

Сергей Фёдорович Поверенный,

ст. науч. сотрудник, Украинский научно-исследовательский институт природных газов,

Гимназическая наб., 20, г. Харьков, 61010, Украина,

e-mail: sergei-poverennyi@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-7836-6278>;

Александр Владимирович Чуенко,

зав. лаборатории, Харьковский национальный университет имени В.Н. Каразина,

пл. Свободы, 4, г. Харьков, 61022, Украина,

e-mail: chuenko@hotmail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6717-4695>;

Елена Валерьевна Поддубная,

инженер, Украинский научно-исследовательский институт природных газов,

e-mail: abit201087@gmail.com,

Виктор Артёмович Соколов,

к. техн. н., доцент кафедры гидрогеологии,

Харьковский национальный университет имени В. Н. Каразина,

e-mail: hydrogeology@karazin.ua

ГАЗОВОЛЮМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД В ПРАКТИКЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

В практике исследований ёмкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов нефти и газа основным методом определения открытой пористости и плотности являлся метод насыщения жидкостью. Газоволлюметрический метод использовался лишь иногда либо как экспрессный, либо в каких-то специальных целях. Приборы, действующие на основе этого метода, были преимущественно самодельными, получаемые результаты были не слишком сопоставимыми. Всё это вызывало некоторое недоверие к методу. В настоящее время приборная база достаточно проработана, появилось много промышленных приборов, прошедших сертификацию, качество которых не вызывает сомнений. Важным преимуществом этих приборов является более точное определение пористости за счёт устранения погрешности недонасыщения, свойственной методу насыщения жидкостью и особенно проявляющейся на низко- и мелкопористых коллекторах, а также возможность работы с крупнопористыми, кавернозными и трещиноватыми коллекторами. Поскольку пористость является подсчётным параметром, от точности её оценки напрямую зависит точность подсчёта запасов. Широкое внедрение газоволлюметрического метода в производственную и учебную практику требует осмысления метода, сопоставления и увязки его результатов с результатами метода насыщения. Именно этому и посвящена данная работа.

Ключевые слова: ёмкость коллектора, пористость, коэффициент пористости, плотность, лабораторные определения пористости, газоволлюметрический метод, метод жидкостенасыщения.

С. Ф. Поверенный, О. В. Чуенко, О. В. Піддубна, В. А. Соколов. ГАЗОВОЛЮМЕТРИЧНИЙ МЕТОД У ПРАКТИЦІ ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГІРСЬКИХ ПОРІД. У практиці досліджень ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів нафти і газу основним методом визначення відкритої пористості і щільності був метод насичення рідиною. Газоволлюметричний метод використовувався лише іноді або як експресний, або в якихось спеціальних цілях. Прилади, діючі на основі цього методу, були переважно саморобними, отримані результати не занадто порівнянними. Усе це викликало деяку недовіру до методу. Нині приладова база досить опрацьована, з'явилось багато промислових приладів, що пройшли сертифікацію, якість яких не викликає сумнівів. Важливою перевагою цих приладів є більша точна визначення пористості за рахунок усунення погрешності недонасичення, властивої методу насичення рідиною, яка особливо проявляється на низко- і дрібнопористих колекторах, а також можливість роботи з грубопористими, кавернозними і тріщинуватими колекторами. Оскільки пористість є підрахунковим параметром, від точності її оцінки безпосередньо залежить точність підрахунку запасів. Широке впровадження газоволлюметричного методу у виробничу і учбову практику вимагає осмислення методу, зіставлення і ув'язки його результатів з результатами методу насичення. Саме цьому і присвячена ця робота.

Ключові слова: ємність колектора, пористість, коефіцієнт пористості, щільність, лабораторні визначення пористості, газоволлюметричний метод, метод рідинонасичення.

Постановка проблемы. Газоволлюметрический метод определения пористости горных пород известен довольно давно. Конструкции приборов и методики работы с ними подробно рассматривались ещё в 70-х годах прошлого столетия, например в работах [1,2,3,4], тогда же были получены авторские свидетельства на первые разновидности приборов [5,6]. Однако, несмотря на привлекательную возможность экспрессного определения пористости без применения жидкости, при одновременном определении минералогической плотности и с сохранением образца, до массового применения дело не дошло. Основным

методом определения пористости оставался метод насыщения жидкостью – керосином или моделью пластовой воды – регламентированный ГОСТ 26450.0-85 – ГОСТ 26450.1-85 [7,8]. В 90-е годы прошлого столетия на просторах СНГ широкое распространение получили газоволлюметрические поромеры «Экспресс-пор», сменившись в начале нашего столетия по популярности газоволлюметрическими пикнометрами «Поромер». На Украине следует отметить газоволлюметрическую установку ГВУ-1, созданную в ЛВ УкрДГРi [9]. Из приборов, разработанных в странах западного полушария или на их основе,

можно для примера упомянуть пикнометр «Георук 1360» определяющий объём минерального скелета образца, объём образца и пористость. Объём образца определяется на образцах правильной и неправильной формы путём помещения образца в квазизидкую среду из мельчайших полимерных сфер, которая обладает высокой текучестью и плотно обволакивает образец. Другим примером может служить гелиевый порозиметр ULTRAPORE-300, предлагаемый фирмой Core Lab Instruments, США или гелиевый порозиметр PEI-220 фирмы Coretest servise, Тюмень, Россия. Эта же фирма предлагает объединённый автоматический пермеаметр-порозиметр AP-608, позволяющий определять проницаемость при нестационарной фильтрации, объём скелета, кажущуюся минералогическую плотность и пористость образца при имитации горного давления от 500 до 9950 psi (35-700 атм) и при поровом давлении до 200 psi (14 атм). Похожий автоматический газовый пермеаметр – порозиметр LGPM 70 производит «Sanchez Technologies», Франция. Таким образом, газоволюметрический метод выдержал испытание временем и всё больше входит в производственную и учебную практику. Однако теория и практика этого метода по состоянию на настоящий момент в отечественной литературе освещена слабо, наблюдается недостаток литературных источников, посвящённых принципам работы, получаемым результатам и сопоставлению результатов газоволюметрического метода с методом насыщения, который до настоящего времени являлся основным методом определения пористости и плотности горных пород.

Цель данной работы – углубленное изучение газоволюметрического метода, сопоставление его результатов с результатами метода насыщения жидкостями, выяснение сходимости между этими методами и возможности их взаимозаменяемости в комплексе лабораторных исследований коллекторских свойств.

Анализ имеющегося методического материала. Немного о физических основах определения пористости и плотности газоволюметрическим методом. Исходя из того, что пористостью (М) называется отношение объёма пор (V_n) к объёму образца ($V_{обр}$), получим:

$$M = V_n / V_{обр} = (V_{обр} - V_{ск}) / V_{обр} = 1 - V_{ск} / V_{обр}$$

где $V_{ск}$ – объём минерального скелета образца. Так как объём минерального скелета включает возможно присутствующие закрытые поры, по этой формуле мы получаем значение открытой пористости (M_o).

Таким образом, для определения открытой пористости газоволюметрическим методом необходимо знать объём минерального скелета образца и общий объём образца. Определив эти пара-

метры и взвесив образец (Р), можно найти его объёмную ($\delta_{об}$) и кажущуюся минералогическую плотность ($\delta_{кмп}$):

$$\delta_{об} = P / V_{обр}; \delta_{кмп} = P / V_{ск}$$

Если после определения объёма минерального скелета дезинтегрировать образец и определить объём его твёрдой фазы ($V_{ТВ}$), не содержащей закрытых пор, можно определить величину закрытой пористости по формуле: $M_3 = (V_{ск} - V_{ТВ}) / V_{обр}$ и истинной минералогической плотности по формуле: $\delta_m = P / V_{ТВ}$. Объём твёрдой фазы дезинтегрированного образца может быть определён как с помощью газоволюметрического пикнометра, так и с помощью обычных стеклянных пикнометров по методу Мельчера. Сумма открытой и закрытой пористости даст нам величину полной пористости.

Можно выразить получаемые значения пористости не через объёмы, а через плотности [10,11]. Тогда $M_o = 1 - \delta_{об} / \delta_{кмп}$, а $M_3 = \delta_{об} / \delta_{кмп} - \delta_{об} / \delta_m$.

Приборы, определяющие только объём минерального скелета породы, называются обычно газоволюметрическими пикнометрами, определяющие и объём минерального скелета, и объём образца (то есть всё нужное для расчёта пористости), называются поромерами или порозиметрами. Поскольку после определения объёма минерального скелета пикнометром можно определить объём образца каким-то другим методом и рассчитать пористость, возникают названия типа «газоволюметрический пикнометр «Поромер»».

Определение **объёма минерального скелета породы** принципиально может быть произведено разными способами, которые реализуются приборами различной конструкции (1,2,3,12). К сожалению, не всегда имея описание или даже сам прибор, можно до конца понять принцип его действия. В былые времена производитель прибора вместе с ним предоставлял исчерпывающую информацию о его устройстве и принципе действия. Сейчас производитель снабжает приборы очень короткой инструкцией, включающей минимум сведений в основном о порядке работы с прибором, который до первого послегарантийного ремонта фактически представляет собой «чёрный ящик». Это касается и использованного в данной работе пикнометра «Поромер».

Однако, и сотрудникам лабораторий, работающим с этими приборами, и студентам, изучающим прибор на практических занятиях, необходимо как-то представлять себе принцип действия приборов данного типа. В доступной на сегодня литературе этот принцип часто не описывается вообще [12] или (в старой литературе) описывается слишком сложно на конкретных конструкциях, которых уже не существует в природе [1,3]. Самым подробным описанием, сопровождаемым

схемой прибора (рис.1), встреченным в рекламных текстах и инструкциях по эксплуатации является следующее: прибор состоит из двух соединенных между собой камер, эталонной и измерительной, оснащенных датчиками температуры и давления. Первоначально гелием заполняется эталонная камера известного объема, обозначенная на схеме (1), затем, при открытии соединительного клапана, газ перемещается в измери-

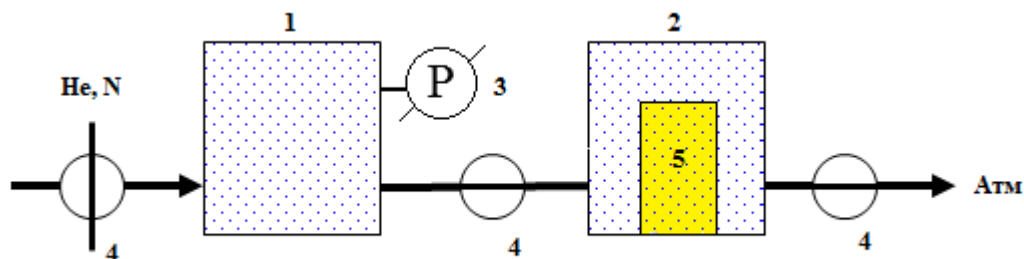


Рис. 1. Схема газового пикнометра-порозиметра;

1 - форкамера (называют также предварительной, эталонной, матричной), 2 - измерительная камера, 3 - манометр, 4 - запорные вентили, 5 - образец

Максимальные давления в камерах обычно невелики – 1-2 атм, в некоторых приборах [9] – до 10 атм. В основу расчётов в одних случаях кладут уравнение Клапейрона – Менделеева [4], в других – объединённый закон газового состояния с учётом коэффициента сжимаемости газа [9], в третьих – закон Бойля – Мариотта [12]. Нам представляется, что два первых случая приводят к излишнему усложнению описания и расчётов без существенного увеличения достоверности определения. Например, упоминаемый в работе [9] коэффициент сжимаемости газов практически равен 1 даже для давлений до 10 кгс/см², на которые рассчитана установка ГВУ-1, тем более можно им пренебречь при работе с «Порометром», где рабочее давление не превышает 2 кгс/см². Объединённый закон газового состояния учитывает влияние температуры на результат. В некоторых приборах предусмотрено термостатирование камер, в некоторых изменение температуры учитывается в ходе автоматической обработки данных. Как показывает практика, в ходе опыта текущая температура рабочей камеры понемногу растёт, что фиксируется прибором, однако значение имеет изменение температуры в пределах одного замера, а оно, как правило невелико и им можно пренебречь. Поэтому попробуем описать принцип работы газоволюметрических приборов на примере наиболее простой схемы без термостатирования (рис.2), с изменениями заимствованной из работы [9] и основываясь на законе Бойля-Мариотта.

