

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья
УДК 550.8.055
EDN: GCYLTW

Влияние техногенных факторов на результаты определения пористости образцов осадочных пород

В.Г. Мамяшев ✉, Э.А. Кулиев

Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Аннотация. *Актуальность.* Пористость – это одна из наиболее значимых характеристик емкостных свойств пород нефтегазоносных отложений. Еще в середине восьмидесятых годов прошлого столетия были выявлены изменения объема и пористости зерна песчано-глинистых пород при насыщении их водными растворами различной минерализации и различными флюидами. Количественные оценки влияния техногенных факторов на пористость пород в условиях пластовой флюидонасыщенности представляют очевидное практическое значение, а также научный интерес. *Цель работы.* Уточнить характер и степень влияния техногенных факторов – экстракции и сушки зерна, применяемых в современной технологии петрофизических исследований, на результаты определений объема, пористости, плотности и водонасыщенности образцов пород нефтегазоносных отложений; рассмотреть возможность оценки этого влияния и обосновать методики, обеспечивающие определения пористости и других свойств пород, соответствующие их пластовой насыщенности. *Материалы и методы.* Объект исследования – зерно песчано-глинистых пород терригенного осадочного чехла Западной Сибири и карбонатных пород Восточной Сибири. Предмет исследования – методическое обеспечение определений пористости, плотности и водонасыщенности осадочных пород коллекторов нефтегазоносных отложений по петрофизическим и геофизическим данным. *Результаты.* Обосновано, что изменения объемов образцов и различия результатов определений пористости, водонасыщенности и плотности зерна осадочных пород методом гидростатического взвешивания и газоволюметрии обусловлены влиянием экстракции и сушки зерна. Предложена методика определения исходной пористости образцов, исключающая данные искажения. *Заключение.* Экспериментально установлено, что значения коэффициента пористости образцов песчано-глинистых пород-коллекторов Западной Сибири, определяемые стандартными методами, занижаются. Обоснованы способы учета влияния деформаций объема образцов зерна на плотность и емкостные свойства при условии определения объема в исходном состоянии, соответствующем пластовой водонасыщенности.

Ключевые слова: пористость, водонасыщенность, плотность, зерно, объемные деформации зерна, методики и достоверность определений, экстракция, сушка

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

✉ Мамяшев Венер Галиуллинович, tmngeofiz@mail.ru

© Мамяшев В.Г., Кулиев Э.А., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: *Мамяшев В.Г., Кулиев Э.А.* Влияние техногенных факторов на результаты определения пористости образцов осадочных пород // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. EDN: GCYLTW

Введение

Пористость – это одна из наиболее значимых характеристик емкостных свойств пород нефтегазоносных отложений, представляющая объемы запасов нефти и газа. Все оценки пористости пород, слагающих залежи нефти, газа и газоконденсата, так или иначе основываются на результатах петрофизических исследований кернa. Достоверность подсчета объемов запасов нефтяных углеводородов напрямую зависит от достоверности результатов исследований кернa. Применяемые в настоящее время технологии исследований исходят из того, что в процессе проведения их отсутствуют объемные деформации исследуемых образцов. Вместе с тем, в период с 1984 по 1991 гг. в ряде работ В.Г. Мамяшева, Л.М. Задориной и В.С. Кудрявцева были опубликованы первые результаты исследований влияния физико-химического взаимодействия насыщающих поровых флюидов на объемные характеристики кернa. Было выявлено изменение объема пор и всего образца при насыщении его водами разной минерализации и разными флюидами (керосином, газом), а также в процессе длительного нахождения водонасыщенного образца в насыщающем растворе. В частности, при сопоставлении пористости при насыщении пород-коллекторов керосином ($K_{п.к}$) и водой ($K_{п.в}$) было установлено, что при признаках их гидрофобизации, начиная с гетерогенного характера смачиваемости пород, наблюдается превышение пористости «по керосину» над пористостью «по воде» ($K_{п.к} > K_{п.в}$).

По сопоставлениям $K_{п.к}$ и $K_{п.в}$ было обосновано, что одним из критериев цеолитизации пород является обратный эффект: превышение пористости пород «по воде» над пористостью «по керосину» ($K_{п.к} < K_{п.в}$) [1].

Несколько позже было экспериментально подтверждено явление «адсорбционной деформации» пород и влияние деформации на объемы твердых пористых сред [2–4], установленное еще в 1928 г. академиком П.А. Ребиндером и известное как «эффект Ребиндера». Влияние типа насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород было установлено в работах многих авторов, в том числе в работе [5].

