from the 1-Yun'yaha borehole are discussed. This study was carried out using traditional and tomographic methods. X-ray tomography demonstrates connection of the porosity and permeability of the studied samples with pore morphology and lithological and genetic types of sediments.

Key words: *microtomography, lithology, carbonates, porosity, permeability.*

References

Arns C.H., Bauget F., Limaye A., Sakellariou A., Senden T.J., Sheppard A.P., Sok R.M., Pinczewski W.V., Bakke S., Berge L.I., Oren P.-E., and Knackstedt M.A. Pore-Scale Characterization of Carbonates Using X-Ray Microtomography. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2005, vol. 10, no. 4, pp. 475-484.

Ivanov V.V., Toropov V.A., Utkina O.L., Gudelman A.A. *Geologicheskoe stroenie Lemvinskogo poperechnogo opuskaniya po rezul'tatam geologo-razvedochnykh rabot OOO «Gazprom pererabotka»* [Geological structure of the Lemvin cross subsidence based on results of exploration of LLC "Gazprom Recycling"]. *Geologiya, burenie, razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*, 2010, no. 3, pp. 10-24.

Peters E.J., Afzal N. Characterization of heterogeneities in permeable media with computed tomography imaging. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1992, no. 7, pp. 283–296.

Saadat K., Rahimpour-Bonab H., Esfahani M.R., Vali J. Empirical correlation for porosity deduction from X-ray computed tomography (CT). *JGeope*, 2011, 1(2), pp. 47-54.

Tafforeau P., Boistel R., Boller E., Bravin A., Brunet M., Chaimanee Y., Cloetens P., Feist M., Hoszowska J., Jaeger J.-J., Kay R.F., Lazzari V., Marivaux L., Nel A., Nemoz C., Thibault X., Vignaud P., Zabler S. Applications of X-ray synchrotron microtomography for non-destructive 3D studies of paleontological specimens. *Applied Physics*, 2006, a. 83, pp. 195–202.

Wellington, S.L., Vinegar, H.J. X-ray computerized tomography. *Journal of Petroleum Technology* 39, 1987, pp. 885–898.

Zhukova T.V. *Rol' mikropaleontologicheskikh i litologo-petrograficheskikh issledovaniy pri raschlenenii i korrelyatsii raznofatsial'nykh tolshch devona i karbona v razreze skvazhiny 1-Yun'yakhinskaya* [The role of micropaleontological and lithological and petrographic studies in separation and correlation of the Devonian and Carboniferous different-facial strata in borehole 1-Yun'yaha]. *Proceedings of the All-Russian Lithological Meeting "Rify i karbonatnye psefitolity"* [Reefs and carbonate psefitolits]. Syktyvkar: Geoprint, 2010, pp. 64-66.

Zhuravlev A.V., Vevel' Ya.A. *Vozmozhnosti ispol'zovaniya vychislitel'noy mikrotomografii v mikropaleontologicheskikh i litologicheskikh issledovaniyakh* [Possibilities of computed microtomography application in micropalaeontological and lithological studies]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2012, vol. 7, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/21_2012.eng.pdf