Схема состоит из баллона с воздухом, редуктора, манифольда с четырьмя вентилями, образ-

тельную камеру известного объема, обозначенную (2), в которую помещен образец твердого материала (5), плотность которого требуется измерить. В ходе эксперимента снимаются показания датчика давления, составляются соответствующие уравнения, из которых не сложно получить объем исследуемого материала. А зная массу и объем образца, легко рассчитать его плотность.

цового манометра измерительной камеры и газометра. В качестве последнего может быть использовано газоизмерительное устройство, описанное в работе [9]. Пустая измерительная камерой V_n герметизируется, затем, при открытых вентилях 1,2,4, в ней создается начальное давление, равное P_n .

Закрыв вентиль 1 и открыв вентиль 3, мы выпускаем часть воздуха (ΔV) из камеры в газометр, давление падает (P_1). Прделанные действия дают нам возможность составить уравнение:

$$P_n \times V_n = P_1 \times (V_n + \Delta V),$$

где: P_n - начальное давление в камере;

V_n - объём камеры;

P_1 - давление в пустой камере после соединения её с газометром;

ΔV - объём, измеренный газометром.

В уравнении известными величинами являются P_n , P_1 и ΔV . Таким образом, на основе фактического замера давлений и объёма на газометре, можно определить объём измерительной камеры:

$$V_n = P_1 \times \Delta V / (P_n - P_1)$$

Определив газоволюметрически объём измерительной камеры можно приступить к измерениям на образце. Для этого предварительно просушенный при 105°C и взвешенный образец помещают в измерительную камеру теперь уже известного объёма V_n . Герметизируем камеру, открываем вентили 1,2,4 при закрытом вентиле 3, создаём начальное давление P_n . Закрываем вентиль 1, открываем вентиль 3, выпуская часть воздуха в газометр. Давление падает до P_2 . Мы можем составить следующее уравнение:

$$P_n \times (V_n - V_0) = P_2 \times (V_n - V_0 + \Delta V),$$

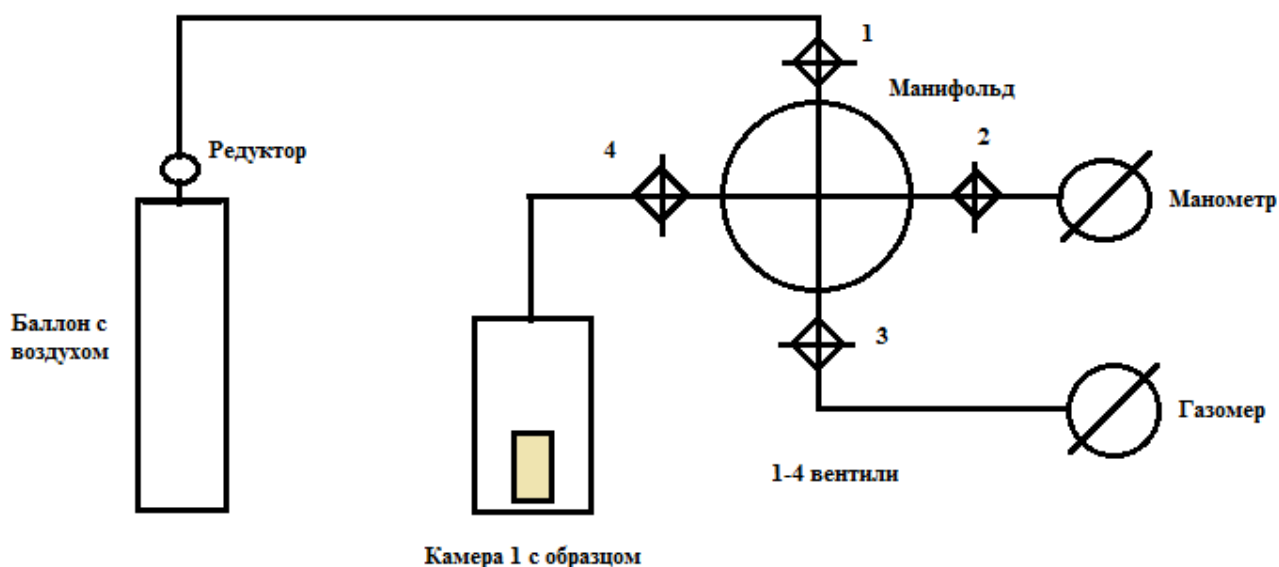


Рис.2. Принципіальна схема приладу

где V_0 – об'єм твёрдой фазы образца.

В этом уравнении известны все величины, кроме объёма твёрдой фазы. Решаем уравнение относительно V_0 :

$$V_0 = (P_2 \times V_n - P_n \times V_n + P_2 \times \Delta V) / (P_2 - P_n)$$

Заметим, что объём измерительной камеры может быть определён и путём прямого измерения, выполненного с достаточной точностью. Если же он определялся газоволюметрически, то после того, как объём измерительной камеры определён, можно вместо газометра подсоединять вторую камеру известного объёма, отвечающего ΔV в уравнениях и прийти к схеме, приведенной на рис 1.

Определение **внешнего объёма** образца принципиально возможно несколькими способами:

1. Вычисление по результатам обмера образца правильной геометрической формы.

2. Газоволюметрическим методом, как объём образца, покрытого газонепроницаемой оболочкой [5].

3. Методом парафинирования.

4. Расчётом по результатам гидростатического взвешивания.

5. Вытеснением образцом квазижидкости – стеклянных шариков диаметром 0,3-0,4 мм или маленьких полимерных сфер, образующих среду с высокой текучестью (DryFlo). Вытесненный объём шариков соответствует внешнему объёму образца. Принцип реализован в «Экспресс-поре», «Волнометре», «Георук 1360» и некоторых других приборах. Заявлено, что точность определения объёма при этом превышает точность замера штангенциркулем.

Расчёт по результатам гидростатического взвешивания предполагает насыщение образца жидкостью, а значит, потерю выигрыша во вре-

мени – одного из главных преимуществ газоволюметрического метода. Практически, в этом случае идёт два параллельных измерения – газоволюметрически и методом насыщения. Методом парафинирования обычно пользуются для определения объёмной плотности, но сейчас её чаще определяют из результатов взвешивания при определении пористости, и парафинирование придётся проводить специально для газоволюметрии, что довольно трудоёмко и медленно. Определение объёма образца, покрытого газонепроницаемой оболочкой требует особой конструкции прибора. Первые такие приборы появились довольно давно [5], но до настоящего времени не имеют широкого распространения. Вытеснение квазижидкости применяется сейчас довольно широко, но требует специальной, довольно сложной конструкции прибора. Самое простое – вычисление по результатам обмера образца правильной геометрической формы. Этот последний способ даёт приемлимую точность только в случае образца любой, но геометрически правильной формы (цилиндр, куб, прямоугольный параллелепипед), которая поддаётся точным измерениям и помещается по габаритам в измерительную камеру. Современные методики обработки керн построены обычно на цилиндрических образцах, получаемых при высверливании образца алмазным кольцевым сверлом с последующим торцеванием в размер параллельными отрезными дисками. Основным недостатком этого способа измерения внешнего объёма является то, что не из каждого образца можно изготовить правильный цилиндр и тогда приходится пользоваться каким-либо из других вышеупомянутых способов.

Таким образом, мы определили объём твёрдой фазы и объём образца, что достаточно для

расчёта пористости. Благодаря тому, что мы заранее взвесили образец, мы можем рассчитать значения объёмной и кажущейся минералогической плотности. В конкретных приборах это может происходить несколько по-разному, но принцип неизменен.

Изложение основного материала. Сопоставление результатов. Данная работа проведена с помощью оборудования предусмотренного ГОСТ 26450.1-85 [8] для определения пористости насыщением и газоволюметрического пикнометра «Поромер» - достаточно широко распространённого в настоящее время прибора [12]. Полученные результаты с большой долей вероятности распространяются на другие газоволюметрические приборы сходной конструкции.

Газоволюметрический пикнометр «Поромер» предназначен для определения открытой пористости и кажущейся минералогической плотности (КМП) образцов керна (иначе – плотности скелета). Газоволюметрически определяется объём минерального скелета образца, объём образца правильной цилиндрической формы определяется методом замера. Попутно, по весу и внешнему объёму рассчитывается объёмная плотность образца. Заявленная относительная погрешность измерения пористости составляет 1% [12], погрешность определения КМП не декларируется.

В качестве рабочего газа, из-за отсутствия возможности применения гелия или хотя бы азота, применялся воздух. Некоторые авторы главным преимуществом гелия считают очень малый размер молекулы [13]. Одноатомная молекула гелия имеет размер порядка 0,182 нм, двухатомная молекула азота – порядка 0,322 нм, то есть, существенно больше по размерам. Однако опыты, результаты которых приведены в работе [9], показывают отсутствие заметных расхождений между результатами по гелию и азоту. Воздух представляет собой смесь азота и кислорода, двухатомная молекула кислорода по размеру меньше молекулы азота (0,302 нм) и, следовательно, должна, как минимум, не уступать ему в проникающей способности. С другой стороны, образец имеет природное сорбционное насыщение именно воздухом. Следовательно, можно ожидать, что расхождение результатов по азоту и воздуху также будет невелико.

Отступив немного от основной темы, можно заметить, что размер молекулы воды оценивается в 0,3 нм, то есть её проникающая способность должна быть не ниже, чем у азота. С другой стороны, самый лучший керосин представляет собой сложную смесь углеводородов от C_8 до C_{16} , в составе которой участвуют 20-60% алканов, 20-50% нафтенных, 5-25 ароматических и до 2% ненасыщенных углеводородов. Критический размер ли-

нейной молекулы n-алканов для всего ряда равен 0,49 нм. Размер молекул циклической составляющей больше, его можно оценить по критическому диаметру бензола, который равен 0,66 нм. [14] Если проникающая способность зависит от размера молекулы, то у керосина она должна быть намного меньше, чем у воды. Видимо, дело не только в размере.

Первые опыты были направлены на проверку сходимости результатов в ряду равноточных определений. Прежде всего, проверка выполнялась **по эталонам**. Были взяты два эталона с максимально разными значениями пористости: первый – с характеристиками обр. 301-3; $L=30,12$; $d=30,1$; $P=78,0$ г; $K_p=4,9\%$ и второй – с характеристиками обр. 30-50; $L=31,0$; $d=30,53$; $P=46,0$ г; $K_p=42,48\%$. Результаты приведены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, относительные погрешности определения пористости, округлённые до принятой в практике точности, не превышают десятых долей процента на эталоне низкой пористости и практически равны 0 на эталоне высокой пористости, что соответствует дифференциации погрешностей ГОСТ 26450.1-85 [8]. Погрешность определения КМП ещё более низкая, выражается сотыми долями процента. В таблице 1 серым фоном выделены сомнительные результаты, которые по Q-критерию и критерию Романовского должны были бы быть удалены. Однако, поскольку материала немного, все статистические критерии на таких мелких выборках спорны и, главное, удаление не повлияло бы на конечный вывод, то сомнительные результаты для полноты картины оставили в таблице.