Отбор и исследования кернa с сохраненной флюидонасыщенностью с помощью изолирующих технологий [6–8] или растворов на нефтяной (углеводородной) основе (РНО, РУО) позволяют определить объемные характеристики кернa в состоянии естественной насыщенности и изменений в процессе применения общепринятых (стандартных) методик определения пористости и водонасыщенности [9]. Установлено, что применяемые технологии препарирования и подготовки кернa приводят к занижению объема образцов кернa и, соответственно, к занижению значений коэффициента пористости (K_p) как образцов песчано-глинистых пород, так и карбонатных. Искажение (занижение) значений коэффициента пористости составляет от 0,3–0,7 до 2,7–4,1 % (абсолютных), соответственно для пород юрского и сеноманского возрастов Западной Сибири.

Цель работы. Накопленные к настоящему времени результаты исследований свидетельствуют о необходимости анализа влияния применяемых методов определения пористости пород, в частности, влияния техногенных факторов на результаты определений емкостных свойств пород с целью учета этого влияния, совершенствования технологии и методики исследований и повышения достоверности петрофизических данных.

Материалы и методы

Определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород на образцах керна были регламентированы государственным стандартом еще в 1985 г. (ГОСТ 26450.1-85 «Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением»). Этим стандартом утверждена методика определения открытой пористости образцов пород способом гидростатического взвешивания (метод И.А. Преображенского). Непреложными требованиями методики являются операции: экстракция керна, обеспечивающая извлечение из порового пространства углеводородов и солей, а также последующее высушивание образцов до постоянного веса при температуре +105 °С. Считается, с достаточным приближением, что при этой температуре удаляется вся поровая вода, включая практически весь объем физически связанной воды и не происходит необратимых изменений минералов твердой фазы пород. Исключением является присутствие в породе включений гипса, которые при температуре +95 °С необратимо трансформируются в ангидрит; для глинистых пород температура сушки ограничивается +70 °С.

глинистых пород температура сушки ограничивается +70 °С.

Регламентированные ГОСТом условия насыщения керна обеспечивают заполнение его сообщающегося пустотного пространства насыщающей жидкостью. Коэффициент открытой пористости рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{п}} = (m_{\text{в}} - m_{\text{с}}) / (m_{\text{в}} - m_{\text{вв}} - \Delta) \cdot 100, \% \quad (1)$$

где $m_{\text{с}}$ – масса сухого образца горной породы;

$m_{\text{в}}$ – масса образца после насыщения жидкостью (при условии корректного удаления излишков жидкости с поверхности образца);

$m_{\text{вв}}$ – масса насыщенного жидкостью образца в насыщающей жидкости;

Δ – поправка на массу подвеса образца в воде (обычно не превышает 5 мг и игнорируется при расчетах).

Объем сообщаемого пустотного пространства образца определяется числителем уравнения (1), а объем самого образца (V_0) – знаменателем (в обоих случаях с учетом плотности насыщающей жидкости). Регламентированная ГОСТом относительная погрешность определения открытой пористости составляет от 2 до 10 %, в зависимости от диапазона ее величины.

Западные компании руководствуются аналогичными технологиями, регламентированными стандартами API (Американского института нефти), что может рассматриваться как обеспечение метрологического требования единства измерений на международном уровне (API RP40:1998. «Recommended practices for core analysis»).

В рамках сложившейся парадигмы петрофизического обеспечения геолого-разведочных работ на нефть и газ по умолчанию принимается, что результаты определений пористости методом жидкостенасыщения (гидростатического взвешивания) представляют пористость пород, соответствующую условиям пластового залегания (с учетом введения соответствующей поправки на влияние термобарических факторов). При этом были установлены следующие особенности результатов, получаемых при таких исследованиях: в случае гидрофильных терригенных осадочных пород наблюдалось занижение значений коэффициента пористости по данным керосинонасыщения ($K_{п.к}$) относительно пористости, определенной при насыщении образцов водными растворами ($K_{п.в}$). В публикациях В.Г. Мамяшева и соавторов 1984–1991 гг. показано, что величина коэффициента пористости «по воде» $K_{п.в}$ зависит от минерализации насыщающего раствора и возрастает с уменьшением минерализации, а также с увеличением времени нахождения керна в насыщающем растворе. Поэтому ГОСТ 26450.1-85 на определение пористости предусматривает проведение исследований при насыщении образцов пород растворами, моделирующими минерализацию пластовых вод. Предполагалось, что эти явления обусловлены набуханием глинистого цемента пород, влиянием расклинивающего давления, а также «адсорбционными деформациями» твердой фазы пород [2, 3].

Новые результаты были получены с помощью газоволюметрического метода определения открытой пористости, основанного на законе Бойля – Мариотта. Применение газоволюметрического метода определения открытой пористости, с одной стороны,

было обусловлено совершенствованием технологии применения этого метода, а с другой – существенным повышением качества изготовления образцов. Применяемые технические средства обеспечивали строго заданную геометрическую форму образцов и качество их поверхности, колебания размеров образца не превышали 0,02 мм. Соответствующие погрешности определения объемов образцов стандартных размеров (30 × 30 × 30 мм) по их размерам при этом не превышали 0,2 % (относительных), что обеспечивало достаточную достоверность определений объема образцов и их пористости, не уступающую достоверности данных метода гидростатического взвешивания. Коэффициент пористости, определяемый с помощью газоволюметрического метода ($K_{п.г}$), в практике петрофизических исследований получил название пористость «по гелию».