Следующим шагом была **проверка по образцам**. Были использованы три образца с низкой (№ 43203, $K_p=6,8\%$), средней (№44903, $K_p=11,8\%$) и относительно высокой (№ 43810, $K_p = 19,7\%$) пористостью. Результаты приведены в таблице 2.

Как видно из таблицы 2, максимальная относительная погрешность по образцам несколько больше, чем по эталонам, связана с наименее пористым образцом и не превышает десятых долей процента. Максимальная относительная погрешность определения КМП практически та же, что на эталоне и выражается сотыми долями процента.

После проверки сходимости результатов оценили их воспроизводимость путём выполнения замеров по одному и тому же образцу в разные дни и разными исполнителями (таблица 3).

Как видно из таблицы 3, относительное расхождение несколько превышает заявленную относительную погрешность, но с запасом укладывается в допустимую погрешность, установлен-

Сходимость в ряду равноточных определений по эталонам

301-3, Кп= 4,9%				30-50, Кп=42,48			
Кп	Δабс	Δабс	Δотн	Кп	Δабс	Δабс	Δотн
4,859	-0,012	0,012	0,246	42,584	0,015	0,015	0,0352
4,847	-0,024	0,024	0,493	42,53	-0,039	0,039	0,0916
4,869	-0,002	0,002	0,041	42,578	0,009	0,009	0,0211
4,868	-0,003	0,003	0,062	42,577	0,008	0,008	0,0188
4,871	0	0	0,000	42,578	0,009	0,009	0,0211
4,91	0,039	0,039	0,801	42,569	0,0	0,0	0,0
4,871	0,0	0,0	0,3				
ВТВ	Δабс	Δабс	Δотн	ВТВ	Δабс	Δабс	Δотн
20,391	-0,17	0,17	0,827	13,03	-0,003	0,003	0,0230
20,394	-0,167	0,167	0,812	13,042	0,009	0,009	0,0691
20,389	-0,172	0,072	0,350	13,031	-0,002	0,002	0,0153
20,383	-0,178	0,178	0,866	13,031	-0,002	0,002	0,0153
20,389	-0,172	0,172	0,837	13,031	-0,002	0,002	0,0153
20,38	-0,181	0,181	0,880	13,033	0	0,00	0,03
20,561	-0,17	0,16	0,76				
КМП	Δабс	Δабс	Δотн	КМП	Δабс	Δабс	Δотн
3,825	-0,001	0,001	0,0261	3,53	0,001	0,001	0,0283
3,825	-0,001	0,001	0,0261	3,527	-0,002	0,002	0,0567
3,826	0	0	0,0000	3,53	0,001	0,001	0,0283
3,826	0	0	0,0000	3,53	0,001	0,001	0,0283
3,826	0	0	0,0000	3,53	0,001	0,001	0,0283
3,827	0,001	0,001	0,0261	3,529	0,00	0,00	0,03
3,826	0,00	0,00	0,01				

ную [8,15].

После того, как была подтверждена работоспособность прибора, было проведено сопоставление результатов, полученных при определении пористости газоволюметрическим методом и методом насыщения жидкостью по 52 образцам, с использованием методики оценки результатов лабораторного контроля, рекомендованного [15, 16] и значений допустимых отклонений, регламентированных [8,15]. При выполнении работы для расчёта абсолютных (с учётом Δ_{абс} и без учёта |Δ_{абс}| знака) и относительных (Δ_{отн}) расхождений между результатами разных методов использована методика, рекомендованная [15,16] для расчёта погрешностей при осуществлении лабораторного контроля. Расчёт выполнялся по формулам:

$$\Delta_{\text{абс}} = x_1 - x_2; |\Delta_{\text{абс}}| = |x_1 - x_2|;$$

$$\Delta_{\text{отн}} = 2|x_1 - x_2| \times 100 / x_1 + x_2$$

где x_1 – результат метода насыщения, x_2 – результат газоволюметрического метода.

Для того, чтобы контроль партии был признан позитивным, необходимо, чтобы для 75% образцов расхождения не превышали допусти-

мые, а для остальных 25% – чтобы не превышали двойной допустимой погрешности.

Сопоставление проводилось на специально подобранной партии из 52 образцов, отобранных на Шебелинском, Чкаловском, Восточно-Новосёловском, месторождениях и Южно-Граковском участке Борисовского месторождения. Образцы представлены гранулярными породами от алевролитов до крупно-среднезернистых песчаников, возраст пород от T_{1sr} до C_{1v2} , глубина отбора от 660 до 2722 м. Партия состоит из цилиндрических дублёров, ранее не подвергавшихся какой-либо лабораторной обработке. Сначала по ней определялись параметры газоволюметрически, затем методом насыщения моделью пластовой воды, затем методом насыщения керосином. В качестве модели пластовой воды (далее для краткости – воды) использован раствор NaCl с концентрацией 120 г/литр. Партия подбиралась по известным результатам параллельных образцов так, чтобы представлять возможно более широкий диапазон пористостей: от 4,3 до 31,5%. КМП по партии варьирует от 2,61 до 2,80 г/см³, объёмная плотность – от 1,87 до 2,59 г/см³.

Сходимость в ряду равноточных определений по образцам

№43203								
Кп	Δабс	 Δабс 	Δотн		Кмп	Δабс	 Δабс 	Δотн
6,8	0,037	0,037	0,55		2,737	0,001	0,001	0,03655
6,778	0,015	0,015	0,22		2,736	0	0	0
6,785	0,022	0,022	0,33		2,736	0	0	0
6,761	-0,002	0,002	0,03		2,736	0	0	0
6,691	-0,072	0,072	1,06		2,734	-0,002	0,002	0,073099
6,763	0	0,0	0,4		2,736	0,00	0,00	0,02
№43810								
Кп	Δабс	 Δабс 	Δотн		Кмп	Δабс	 Δабс 	Δотн
19,671	0,008	0,008	0,0407		2,65	0	0	0
19,621	-0,042	0,042	0,2136		2,649	-0,001	0,001	0,037736
19,641	-0,022	0,022	0,1119		2,649	-0,001	0,001	0,037736
19,657	-0,006	0,006	0,0305		2,65	0	0	0
19,724	0,061	0,061	0,3102		2,652	0,002	0,002	0,075472
19,663	0,0	0,0	0,1		2,65	0,00	0,01	0,03
№44903								
Кп	Δабс	 Δабс 	Δотн		Кмп	Δабс	 Δабс 	Δотн
11,798	-0,023	0,023	0,1946		2,65	-0,001	0,001	0,037722
11,816	-0,005	0,005	0,0423		2,651	0	0	0
11,799	-0,022	0,022	0,1861		2,65	-0,001	0,001	0,037722
11,836	0,015	0,015	0,1269		2,651	0	0	0
11,855	0,034	0,034	0,2876		2,652	0,001	0,001	0,037722
11,821	0,0	0,0	0,2		2,651	0,00	0,00	0,02

Таблиця 3

Оценка воспроизводимости результатов определения Кп и КМП

Воспроизводимость Кп							
Лаб №	Кп 1-й день	Кп 2-й день	Кп ср	Δабс	Δабс	Δотн	допуск
43203	6,763	6,591	6,68	0,17	0,17	2,5	5
43810	19,663	19,697	19,68	-0,03	0,03	0,2	2
44903	11,821	11,928	11,87	-0,11	0,11	0,9	5
				0,01	0,10	1,2	
Воспроизводимость КМП							
Лаб №	КМП 1-й день	КМП 2-й день	КМП ср	Δабс	Δабс	Δотн	допуск
43203	2,736	2,731	2,73	0,01	0,01	0,4	5
43810	2,65	2,651	2,65	0,00	0,00	0,0	2
44903	2,651	2,654	2,65	0,00	0,00	0,0	5
				0,00	0,00	0,1	

Результаты сопоставления значений **открытой пористости**, полученных обоими методами, для данной партии образцов приведены в таблице 4. Ограниченный объём статьи не позволяет приводить полные таблицы сопоставлений, но таблица 4, как наиболее важная с точки зрения

рассматриваемого параметра и нужная для демонстрации методики сопоставления, приведена полностью.

Из таблицы 4 видно, что пористость, определённая методом насыщения меньше той, что определена газовольнометрическим методом в

Сопоставление Кп насыщением водой и Кп газоволюметрически

Лаб №	Кп нас	Кп газ	Δабс	Δ абс	Кп сред	Δ отн	допуск
1	2	3	4	5	6	7	8
49944'	28,4	26,30	2,14	2,14	27,4	7,8	2
49955'	25,5	23,90	1,62	1,62	24,7	6,6	2
50022'	26,1	21,52	4,57	4,57	23,8	19,2	2
50041'	26,7	26,64	0,06	0,06	26,7	0,2	2
50045'	27,6	28,40	-0,76	0,76	28,0	2,7	2
50049'	27,5	28,38	-0,91	0,91	27,9	3,3	2
50051'	27,2	28,44	-1,23	1,23	27,8	4,4	2
50053'	29,7	30,62	-0,88	0,88	30,2	2,9	2
50056'	30,5	31,46	-1,00	1	31,0	3,2	2
50058'	27,6	27,21	0,35	0,35	27,4	1,3	2
50063'	29,7	31,85	-2,12	2,12	30,8	6,9	2
50064'	27,8	30,41	-2,57	2,57	29,1	8,8	2
50065'	27,8	31,30	-3,45	3,45	29,6	11,7	2
50069'	31,5	28,58	2,96	2,96	30,1	9,8	2
50763'	25,3	26,21	-0,89	0,89	25,8	3,5	2
50764'	24,7	27,32	-2,58	2,58	26,0	9,9	2
50766'	24,2	26,02	-1,84	1,84	25,1	7,3	2
50783'	12,3	11,83	0,43	0,43	12,0	3,6	5
51160'	9,6	13,29	-3,66	3,66	11,5	31,9	5
51161'	6,0	7,91	-1,93	1,93	6,9	27,8	5
51162'	11,6	13,25	-1,63	1,63	12,4	13,1	5
51166'	11,8	12,32	-0,48	0,48	12,1	4,0	5
51182'	10,2	14,20	-3,97	3,97	12,2	32,5	5
51243'	10,6	11,37	-0,78	0,78	11,0	7,1	5
51247'	9,4	12,02	-2,66	2,66	10,7	24,9	5
51248'	12,7	13,45	-0,80	0,8	13,1	6,1	5
51261'	6,7	7,84	-1,12	1,12	7,3	15,4	5
51262'	10,0	11,56	-1,60	1,6	10,8	14,9	5
51289'	12,3	13,67	-1,35	1,35	13,0	10,4	5
51291'	15,7	18,10	-2,37	2,37	16,9	14,0	5
51293'	7,5	9,53	-2,07	2,07	8,5	24,4	5
51393'	14,3	16,73	-2,38	2,38	15,5	15,3	2
51394'	14,1	15,80	-1,69	1,69	15,0	11,3	2
51395'	15,3	17,03	-1,73	1,73	16,2	10,7	2
51396'	18,3	21,36	-3,02	3,02	19,9	15,2	2
51397'	17,9	19,62	-1,72	1,72	18,8	9,2	2
51398'	15,6	17,35	-1,77	1,77	16,5	10,7	2
51399'	18,0	19,47	-1,49	1,49	18,7	8,0	2
51400'	17,6	19,08	-1,52	1,52	18,3	8,3	2
51404'	19,5	21,45	-1,94	1,94	20,5	9,5	2
51406'	18,6	19,91	-1,35	1,35	19,2	7,0	2
51409'	20,7	23,20	-2,50	2,5	21,9	11,4	2
51410'	20,9	22,75	-1,89	1,89	21,8	8,7	2

1	2	3	4	5	6	7	8
51411	18,1	19,35	-1,25	1,25	18,7	6,7	2
51420'	20,8	19,35	1,43	1,43	20,1	7,1	2
51421'	19,3	22,51	-3,23	3,23	20,9	15,5	2
51424'	18,5	20,54	-2,02	2,02	19,5	10,3	2
51427'	4,3	5,31	-1,05	1,05	4,8	21,9	10
51431'	5,6	6,87	-1,23	1,23	6,3	19,7	5
51433'	6,0	6,92	-0,91	0,91	6,5	14,1	5
51434'	7,0	8,87	-1,89	1,89	7,9	23,8	5
51441'	6,5	9,89	-3,40	3,4	8,2	41,5	5
Всього 52	17,9	19,2	-1,30	1,80	18,6	12,0	

Примечание: светло-серым фоном выделены значения, превышающие допуск. Более тёмным серым фоном выделены значения, превышающие допуск более чем вдвое.

среднем на 1,3 % абсолютных, при этом пределы колебания расхождений составляют от -3,97 до +4,57%. Отвечая на вопрос о сходимости методов, нужно оценить расхождения по отдельным образцам. Из 52 образцов в допустимую погрешность уложились лишь 4, т.е. по 48 образцам (92,3%) расхождения превысили допустимые, причём в 41 случае (78,8%) – более чем вдвое. Если бы это была контрольная партия, результат контроля был бы резко отрицательным. Соотношение результатов обоих методов проиллюстри-

ровано на рисунке 3. Более жирной показана линия равных значений, к которой относится коэффициент аппроксимации =1. Более тонкая прямая линия аппроксимирует фактическую зависимость. Точки, лежащие выше линии равных значений, отвечают случаям, когда K_n по газу > K_n насыщением.

Как видно из графика, основная масса точек расположена выше линии равных значений, что свидетельствует о том, что поромер показывает несколько большую пористость. В области пори-

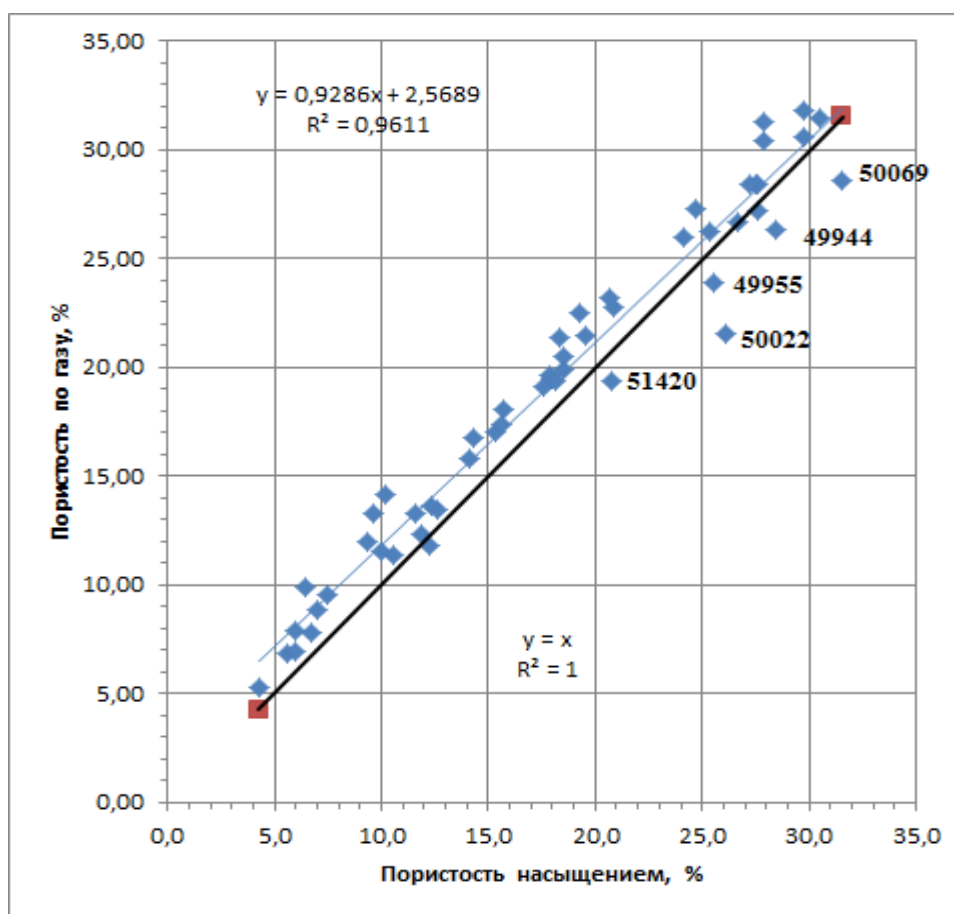


Рис. 3. Соотношение значений пористости, полученных методом насыщения и газоволнометрическим методом по одним и тем же образцам

стостей насыщением более 25% наблюдается группа образцов, имеющих пористость по насыщению большую, чем газовольюметрическая. Все эти образцы (кроме 51420) отобраны в Шебелинской скважине 901 из мезозойских отложений, залегающих в интервале 660-879 м и содержащих набухающие глинистые компоненты, что объясняет их поведение. Это объяснение не подходит для образца 51420, заведомо не содержащего набухающих компонентов.

По 21 образцу из визейских отложений скв. 35 Восточно-Новосёловского месторождения, включающим № 51420, был проведен расширенный комплекс исследований [16], включающий остаточную водонасыщенность, структуру порового пространства, эффективную проницаемость, параметр пористости, параметр насыщения и смачиваемость. Эти образцы вынесены отдельно на график рис.4. Ожидалось, что данные о смачиваемости будут особенно полезны в данном

случае. Однако, из результатов расширенного комплекса объяснить поведение образца № 5120 не удалось.

Два образца оказались гидрофобными, остальные, включая и № 51420 – гидрофильными. Вся масса гидрофильных и оба гидрофобных локализованы выше кривой равных значений, один гидрофильный ниже. Можно предположить, что дело не в отношении породы к воде. Образцы одновозрастные (C_{1v2}, горизонты В-14 и В-15), отобраны в одной скважине. в интервале 2637-2722 м, представлены средне-мелко-, мелко-, тонкозернистыми песчаниками и единичным алевритом, литология и физические свойства близки, набухающих компонентов не содержат. Никаких различий, объясняющих положение образца № 51420 ниже кривой равных значений, не найдено. Вероятной причиной является случайная погрешность определения этого образца.

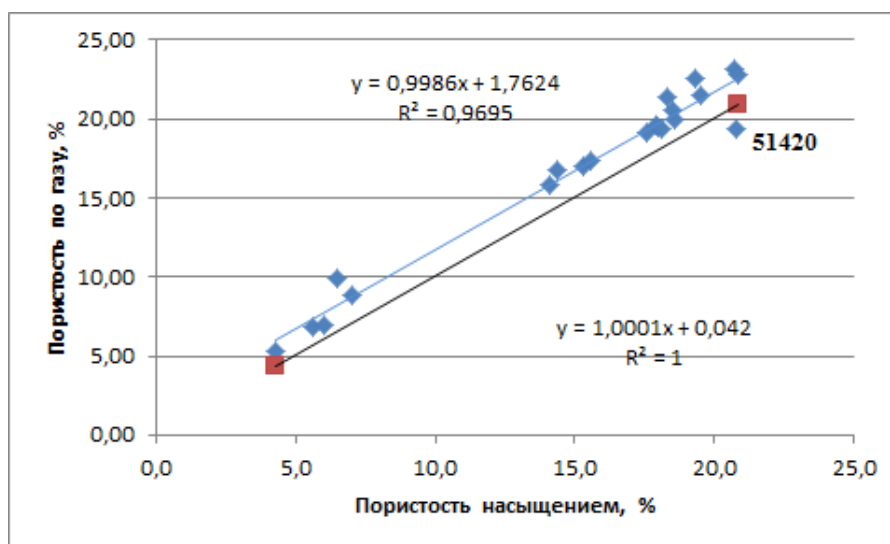


Рис. 4. Соотношение значений пористости, полученных методом насыщения и газовольюметрическим методом по образцам Восточно-Новосёловского месторождения

Определившись с результатом сопоставления, проанализируем распределение модулей абсолютных расхождений (рис 5). Мы видим практически симметричное распределение со следующими основными статистиками: среднее (M_c) = 1,811, медиана (M_e) = 1,708, стандартное отклонение (σ) = 0,971. Проверка (квартильный анализ, правило 3-х сигм и теорема Чебышева) показывает, что крайние значения распределения не рассматриваются как экстремальный выброс.

Из рис. 6, на котором показано распределение расхождений по диапазону пористостей образцов, можно сделать вывод, что абсолютные расхождения распределены довольно хаотично, без выраженной закономерности.

Распределение относительных расхождений, которое можно назвать асимметричным, показывает рис. 7. Основные статистики: M_c =

13,156, M_e = 10,15, σ = 10,528. Наиболее часто встречаются расхождения от 0,2 до 15,1%.

Рис. 8 показывает, что распределение относительных погрешностей по диапазону неравномерное, наибольшие относительные погрешности связаны с образцами, имеющими невысокую пористость (до 10%). С увеличением пористости образца, значения относительной погрешности имеют тенденцию к снижению.

Литературные данные по сходимости методов ограничены. Во многих источниках [17,18,20] упоминается о том, что в малопористых, тонкопористых, грубопористых и кавернозных породах пористость по газу выше пористости насыщением. В работе [13] упоминается о завышении пористости, определённой газовольюметрически, сравнительно с пористостью насы-

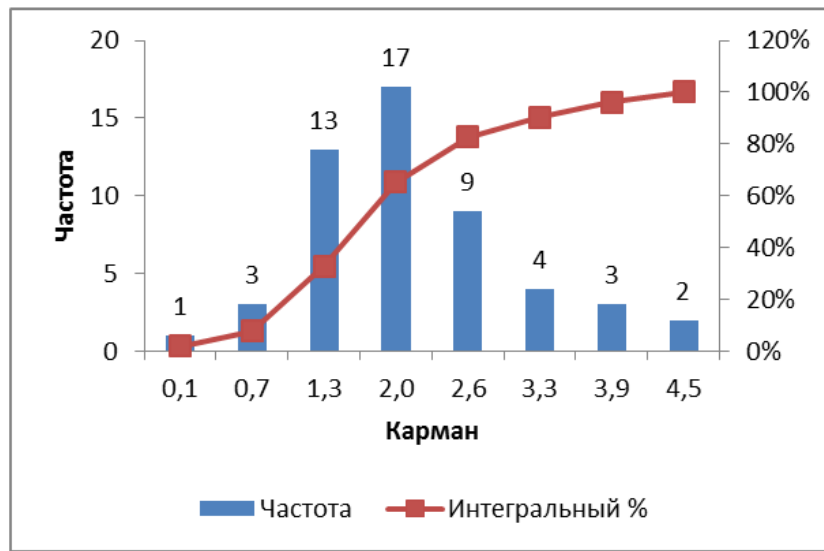


Рис. 5. Распределение модулей абсолютных расхождений по частоте.