Существуют две модификации этого метода: в первой (традиционной) обеспечивается определение объема твердой фазы образца ($V_{тф}$), а во второй – определение объема его пустотного пространства ($V_{п}$). В каждой из этих модификаций объемы образцов (V_0) определяют по измерениям геометрических размеров (стандарт API RP40:1998) [10, 11]. При комплексировании этих модификаций метода газоволюметрии допускается определение объема образца как суммы объемов пор и твердой фазы:

$$V_0 = V_{п} + V_{тф}. \quad (2)$$

При этом необходимо обратить внимание на то, что объем твердой фазы образцов определяется с несколько меньшей погрешностью, чем объем их порового пространства.

В традиционном варианте применения метода газоволюметрии определяется объем твердой фазы ($V_{тф}$). Объем образца (V_0) рассчитывается по его геометрическим размерам, пористость «по гелию» ($K_{п.г}$) в этом случае рассчитывается как:

$$K_{п.г} = (V_0 - V_{тф})/V_0 \cdot 100, \%$$

По результатам применения этого метода была установлена тесная связь между результатами определений пористости «по гелию» и пористости по данным керосинонасыщения [12]. Сопоставления $K_{п.к}$ и $K_{п.г}$, приведенные ниже, свидетельствуют о высокой степени связи рассматриваемых параметров ($R^2 > 0,996$). Максимальные отклонения значений коэффициента пористости от линии равных значений (в интервале значений 5–30 %) не превышают $\pm(0,5-1,0)$ % (абсолютных). Совершенствование метода газоволюметрии позволило устранить сомнения о возможности определения объемов образцов правильной геометрической формы по измерениям линейных размеров.

Представление о том, что завышение пористости «по воде» над пористостью «по керосину» и «по гелию» обусловлено набуханием глинистого цемента пород и глинистых минералов, таких как монтмориллонит и смешаннослойные образования, и поэтому вызывает необходимость определения пористости «по керосину» или «по гелию», не выдерживает критики. Очевидно, что в условиях пластового залегания дисперсная (глинистая) компонента пород находится в разбухшем, естественном состоянии, отражающем реальную пористость пород. Следовательно, необходимо выяснить фактические причины занижения пористости при определении

«по керосину» или «по гелию» относительно пористости «по воде» для керна, не подвергнувшегося техногенным воздействиям. Решение этой задачи может быть обеспечено при наличии керна, отобранного с сохранением его пластовой водонасыщенности [13, 14]. Такая возможность представляется при отборе керна с применением растворов на нефтяной основе или отобранного с помощью изолирующих технологий [7, 8].

Технология работ с изолированным керном предусматривает следующий порядок исследований:

1. Расконсервация керна и выпиливание образцов стандартных размеров правильной, обычно цилиндрической формы в условиях, минимизирующих потерю поровых флюидов.

2. Измерение электрического сопротивления и геометрических размеров образца с последующим помещением его в герметичный бюкс с целью минимизации потери поровых флюидов.

3. Определение массы образца (в бюксе) и перенос его в аппарат Закса для экстракции (при температуре кипения толуола $T = +110,6$ °С) и определения объемов и массы сохранившихся в образце воды и нефти.

4. Высушивание при температуре $T = +105$ °С, охлаждение и определение массы высохшего образца, измерение геометрических размеров.

Затем, в зависимости от принятой программы исследований, следуют операции определения пористости «по гелию», определения абсолютной проницаемости, пористости «по воде», плотности, вододерживающей способности, пористости «по керосину» и других запланированных свойств.

Из приведенного порядка исследований изолированного керна следует, что предусмотрены измерения геометрии образцов в условиях максимально возможного сохранения исходного состояния и свойств: объема, флюидонасыщенности, свойств поровых флюидов (минерализации, плотности, химического состава) и характера смачиваемости поверхности твердой фазы пород. Однако в рамках стандартной технологии используют измерения размеров образцов, выполненные после экстракции и высушивания перед определением пористости образцов «по гелию» или «по керосину». Таким образом, регистрация размеров образцов изолированного керна с сохраненной водонасыщенностью и размеров образцов после экстракции и высушивания позволяет обеспечить контроль объемов образцов в процессе исследований.

Для анализа техногенного влияния на определение коэффициента пористости были рассмотрены доступные нам результаты исследований коллекции из 1285 образцов изолированного керна консолидированных песчано-глинистых пород-коллекторов осадочного комплекса Западной Сибири. В исследуемой коллекции представлены все основные нефтегазоносные стратиграфические горизонты рассматриваемого разреза от сеноманского возраста до юрского. Пористость образцов «по гелию» после экстракции и сушки ($K_{п.с}$), варьирует от 4 до 35 %, плотность (δ) сухих образцов варьирует от 1,6 до 2,53 г/см³, проницаемость ($K_{пр.}$) – от 10^{-6} до 1,3 мкм².

Кроме того, нами использованы данные коллекции из 110 образцов карбонатных пород нефтегазоносных объектов Восточной Сибири, также отобранных с помощью изолирующих технологий. Образцы этой коллекции характеризуются следующими

свойствами: коэффициент открытой пористости ($K_{п.}$) – от 4 до 22 %, плотность (δ) – от 2,06 до 2,77 г/см³, проницаемость ($K_{пр.}$) – от 10^{-5} до 2–3 мкм².

Оси всех образцов ориентированы перпендикулярно оси колонки керна, образцы имеют цилиндрическую форму, диаметр (в зависимости от размеров «алмазных» коронок) составляет $(30 \pm 0,4)$ мм, длина – от 27 до 38,5 мм. Несмотря на то, что образцы изготовлены из керна, отобранного по изолирующей технологии, данные по контролю качества по водонасыщенности отсутствовали.

Результаты и обсуждение

На рис. 1 приведено сопоставление объемов образцов песчано-глинистых пород Западной Сибири до ($V_{о.и}$) и после ($V_{о.с}$) экстракции и сушки, объемы образцов рассчитаны по геометрическим размерам.

Из рис. 1 следует, что объемы образцов в исходном состоянии, как правило, больше, чем объемы тех же образцов после экстракции и высушивания (далее – сушки), уравнение линии аппроксимации (тренда) этого сопоставления имеет следующий вид:

$$V_{о.с} = 0,9766 \cdot V_{о.и},$$

т. е. уменьшение объемов образцов после сушки в среднем составляет 2,34 %.

У небольшой части образцов это различие находится в пределах погрешности определения, но может достигать 6–7,8 %. Уменьшение объемов объясняется термической дегидратацией образцов в процессе экстракции и последующей сушки, происходит сублимация остаточной, в частности, физически связанной воды с поверхности твердой минеральной фазы пород и из межпакетного пространства глин.