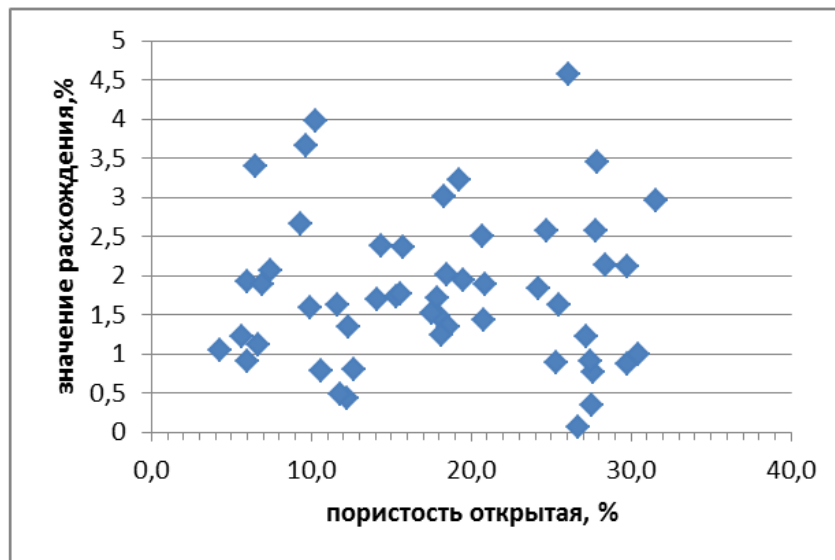


Рис. 6. Распределение модулей абсолютных расхождений по диапазону пористостей

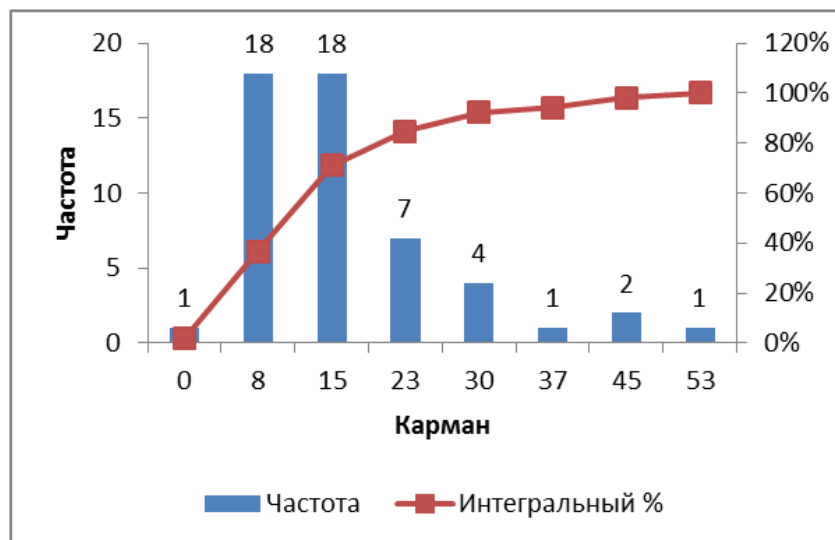


Рис. 7. Распределение относительных расхождений по частоте

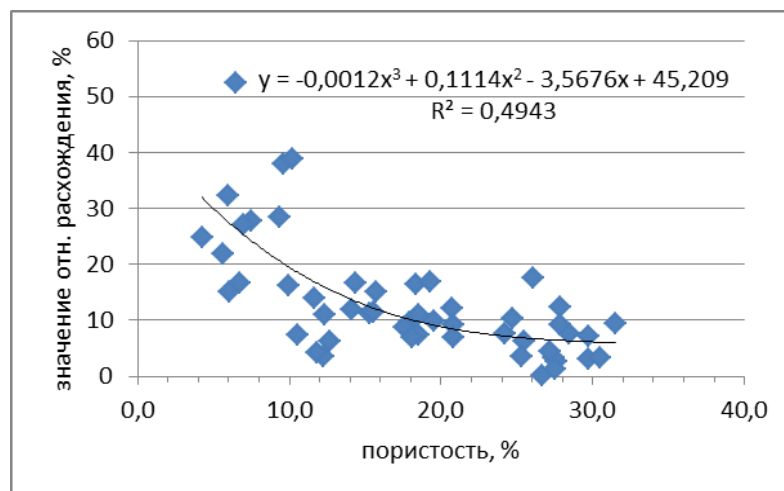


Рис. 8. Распределение относительных расхождений по диапазону пористостей

щения. В работе рассматриваются образцы с пористостью до 20%, но из приведенных материалов нельзя составить представление о соотношении результатов. В работе [9] упоминается, что пористость, определённая газоволюметрически приборами «Экспреспор» несколько завышена сравнительно с пористостью насыщения. В работе [21] приводятся данные о том, что пористость, определённая «Экспреспором» превышает пористость насыщения на 1,5 – 2% абсолютных. В работе [9] приводится таблица с результатами определения пористости методом насыщения и газоволюметрическим методом на установке ГВУ-1. Определения выполнены по образцам песчаников, известняков и алевролитов с пористостью от 3,3 до 20,8% по насыщению водой. Из этой таблицы следует, что пористость по газу больше пористости насыщением водой в среднем на 1,5 % абсолютных (19,5 % относительных).

Пределы колебания расхождений от -0,5 до +3,7 в абсолюте, от -2,4 до +66% относительных. Наши результаты: пористость по газу больше пористости насыщения в среднем на 1,3% абсолютных, 18,6% относительных. Пределы колебания расхождений - от -4 до +4,6% абсолютных, от 0,2 до 41,5% относительных. Можно принять, что результаты работы [9] хорошо совпадают с нашими.

В таблице 5 приведено в сжатом виде сопоставление результатов определения кажущейся минералогической плотности (плотности минерального скелета) методом насыщения и газоволюметрическим методом. Из таблицы видно, что КМП по газу в среднем на 0,01 г/см³ меньше, чем КМП, определённая насыщением. Это соотносится с приростом пористости: если в каком-то объёме уменьшить количество твёрдой фазы, уменьшится вес образца, а значит и плотность.

Таблица 5

Сопоставление КМП насыщением водой и КМП газоволюметрически

КМП вода, г/см ³	КМП газ, г/см ³	Среднее значение, г/см ³	Δабс, %	Δ абс , %	Δ отн, %
<u>2,61-2,80</u> 2,68 (52)	<u>2,47-2,81</u> 2,67 (52)	<u>2,54-2,76</u> 2,68 (52)	<u>(-0,1)-0,15</u> 0,01 (52)	<u>0-0,15</u> 0,02 (52)	<u>0-5,5</u> 0,9 (52)

Примечание: в числителе значения от-до, в знаменателе – средние по числу образцов в скобках.

Сравнение результатов по отдельным образцам показывает, что всего 3 значения имеют расхождения, превышающие допуск по [15]. Однако нужно сделать замечание относительно допустимых погрешностей. Приведенная в [8] допустимая погрешность касалась только открытой пористости, но затем была в работе [15] распространена на КМП и объёмную плотность. Эта допустимая погрешность для данного вида анализа слишком велика и более реалистичной представляется применявшаяся ранее на практике погрешность в 0,02 г/см³. Если сравнивать с

допуском в 0,02 г/см³, число расхождений достигает 16 (31%), причём в 9 случаях (17%) расхождение более чем вдвое. В таком случае результат контроля опять отрицателен.

Соотношение между результатами графически представлено на рисунке 9, где точки образцов 51182, 50022 и 50069 соответствуют 3 образцам, не уложившимся в допуск по [15]. Образец 50069 можно удалить в качестве экстремального выброса, но остальные точки необходимо учитывать. В отличие от пористости, значения КМП относительно линии равных значений имеют

большой разброс при хуже выраженной зоне преобладающей локализации.

С учётом удаления, на рис 10 показано распределение относительных расхождений по частоте. Распределение несимметричное, основные статистики таковы: $M_c=0,86$, $M_e=0,4$, $M_o=0$, $\sigma=1,1387$, $V=1,324$. Распределение модулей абсо-

лютных расхождений КМП по частоте подобно распределению относительных, также асимметричное, чаще всего встречаются расхождения $0-0,02 \text{ г/см}^3$. Основные статистики таковы: $M_c=0,0226$, $M_e=0,01$, мода (M_o) =0, $\sigma=0,0302$, коэффициент вариации (V)=1,336.

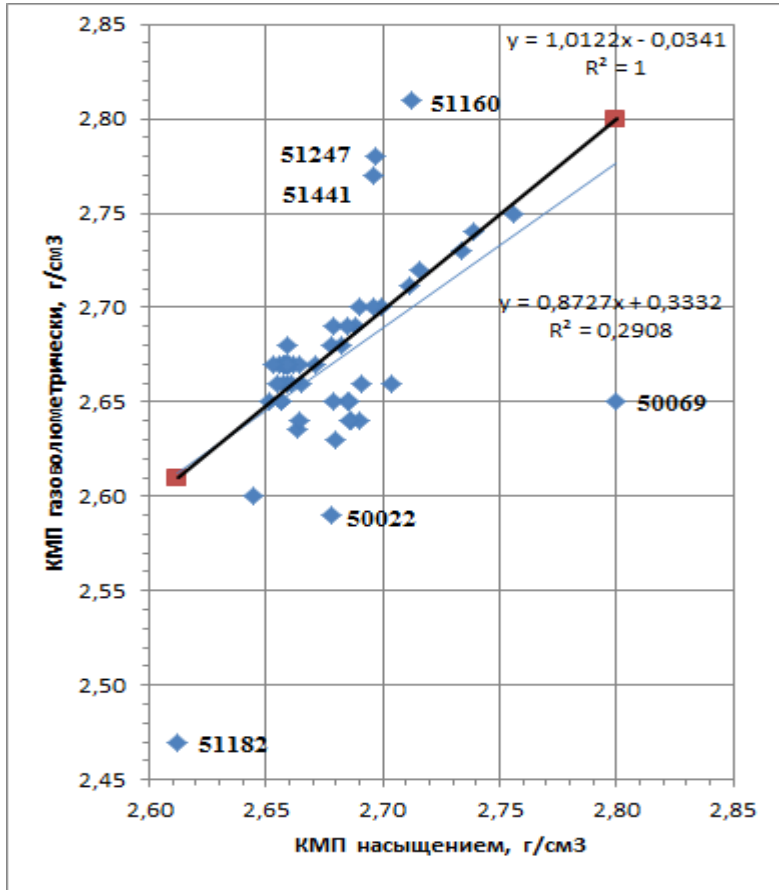


Рис. 9. Соотношение значений КМП, полученных методом насыщения и газоволюметрическим методом по одним и тем же образцам

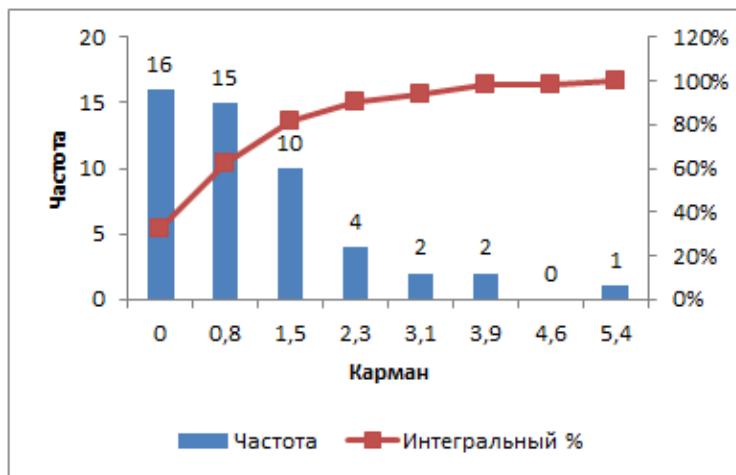


Рис. 10. Распределение относительных расхождений по частоте

Рис. 11 показывает распределение относительных расхождений по диапазону плотностей. Модули абсолютных расхождений распределены

практически также. Если всё же отбросить образец 51182, который находится на грани, за которой идёт значение экстремального выброса, то

складывается впечатление, что максимальные расхождения приурочены к середине интервала плотностей.

КМП намного менее интересует исследователей, чем пористость. В доступной нам литературе для сравнения нашлось только одно сопоставление результатов КМП насыщением и КМП, определённой газоволюметрическим методом [22]. В этой работе сравнение проводилось на 16 образцах большого размера ($d=70-80$, $L=30-60$ мм) известняков Узбекистана. Сравнимые определения были выполнены насыщением керосином и газоволюметрически. Получалось, что КМП насыщением меньше КМП, определённой газоволюметрически в среднем на $0,01$ г/см³. Абсолютные расхождения при этом колебались от $-0,03$ до $+0,03$ г/см³. В нашем опыте соотношение обратное: КМП насыщением в среднем больше, чем КМП газоволюметрическим методом на $0,01$

г/см³, а пределы расхождений больше: от $-0,1$ до $+0,15$ г/см³. Возможно, противоречивые результаты получены из-за конструктивных особенностей применяемых приборов, возможно, это связано с различием литологии, различием размеров образцов и большим диапазоном плотностей опробованных пород: у нас от $2,61$ до $2,80$, у них от $2,70$ до $2,73$ г/см³.

Таблица 6 в сжатом виде содержит результаты сопоставления значений **объёмной плотности**, определённой обоими методами. Определение объёмной плотности не является предназначением прибора «Поромер» [12], при определении внешнего объёма непосредственным замером он для этого не нужен. Однако, поскольку для расчёта объёмной плотности есть всё необходимое, интересно оценить сходимость и по этому параметру.

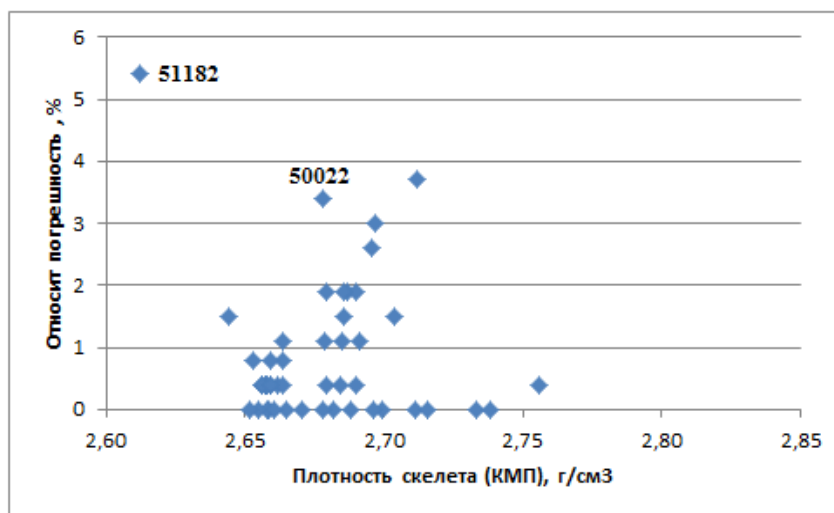


Рис. 11. Распределение относительных расхождений по диапазону плотностей

Таблица 6

Сопоставление объёмной плотности, определённой насыщением водой и газоволюметрически

Объёмная плотность вода, г/см ³	Объёмная плотность газ, г/см ³	Среднее значение, г/см ³	Δабс, %	Δ абс , %	Δ отн, %
<u>1,87-2,59</u> 2,20 (52)	<u>1,81-2,54</u> 2,16 (52)	<u>1,84-2,57</u> 2,18 (52)	<u>(-0,06)-0,22</u> -0,04 (52)	<u>0,01-0,22</u> 0,05 (52)	<u>0,4-9,4</u> 2,3 (52)

Примечание: в числителе значения от-до, в знаменателе – средние по числу образцов в скобках.

Из таблицы сразу заметно, что объёмная плотность по газу в среднем на $0,04$ г/см³ меньше, чем объёмная плотность, определённая насыщением. Так же, как и в случае с КМП, это соотносится с приростом пористости. Расхождение результатов здесь заметно больше и явно зависит от расхождения измеренного и определённого гидростатически объёма образца. При сравнении с допуском по [15] в 19 случаях (37%) расхождения плотностей превышают допустимые, причём по 2 образцам больше, чем вдвое. Если

сравнивать с допуском $0,02$ г/см³, то по 46 образцам (81%) расхождения превышают допустимые, причём по 17 образцам (33%) более чем вдвое. Таким образом, в обоих случаях расхождения превышают допустимые между параллельными определениями. Соотношение между результатами графически представлено рис. 12, на котором хорошо видно, что основная масса точек лежит ниже линии равных значений, отражая тот факт, что объёмная плотность по газу обычно ниже объёмной плотности по насыщению.

На рис. 12 обращает на себя внимание точка образца № 51182, расположенная в стороне от остальных. Квартильный анализ позволяет оценить значение, соответствующее этой точке как экстремальный выброс и пренебречь ею при анализе расхождений между результатами.

С учётом вышеизложенного на рис. 13 показано распределение по частоте относительных погрешностей. Основные статистики таковы: $M_c = 2,006$, $M_e = 1,777$, M_o – не опр, $\sigma = 1,068$.

Для распределения модулей абсолютных расхождений по частоте основные статистики таковы: $M_c = 0,0427$, $M_e = 0,04$, $M_o = 0,03$, $\sigma = 0,0204$.

Рисунок 14 показывает распределение расхождений по диапазону объёмной плотности.

Максимальные относительные расхождения связаны с минимальными плотностями, чем больше плотность, тем меньше становится расхождение. Подобным образом распределены и абсолютные расхождения, но там эта зависимость выражена несколько хуже ($R^2=0,3085$).

Чтобы ответить на вопрос, как хорошо увязываются между собой разные параметры, определённые газоволюметрическим методом, на рис. 12 приведена зависимость объёмной плотности от пористости. Зависимость имеет коэффициент аппроксимации 0,9736, что не уступает достоверности аппроксимации связи этих параметров для метода насыщения.

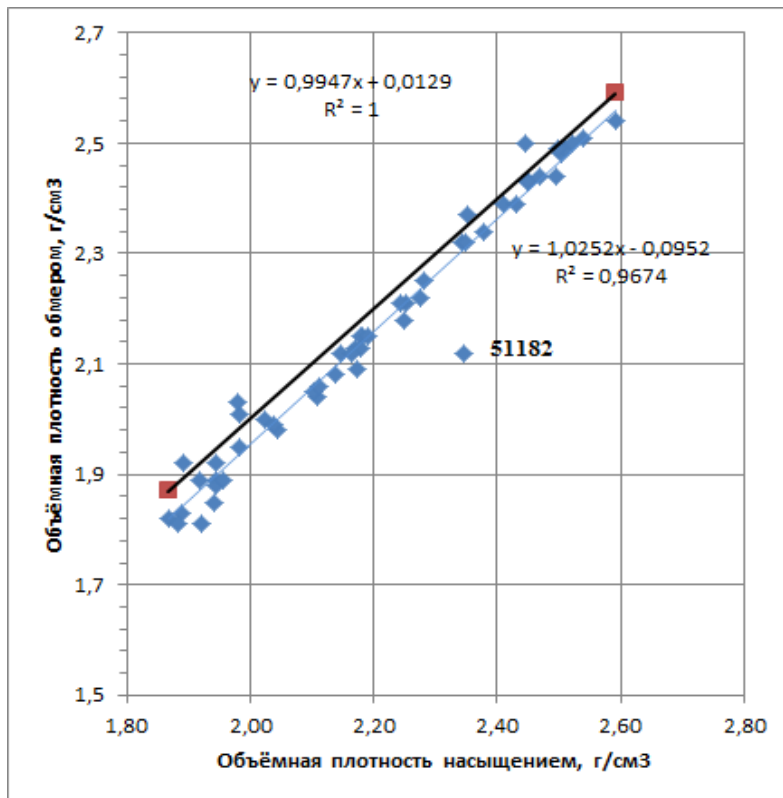


Рис. 12. Соотношение значений объёмной плотности, полученных методом насыщения и газоволюметрическим методом по одним и тем же образцам

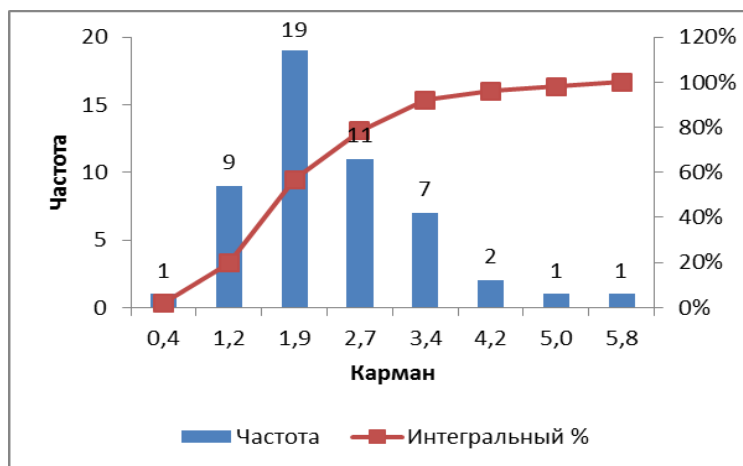


Рис. 13. Распределение относительных расхождений по частоте

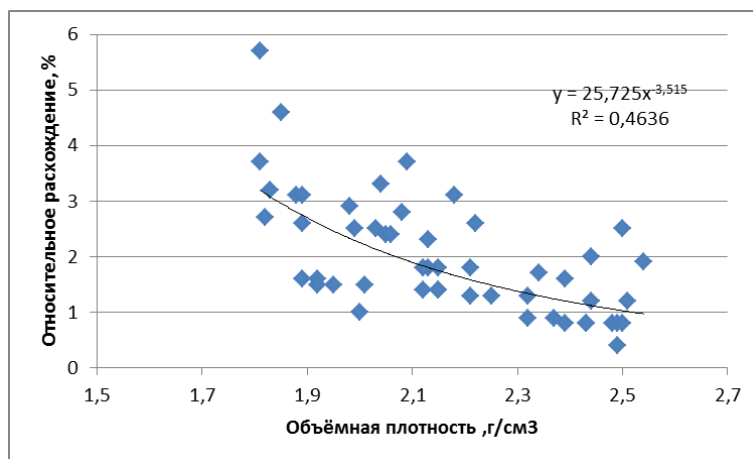


Рис. 14. Распределение относительных расхождений по диапазону значений объёмной плотности

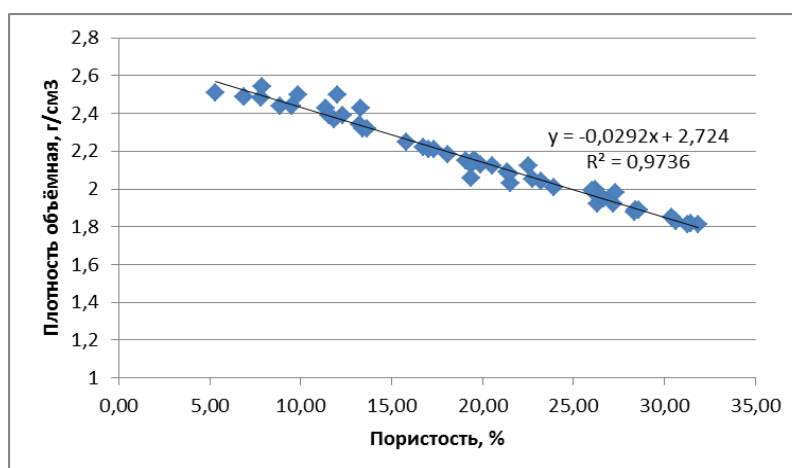


Рис. 15. Соотношение пористости и объёмной плотности, полученных газовольюметрическим методом

Таким образом, просто заменить результаты метода насыщения результатами газовольюметрического метода невозможно. Нужно либо вводить поправку, которая будет приводить результаты одного к другому [13], либо обосновать преимущественное применение газовольюметрического метода в определённых случаях.