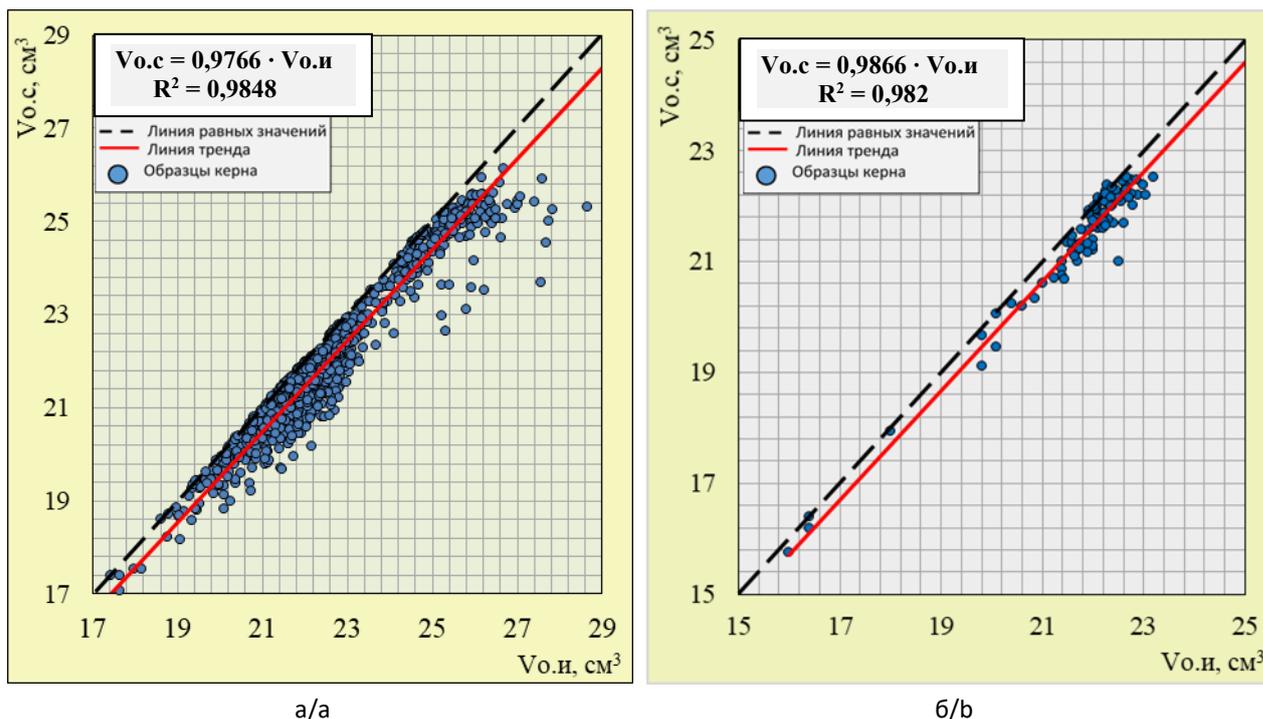


Рис. 1. Сопоставление объемов образцов до ($V_{o.и}$) и после ($V_{o.с}$) сушки:
 а – для песчано-глинистых пород; б – для карбонатных пород
Fig. 1. Comparison of sample volumes before ($V_{o.s}$) and after ($V_{d.s}$) drying:
 а – for sandy-clay rocks; б – for carbonate rocks

В результате (по П.А. Ребиндеру) исчезает расклинивающее давление полярной фазы (воды), увеличивается термодинамический потенциал поверхности твердой фазы, происходит «упрочение» агрегатов дисперсной твердой фазы. Очень грубой, но наглядной аналогией происходящего, является усыхание влажной глины или ила с превращением их в твердый такыр. Для небольшой части образцов не наблюдается существенного уменьшения.

Собственный объем твердой фазы породы в процессе ее экстракции и сушки сохраняется неизменным: $V_{тф} = const$.

Из уравнения материального баланса (2), следует, что изменение объема образца породы (V_o) обуславливается соответствующим изменением объема его пустотного пространства:

$$\Delta = V_{o.и} - V_{o.с} = V_{п.и} - V_{п.с},$$

где $V_{п.и}$ и $V_{п.с}$ – объемы образца до и после сушки.

Коэффициент пористости образца после сушки можно выразить через разность объемов Δ и исходную пористость ($K_{п.и}$) до операций экстракции и высушивания:

$$K_{п.с} = 1 - (V_{тф}/V_{o.с}) = (K_{п.и} - \Delta/V_{o.с}) / (1 - \Delta/V_{o.с}), \text{ д. ед.},$$

где $K_{п.и}$ и $K_{п.с}$ – коэффициенты пористости образцов до и после сушки; величина $\Delta = V_{o.и} - V_{o.с}$ – разность объемов образца.

Поскольку в этом уравнении знаменатель всегда больше числителя, то будет соблюдаться условие: $K_{п.с} < K_{п.и}$.

В терригенных осадочных породах мелкодисперсный материал глинистых и мелкоалевритовых фракций, находящихся на контактах зерен псаммоалевритовых фракций, также «усыхает», способствуя уменьшению объема всей породы. С очевидностью это явление отражается на структуре пустотного пространства и на значениях фильтрационно-емкостных свойств пород. При последующих после сушки операциях насыщения образцов инертными газами (гелием, азотом) или неполярными жидкостями (очищенным керосином) структура пустотного пространства и объемные характеристики пород остаются неизменными. Этим объясняется практически полное совпадение коэффициентов пористости образцов осадочных пород, определенных «по гелию»

и «по керосину». При насыщении водными растворами со временем начинается некое «восстановление» исходного состояния объемов пор породы и пористость «по воде» может незначительно возрастать (по В.Г. Мамяшеву и др.).

Пористость ($K_{п.и}$), соответствующая исходному объему образцов ($V_{и}$), определяется как:

$$K_{п.и} = 1 - V_{тф}/V_{о.и},$$

где $V_{тф}$ – объем твердой фазы образца «по гелию».

На рис. 2 приведены сопоставления коэффициентов пористости, определенных «по гелию»: после сушки и пересчитанных к исходному состоянию образцов.