Различными исследователями давно определена область преимущественного применения газовольюметрии [17,18,19,20]. К этой области относятся:

1) породы, которые не выдерживают насыщения жидкостью (размокают, набухают, теряют прочность);

2) породы крупнопористые, кавернозные, трещиноватые, из пустот которых вытекает насыщающая жидкость;

3) тонкопористые породы (типа алевролитов) на которых особенно вероятно недонасыщение;

4) плотные, малопористые (< 5 %) породы, где в добавок к недонасыщению, на результат начинает влиять поверхностная плёнка жидкости, сопоставимая по весу и объёму с жидкостью, вошедшей в поры.

Во всех перечисленных случаях пористость по газу, больше пористости насыщением и во всех случаях определение по газу более достоверно. Если отвлечься от механически непрочных разностей, мы имеем здесь дело либо с очень крупнопористыми (кавернозными), либо с очень тонкопористыми образцами (малопористые образцы пункта «4» как правило и очень тонкопористые). Как те, так и другие, довольно редко встречаются среди продуктивных коллекторов ДДВ. А как обстоят дела с пористостью основной массы песчаных коллекторов, имеющих наиболее часто встречающиеся, средние характеристики порового пространства? Считается, что их пористость можно с примерно равной точностью определять разными методами, но практика показывает, что и здесь газовольюметрически определённая пористость больше пористости насыщения.

В связи с этим интересно сравнить результаты по тем же образцам, полученные при насыщении водой и керосином и приведенные в таблицах 6-8. Несколько образцов не выдержали насыщения водой и не могли быть использованы повторно. Сопоставлялись результаты по 47 об-

разцам, также с использованием методики оценки результатов лабораторного контроля, рекомендованного [15,16] и значений допустимых отклонений, регламентированных [8,15]. Два образца (50069 и 51182) были отброшены как экстремальные выбросы на основании превышения тройного межквартильного расстояния, по правилу трёх сигм и теореме Чебышева. С целью экономии места результаты по оставшимся 45 образцам приведены в таблице 7 в сокращённом виде. Из таблицы 7 видно, что средняя пористость по керосину несколько больше, чем по воде – на 0,2 % абсолютных, 2,3% относительных. Используемая методика сравнения результатов говорит о том, что расхождения результатов находятся на грани допустимого: относительная погрешность, в 75,6 % случаев не превышает допустимого значения, но имеется образец, где расхождение превышает двойное допустимое. Если бы речь шла о лабораторном контроле, результат его был бы отрицательным. Другими словами, расхождения между результатами уже значимы.

В таблице 8 приведено сопоставление результатов КМП при насыщении керосином и водой по 46 образцам. Один образец (500069) от-

брошен как экстремальный выброс на тех же основаниях, что и при обработке пористости. КМП при насыщении керосином оказывается несколько меньшей, чем при насыщении водой – в среднем на 0,02 г/см³, что согласуется с небольшим приростом пористости. Если сравнивать расхождение результатов с допустимой погрешностью по [15], то расхождение заметно только в том образце, который уже охарактеризован выше как экстремальный выброс. Если сравнивать с допуском в 0,02 г/см³, число расхождений достигает 5-ти (10,9%), что всё равно позволяет говорить о позитивном контроле партии.

В таблице 9 представлено сопоставление результатов объёмной плотности при насыщении керосином и водой по 47 образцам. В данном случае, ни одно значение не может быть отброшено как выброс. Если сравнивать с допусками [15], то расхождение на всех образцах не превышает допустимого значения. Если сравнивать с допуском 0,02 г/см³, то по 12 образцам (25,5%) расхождения превышают допустимые и контроль отрицателен. При этом значения объёмной плотности по воде больше плотности по керосину в среднем на 0,02 г/см³.

Таблица 7

Сопоставление результатов определения пористости насыщением керосином и моделью пластовой воды

К _п керосин, %	К _п вода, %	Δабс, %	Δ абс , %	Δ отн, %
<u>4,4-30,4</u>	<u>4,3-29,7</u>	<u>(-0,6)-(1,0)</u>	<u>0-1,3</u>	<u>0-10,2</u>
16,8 (45)	16,6 (45)	0,2 (45)	0,31 (45)	2,3 (45)

Примечание: в числителе значения от-до, в знаменателе – среднее по числу определений, указанному в скобках.

Таблица 8

Сопоставление результатов определения КМП, полученных при насыщении керосином и водой

КМП керосин, г/см ³	КМП вода, г/см ³	Δабс, %	Δ абс , %	Δ отн. %
<u>2,63-2,74</u>	<u>2,61-2,76</u>	<u>(-0,04)-0,05</u>	<u>0-0,05</u>	<u>0-1,9</u>
2,66 (46)	2,68 (46)	-0,02 (46)	0,02 (46)	0,65 (46)

Примечание: в числителе значения от-до, в знаменателе – средние по числу образцов в скобках.

Таблица 9

Сопоставление результатов определения объёмной плотности, полученных при насыщении керосином и водой

Объёмная плотность керосин, г/см ³	Объёмная плотность вода, г/см ³	Δабс, %	Δ абс , %	Δ отн, %
<u>1,85-2,57</u>	<u>1,88-2,59</u>	<u>(-0,04)-0,03</u>	<u>0-0,04</u>	<u>0-1,6</u>
2,21 (47)	2,23 (47)	-0,02 (47)	0,02 (47)	0,9 (47)

Примечание: в числителе значения от-до, в знаменателе – средние по числу образцов в скобках.

Возвращаясь к пористости, нужно отметить, что вопрос о соотношении пористости, определённой методом насыщения керосином и насыщения водой до сих пор спорный. Некоторые авторы считают, что обычно пористость по кероси-

ну несколько превышает пористость, определённую по воде. Некоторые фиксируют обратное соотношение, объясняя его разбуханием глинистого материала в водных растворах, аномальной плотностью связанной воды и утверждая, что

пористость гидрофильных пород при насыщении водными растворами больше, чем при насыщении керосином [23].

Возможно, причины различия во взглядах кроются в различиях свойств пород, с которыми работают разные исследователи. Для основного продуктивного комплекса ДДВ, с коллекторами которой работают авторы данной статьи, не характерно содержание сильно набухающих минералов, в составе цемента обычно присутствуют гидрослюды, реже каолинит и хлориты. На этих породах параллельно проведенные определения пористости по воде и керосину показывают, что обычно пористость по керосину больше пористости по воде, а оба вида плотности меньше, чем по воде.

Например, песчаники скв. № 30 Кобзевского месторождения, отобранные из отложений горизонта Г-6 в интервале 3684-3889 м, при насыщении керосином показали среднюю пористость 8,6%, а при последующем насыщении водой – 7,6%, т.е. разность составила 1,0%. КМП и объёмная плотность по керосину была меньше. КМП по керосину 2,48 г/см³ против 2,6 г/см³ по воде, объёмная плотность соответственно 2,71 против 2,81 г/см³.

Чтобы избежать возможного влияния изменения поверхностных свойств в результате экстракции остатков керосиновой плёнки перед повторным насыщением водой, были взяты 5 пар параллельных образцов по скв. № 1 Герсевановского месторождения из отложений горизонта М-6, в интервале 3369,9-3385,4 м. Один образец насыщался водой, другой керосином. Средняя пористость по керосину составила 5,6, по воде – 5,4%, разность 0,2%, причём и гидрофильный, и гидрофобный образцы имели большую пористость по керосину.

В работе [21] идёт речь о недонасыщении пор водой сравнительно с керосином. В работе [9], приводятся результаты параллельных определений пористости по воде и керосину на 13 образцах с пористостью от 3,3 до 20,8%. Пористость по керосину превысила пористость по воде в среднем на 0,7% абсолютных.

Различие между результатами не всегда значимо. Сильно влияет характер смачиваемости породы, а также и наличие случайных погрешностей, обусловленных процессом насыщения. В некоторых случаях имеет место обратное соотношение результатов, т. е. пористость по воде превышает пористость по керосину. В исследованной коллекции образцов Герсевановского месторождения расхождения также не слишком велики (превышение составило 0,2%), однако превышают допустимые случайные между параллельными определениями.

Причину превышения пористости по керосину принято искать в лучшей проникающей способности керосина, обеспечивающей более полное насыщение порового пространства. Такое же объяснение может быть приведено и для обоснования разницы между результатами газовойолуметрического метода и метода насыщения. Проникающая способность газа (воздуха, азота, гелия) намного больше, чем у керосина, тем более больше, чем у воды. Следовательно, вероятность недонасыщения меньше, степень заполнения порового пространства выше и результат метода достовернее. К подобным выводам пришли и исследователи в работах [9,21], где они предлагают за истинный объём пор принимать объём пор, определённый газовойолуметрическим методом и приводить к нему значения, полученные насыщением жидкостью.

Остаётся оценить значимость получаемого прироста пористости, какой именно дополнительный объём мы получим за счёт более полного заполнения пор породы. В грубопористом, кавернозном, трещиноватом коллекторе это будут самые крупные поры и пустоты, которые мы теряем при насыщении жидкостями и которые, скорее всего, обеспечивают основные ёмкостно-фильтрационные свойства коллектора. В тонкопористом коллекторе мы получим прирост пористости за счёт самых тонких пор, куда не добирается насыщающая жидкость в ходе лабораторного опыта и которые, скорее всего, заняты остаточной водой в пластовых условиях. В типичном промышленном коллекторе ДДВ с какой-то средней пористостью, не содержащем каверн, мы также вряд ли получим прирост за счёт рабочей межзерновой пористости, она хорошо насыщается и керосином, и водой. Скорее всего, это будет мелкая пористость цемента, которая в пластовых условиях будет также полностью заполнена остаточной водой.

Выводы

1. Исключительной областью применения газовойолуметрического метода являются образцы пород, которые не выдерживают насыщения жидкостью (размокают, набухают, теряют прочность), образцы крупнопористых, кавернозных, трещиноватых пород, из пустот которых вытекает насыщающая жидкость, тонкопористые породы, недонасыщаемые жидкостью в ходе лабораторного опыта и плотные мелкопористые породы, где на результат начинает влиять поверхностная плёнка жидкости. Во всех этих случаях результат газовойолуметрического метода будет более достоверным, и определённое им значение пористости будет больше пористости насыщения,

2. При массовых определениях открытой пористости традиционных коллекторов, пористость, определённая газовойолуметрическим ме-

тодом, будет в среднем несколько больше пористости насыщения и водой (1-1,5%), и керосином. Прирост пористости объясняется большей проникающей способностью газа, и ожидается в основном за счёт тонкой пористости цемента, в пластовых условиях заполненной остаточной водой.

3. КМП и объёмная плотность, определённая газоволюметрическим методом будет несколько меньше обоих видов плотностей, определённых насыщением (на 0,01 г/см³ и 0,04 г/см³ соответственно).

4. Максимальная значимость прироста пористости ожидается на грубопористых, кавернозных и трещиноватых коллекторах, где при определении методом насыщения теряется самая крупная, рабочая пористость. Малопористые породы (<5%) с обычно тонкой межзерновой пористостью если и дадут прирост в 1-1,5%, то это всё равно не превратит их в промышленный коллектор. На традиционных коллекторах мы также вряд ли получим прирост за счёт рабочей межзерновой пористости, она хорошо насыщается и

керосином, и водой. Скорее всего, это будет мелкая, нерабочая пористость цемента, которая в пластовых условиях будет полностью заполнена остаточной водой.

5. При обосновании коэффициента пористости как подсчётного параметра при подсчёте запасов углеводородов с использованием результатов газоволюметрического метода, необходимо учитывать не только прирост открытой пористости, но и характер приращиваемой пористости.

6. При необходимости для приведения результатов одного метода к другому, необходимо вводить переводные коэффициенты. Так, для перевода Кп насыщением в Кп по газу согласно данному исследованию применяется коэффициент 1,07, для перевода КМП по насыщению в КМП по газу – коэффициент 0,997, для перевода объёмной плотности насыщением в плотность по газу – коэффициент 0,980. Ввиду сравнительно небольшого объёма сравнения для уточнения коэффициентов могут понадобиться дополнительные исследования.