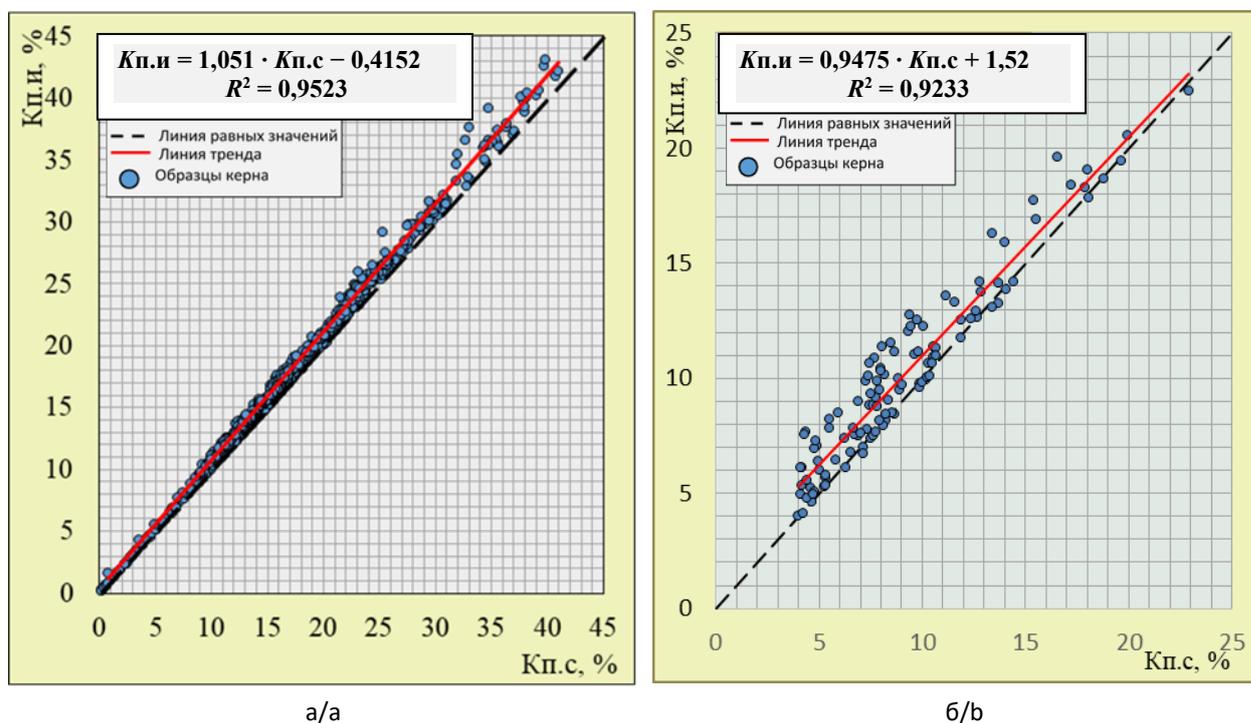


Рис. 2. Сопоставление коэффициентов пористости, определенных «по гелию» после сушки ($K_{д.п}$) и пересчитанных к исходному объему образцов до сушки ($K_{о.п}$), для образцов: а – песчано-глинистых пород; б – карбонатных пород

Fig. 2. Comparison of porosity coefficients determined “by helium” after drying ($K_{д.п}$) and recalculated to the initial volume of samples before drying ($K_{о.п}$) for the samples of: а – sandy-clay rocks; б – carbonate rocks

В общем случае, если известны объемы образцов до и после сушки и выполнено определение коэффициента пористости любым способом ($K_{п.с.i}$), например, при насыщении керосином, то коэффициент пористости в исходном состоянии может быть рассчитан как:

$$K_{п.и} = 1 - (V_{о.с}/V_{о.и})(1 - K_{п.с.i})$$

или

$$K_{п.и} = (k' + K_{п.с.i})/(1 + k'),$$

где $k' = (1 - V_{о.с}/V_{о.и})$.

Из этих уравнений следует, что пористость образцов в исходном состоянии превышает их пористость после сушки $K_{п.и} > K_{п.с}$ и что применяемая традиционная технология петрофизических исследований приводит к систематическому занижению значений коэффициентов пористости зерна. В консолидированных песчано-глинистых породах-коллекторах Западной Сибири занижение составляет, в среднем, от 0,4 до 1,8 %, соответственно при коэффициенте пористости от 15 до 40 %. Для слабоцементированных пород сеноманского возраста систематическое занижение значений коэффициента пористости по данным, приведенным в работе [12], составляет от 2,7 до 4,1 %, при этом наибольшее занижение значений коэффициента пористости (до 4–5 %) присуще глинистым породам со значениями ФЕС, близкими к граничным.

В коллекции карбонатных пород разность значений коэффициента пористости до и после сушки варьирует от нуля и до 3–3,5 %, при этом примерно у 20 % образцов пористость значимо не изменилась.

Среднее занижение значений коэффициента пористости по всей коллекции составило от 1 до 0,5 %, соответственно при коэффициенте пористости от 10 до 20 %. Как уже было отмечено, эти особенности могли быть обусловлены потерей начальной водонасыщенности у части образцов еще до операций сушки и экстракции [12, 15].

Изменения объема зерна напрямую влияют и на другие свойства: плотность ($\delta_{п}$) и остаточную водонасыщенность. В общем случае плотность породы можно представить как аддитивную сумму вкладов составляющих ее компонент. Плотность твердой фазы песчано-глинистых пород ($\delta_{тф}$) при отсутствии минеральных включений с аномальной плотностью (углей, керогена, пирита) достаточно стабильна и составляет $(2,68 \pm 0,015)$ г/см³. Соответственно плотность водонасыщенной породы ($\delta_{пв}$) в исходном состоянии можно представить как сумму двух компонент:

$$\delta_{пв.и} = (1 - K_{п.и}) \cdot \delta_{тф} + K_{п.и} \cdot \delta_{в},$$

где $\delta_{тф}$ и $\delta_{в}$ – соответственно плотности твердой фазы породы и поровой воды.