Литература

1. Гороян, В. И. Выбор рациональной схемы газоволюметрического объёмомера для измерения пористости. В сб. «Методы исследования пород-коллекторов» [Текст] / В. И. Гороян // Тр. ВНИГНИ. – Вып. 90. – М., 1970. – С. 32-59.
2. Петерсилье, В. И. К методике измерения пористости и минералогической плотности с помощью компенсационного объёмомера. В сб. «Методы исследования пород-коллекторов нефти и газа и аппаратура для этих целей» [Текст] / В. И. Петерсилье, Ю. А. Белов // Тр. ВНИГНИ. – Вып. 156. – М., 1974. – С. 41-47.
3. Гороян В.И. Компенсационно-рекуррентный метод измерения объёма твёрдой фазы образца. В сб. «Методы исследования пород-коллекторов нефти и газа и аппаратура для этих целей» [Текст] / В. И. Гороян // Тр. ВНИГНИ. – Вып. 156. – М., 1974. – С. 59-64.
4. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. [Текст]. – М. : ВНИГНИ, 1978. – 395 с.
5. А.С. № 495589. Устройство для измерения пористости и объёма скелета образцов горных пород. Морозович Я.Р., Копосов И.А., Куликов Ю.А. / Бюллетень №46, 15.12.75 г.
6. А.С. № 495589, кл. G 01 N 15/18. Способ определения пористости твёрдых тел и порозиметр для его осуществления. Громов В. К. / 15.08. 1976.
7. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. (Породи гірські. Загальні вимоги до підготовки проб для визначення колекторських властивостей) [Текст] / М. : Изд-во стандартов, 1985. – 8 с.
8. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасъщением (Породи гірські. Метод визначення коефіцієнта відкритої пористості насиченням рідиною) [Текст]. – М. : Изд-во стандартов, 1985. – 8с.
9. Нестеренко, М. Ю. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу [Текст] / М. Ю. Нестеренко, Я. А. Пилип, В. В. Иванов, Ю. М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17–20.
10. Зиятдинов, И. Г. Новейшие методы исследования кернового материала [Электронный ресурс]. – Режим доступа : \www/ URL: <http://www.tatnipi.ru>. 2016.
11. Закрытая пористость горных пород, способы её выявления и количественной оценки [Текст] / Г. А. Шнурман, А. Ф. Боярчук, А. Л. Брайловская // Геология нефти и газа. – №7. – 1989.
12. Газоволюметрический пикнометр «Поромер». Руководство по эксплуатации / ООО ЭкогеосПром, Тверь, 2014. – 9 с.
13. Дахнов А.В. Повышение достоверности определения коэффициента открытой пористости газоволюметрическим пикнометром «Поромер» [Текст] / А.В. Дахнов, И.Б. Крюкова // Сборник Вести газовой науки №2 (18). – 2014. – С. 44-46.
14. Сайт Справочник химика 21 века [Электронный ресурс]. – Режим доступа : \www/ URL: <http://chem21.info>

15. Методичні вказівки. Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями кер-на)[Текст] – ЛВ УкрДГРІ: Київ-Львів, 2005. – 58 с.
16. СОУ 09.1-30019775-218:2013 Дослідження керна нафтових і газових свердловин. Порядок проведення [Текст] – Київ, ПАТ «Укргазвидобування», 2013. – 28 с.
17. Ханін, А. А. Порооди-колекторы нефти и газа и их изучение [Текст] / А. А. Ханін. – М. : Недра, 1969. – 368 с.
18. Котяхов, Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов [Текст] / Ф. И. Котяхов. – М. : Недра, 1977. – 287 с.
19. Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст] / Ш.К. Гиматудинов. – М. : Недра, 1971. – 312 с.
20. Петрофизические методы исследования керна материала. Учебное пособие в 2-х книгах. Кн. 2: Лабораторные методы петрофизических исследований керна материала [Текст] / М. К. Иванов, Г. А. Калмыков, В. С. Белохин // М. : Изд-во Моск. ун-та, 2008.
21. Нестеренко, М. Ю. Методичні аспекти визначення ємнісних параметрів на зразках гірських порід. [Текст] / М. Ю. Нестеренко, Г. П. Боднарчук // Мінеральні ресурси України. – 2012. – № 1. – С. 30-32.
22. Яньшина, Н. А. Оценка минералогической плотности известняков Западного Узбекистана. В сб. «Методы исследования пород-коллекторов нефти и газа и аппаратура для этих целей» [Текст] / Н. А. Яньшина. – Тр. ВНИГНИ. – Вып. 156. – М., 1974. – 27-32 с.
23. Гудок, Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород [Текст] / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. – М. : Недра, 2007. – 592 с.

UDC 553.048+550.85

Sergey Poverenniy,

Senior Researcher, Ukrainian Research Institute for Natural Gases,
Gimnaziyna naberejna., 20, Kharkiv, 61010, Ukraine,

e-mail: sergei-poverenniy@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-7836-6278>;

Oleksandr Chuienko,

Head of laboratory, V. N. Karazin Kharkiv National University,
Svobody sq., 4, Kharkiv, 61022, Ukraine,

e-mail: chuenko@hotmail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-6717-4695>;

Olena Piddubna,

Engineer, Ukrainian Research Institute for Natural Gases, e-mail: dgp_pzg@ndigas.com.ua;

Viktor Sokolov,

PhD (Technics), Associate Professor, Department of Hydrogeology,
V. N. Karazin Kharkiv National University, e-mail: hydrogeology@karazin.ua

GAS-VOLUMETRIC METHOD IN LABORATORY RESEARCH PRACTICE OF ROCKS COLLECTOR PROPERTIES

Problem statement. Gas-volumetric method of porosity and density in rocks collectors' determination is becoming more and more popular in production and educational practice. The theory and practice of this method in the domestic literature is not sufficiently covered, there is a lack of literature on the principles of the obtained results and comparison of gas-volumetric method results with the saturation method, which until now has been the main method for determining porosity and density of rocks.

The purpose of this work is to study gas-volumetric method in – depth, to compare its results with the results of the liquid saturation method, determine the convergence between these methods and the possibility of their interchangeability in the complex of laboratory studies of reservoir properties.

A scientific and practical value is conditioned by the fact that porosity of collectors is a basic calculation parameter. Accuracy of hydrocarbon supply depends on it.

Preliminary analysis of the available material. All available material on the design and operation of gas-volumetric devices were analyzed for this purpose and a simple but sufficiently complete description of the methodology and the operation principle of devices suitable for workers at production laboratories and students undergoing training on these devices was given.

The comparison of the results. Before comparison, the results were checked for convergence on the standards and on the samples. After confirming the performance of the device and its compliance with the specifications stated in its technical passport, we switched to the comparison of different methods. By com-

paring the results of open porosity, apparent mineralogical density, volumetric density obtained by the gas-volumetric method and saturation with kerosene and water we came to certain conclusions.

The main conclusions are: 1. The scope of exclusive application of the gas-volumetric method is defined. 2. The quantitative correlation of the above parameters on the results of the gas-volumetric method and the saturation method by reservoir water or kerosene is established. 3. The increase in porosity was estimated by the gas-volumetric method. 4. Introduction of correction factors of one method results to the results of another one is proved and their values are preliminarily estimated.

Keywords: reservoir capacity, porosity, porosity coefficient, density, laboratory determination of porosity, gas-volumetric method, liquid saturation method

References

1. Gorozhan, V. I. (1970). Selection of a rational scheme of a gas-volumetric flow meter for measuring porosity. In col. of papers «Methods of rock-collectors reseach ». Moscow, Tr. VNIGNI, 90, 32-59.
2. Petersil'e, V. I., Belov, Ju. A. (1974). The methodology for the measurement of porosity and mineralogical density by the compensation obomer. V sb. «Metody issledovanija porod-kollektorov nefiti i gaza i apparatura dlja jetih celej», Moscow, Tr. VNIGNI, 156, 41-47.
3. Gorozhan, V. I. (1974). Compensatory and recurrent method for measuring the volume of the solid phase of the sample. V sb. «Metody issledovanija porod-kollektorov nefiti i gaza i apparatura dlja jetih celej» Moscow, Tr. VNIGNI, 156, 59-64.
4. Guidelines for the study of rock-collector of oil and gas by physical and petrographic methods (1978). M., VNIGNI, 395.
5. Morozovich, Ja. R., Koposov, I. A., Kulikov, Ju. A. (15.12.75). Sertificate of authorship # 495589 SSSR. Device for measuring the porosity and volume of the skeleton of rock samples. Bjulleten' 46.
6. Gromov, V. K. (15.08.1976). Sertificate of authorship # 495589, kl. G 01 N 15/18. A method for determining the porosity of solids and a porosimeter for its implementation.
7. GOST 26450.0-85 (1985). Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for reservoir characterization. M., izd-vo standartov, 8.
8. GOST 26450.1-85 (1985). Rocks. Method for the determination of open porosity coefficient by fluid saturation. M., Izd-vo standartov, 8.
9. Nesterenko, M. Iu., Pylyp, Ya. A., Ivanov, V. V., Vikhot, Yu. M. (2011). The determination of open porosity rocks using by a gas-volume method. Naftova i hazova promyslovist, 2, 17-20.
10. Zijatdinov, I. G. (2016). The latest research methods of core material]. Available at: <http://www.tatnipi.ru>.
11. Shnurman, G. A., Bojarchuk, A. F., Brajlovskaja, A. L., Barminskij, M. A., Shipulin, S. V. (1989). Closed porosity of rocks, ways to identify and quantify. Geologija nefiti i gaza, 7, 17-19.
12. Gas-volumetric pycnometer «Poromer». User manual (2014). LTD JekogeosProm, Tver', 9.
13. Dahnov, A. V., Krjukova, I. B. (2014). To increase the accuracy of determining the coefficient of open porosity by pycnometer «Poromer». Vesti gazovoj nauki, 2, 44-46.
14. Website guide chemist of the 21st century. Available at: www.chem21.info.
15. Substantiation of standard values of filtration-capacitive parameters terrigenic reservoir rocks for calculation of total hydrocarbon reserves. Guidelines. (2005). LV UkrDHRI, Kyiv-Lviv, 58.
16. SOU 09.1-30019775-218:2013 (2013). Core studies of oil and gas wells. The procedure of carrying out. Kyiv, PAT «Ukrhazvydobuannia», 28.
17. Hanin, A. A. (1969). Rock-collectors of oil and gas and their study. M.: Nedra, 368.
18. Kotyahov, F. I. (1977). Physics of oil and gas reservoirs. M.: Nedra, 287.
19. Gimatudinov, Sh. K. (1971). Physics of oil and gas reservoir. M.: Nedra, 312.
20. Ivanov, M. K., Kalmykov, G. A., Belohin, V. S., Korost, D. V., Hamidullin, R. A. (2008). Petrophysical methods of research of core material. M.: Izd-vo Mosk. un-ta, 113.
21. Nesterenko, M. Iu., Pylyp, Ya. A., Ivanov, V. V., Vikhot, Yu. M. (2011). Methodological aspects of determining capacity parameters for the rock samples. Naftova i hazova promyslovist, 2, 17-20.
22. Jan'shina, N. A. (1974). Estimation of mineralogical density of limestone in Western Uzbekistan. V sb. «Metody issledovanija porod-kollektorov nefiti i gaza i apparatura dlja jetih celej» Moskva, Tr. VNIGNI, vyp. 156, 27-32.
23. Gudok, N. S., Bogdanovich, N. N., Martynov, V. G. (2009). Determination of physical properties of oil-containing rocks. Moscow: Nedra, 592.