После сушки плотность этой же породы ($\delta_{пв.с}$) при условии ее полной водонасыщенности рассчитывается как:

$$\delta_{пв.с} = (1 - K_{п.с}) \cdot \delta_{тф} + K_{п.с} \cdot \delta_{в},$$

т. е. легко показать, что расчетная плотность водонасыщенной породы окажется больше плотности водонасыщенной породы в ее исходном состоянии: $\delta_{пв.с} > \delta_{пв.и}$. Это будет приводить к занижению значений коэффициента пористости, рассчитываемого по определениям пористости по зерну после сушки.

Такая же закономерность следует из сопоставления плотности сухой породы по данным до ($\delta_{п.и}$) и после ($\delta_{п.с}$) сушки керна (рис. 3).

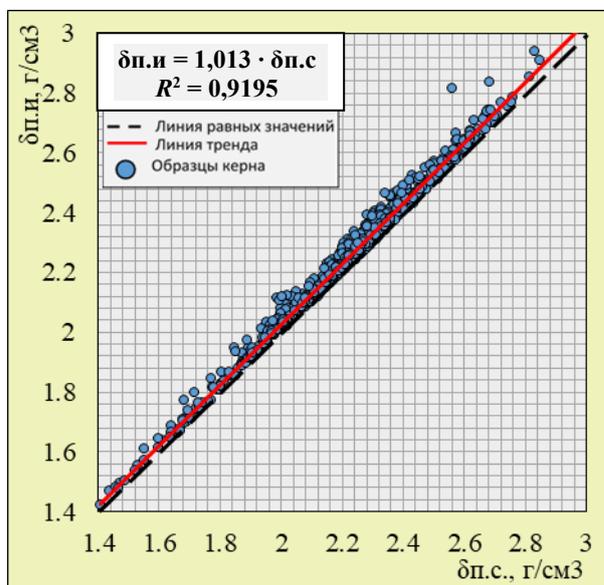


Рис. 3. Сопоставление плотности сухой породы по данным до ($\delta_{п.и}$) и после ($\delta_{п.с}$) сушки керна

Fig. 3. Comparison of the density of dry rock according to the data before ($\delta_{o.d}$) and after ($\delta_{d.d}$) core drying

Отдельный интерес вызывает оценка влияния операции экстракции и сушки керна на результаты моделирования термобарических условий (ТБУ). Поправка на влияние ТБУ может быть установлена с помощью коэффициента объемной сжимаемости породы: $\beta = K_{п,тбу}/K_{п}$, где $K_{п,тбу}$ и $K_{п}$ – коэффициенты пористости породы, соответственно в термобарических и атмосферных условиях. Допустим, что объемная сжимаемость керна до и после сушки останется неизменной. Тогда, если известна пористость керна после сушки ($K_{п.с}$), то пористость его в пластовых условиях ($K_{п.и,тбу}$) можно рассчитать как $K_{п.и,тбу} = \beta \cdot K_{п.с}$. Вместе с тем желательно предусмотреть экспериментальное подтверждение принятого допущения.

Одной из первоочередных задач исследования керна с сохраненной флюидонасыщенностью является определение водонасыщенности [14, 16, 17]. Известно, что в зонах предельного насыщения залежей водонасыщенность соответствует остаточной водонасыщенности пород ($K_{ов}$). Объем воды, определяемый с помощью аппаратов Закса ($V_{ов}$), равняется объему воды в исследуемом образце, а объемы образца и пор, определенные после сушки керна, уменьшаются. Соответственно коэффициент остаточной водонасыщенности, определяемый по данным скважин на РНО или по изолированному керну с помощью стандартных методик (по ГОСТ 26450.1-85) оказывается завышенным. По этой причине коэффициент водонасыщенности образцов глин и аргиллитов, отобранных на РНО, превышает 100 %, что не получило корректного объяснения. В свете изложенного выше это объясняется занижением объема пор после сушки по отношению к исходному состоянию. Очевидно, что при определении остаточной водонасыщенности по Заксу объем воды, извлеченной из образца, следует относить к объему пор исходного образца. Коэффициент водонасыщенности ($K_{в.и}$), соответствующий исходному состоянию керна, можно рассчитать как:

$$K_{в.и} = V_{ов}/[V_{о.и} - V_{о.с} \cdot (1 - K_{п.с})].$$

Аналогично объемную водонасыщенность керна, приведенную к исходному состоянию ($W_{ов.и}$), можно рассчитать как:

$$W_{ов.и} = W_{ов.с} \cdot V_{о.с}/V_{о.и},$$

где $W_{ов.с}$ – объемная остаточная водонасыщенность керна, определенная после его сушки.

Очевидно, что исследованные и установленные изменения объемов образцов песчано-глинистых пород в процессе их исследований отразятся и на результатах данных таких методов, как капиллярометрия и определение проницаемости образцов пород, что заслуживает отдельного рассмотрения.

Заключение

Таким образом, из приведенного анализа влияния техногенных факторов на результаты определения емкостных свойств и плотности пород нефтегазовых отложений очевидна необходимость: а) корректировки применяемых технологий лабораторных исследований; б) учета систематического занижения пористости и завышения остаточной водонасыщенности коллекторов, приводящих к занижению запасов нефти и газа примерно на 4–9 %.

В работе рассмотрены причины различия результатов определений коэффициентов открытой пористости осадочных пород методом гидростатического взвешивания при насыщении их водой и керосином, и методом газоволюметрии. Подтверждено, что различия результатов определений обусловлены влиянием «адсорбционных деформаций» зерна или влиянием расклинивающего давления по П.А. Ребиндеру.

Установлено, что различия результатов определений коэффициентов открытой пористости вызваны техногенным воздействием в процессе петрофизических исследований в операциях экстракции и сушки, в результате которых происходит уменьшение объемов образцов. Следствием этого являются искажения определяемых свойств пород: пористости, водонасыщенности, плотности зерна, а также

электрических свойств пород. Влияние техногенного воздействия возрастает с уменьшением степени сцементированности пород и с увеличением содержания в породах набухающих глинистых минералов.

Наличие зерна с сохранным флюидонасыщением (на РНО или изолированного) позволяет выполнить определения объемов образцов, не искаженных влиянием сушки и установить фактические изменения в процессе термической дегидратации зерна.

Установлено, что среднее занижение значений коэффициента пористости песчано-глинистых пород-коллекторов Западной Сибири составляет от 0,4 % в породах юрского возраста до 1,8 % в консолидированных породах сеноманского возраста, при $K_{п.}$, равном 15 и 30–35 %, соответственно. Для слабосцементированных пород сеноманского возраста систематическое занижение значений коэффициента пористости пород в области значений, соответствующих границе между пористостью коллекторов и неколлекторов, составляет до 4,1 %, а для «чистых» песчаников – 2,5–2,7 %.

Занижение значений коэффициента пористости наблюдается и в карбонатных породах, причем по имеющимся данным в среднем составляет ~1 % для образцов с $K_{п.}$ ~10 % и 0,5 % – с $K_{п.}$ ~20 %.

Показано, что объемные деформации зерна приводят к соответствующим изменениям их водонасыщенности и объемной плотности. Обоснованы способы учета влияния деформаций объема зерна на плотность и его емкостные свойства при условии определений объема зерна в исходном состоянии, соответствующем пластовой флюидонасыщенности.

Вклад авторов

В.Г. Мамяшев – концептуализация, формальный анализ, создание рукописи и ее редактирование

Э.А. Кулиев – проведение исследования, формальный анализ, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Москаленко Н.Ю.* Особенности петрофизических исследований слабосцементированных пород сеноманского комплекса // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 153–161. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art11>
2. *Афанасьев С.В., Тер-Степанов В.В.* Результаты исследования адсорбционных деформаций терригенных пород на примере полимиктовых песчаников мела Западной Сибири // Каротажник. 2007. Вып. 11(164). С. 64–76. EDN: HNCBUX
3. *Афанасьев А.В., Афанасьев В.С.* Принципы учета адсорбционной деформации терригенной породы в петрофизических моделях интерпретации данных ГИС // Каротажник. 2009. Вып. 11(188). С. 139–157. EDN: KYRONL
4. *Субботин М.Д., Павлов В.А., Королев Д.О.* и др. Влияние флюида насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород меловых отложений на примере объектов АО «Сибнефтегаз» // Нефтяная провинция. 2023. № 2(34). С. 85–96. <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.85-96>
5. *Кулешов В.С., Павлов В.А., Кудымов А.Ю.* и др. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1(80). С. 11–16. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-1-11-16>
6. *Гильманов Я.И., Шульга Р.С., Шимановский В.А.* Опыт ТННЦ в изучении изолированного керна // Каротажник. 2023. Вып. 5(325). С. 37–46. EDN: PCQUOF
7. *Mamyashev V.G., Khairullin B.Yu., Mamyashev T.V.* Informational capabilities of new technologies for coring and petrophysical studies of isolated core [Информационные возможности новых технологий отбора и петрофизических исследований изолированного керна] // 7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process, Tyumen, Russia, 22–26 March 2021. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150080>
8. *Гафиятуллин А.Р.* Эффективность применения технологии отбора изолированного керна // Ашировские чтения. 2023. Т. 2, № 1(15). С. 10–13. EDN: QDKDXU
9. *Гильманов Я.И., Гильманова К.Я., Яценко В.М.* Смачиваемость пород-коллекторов нефти и газа тюменской свиты // Нефтяное хозяйство. 2025. № 7. С. 74–80. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-7-74-80>
10. *Гильманов Я.И.* Опыт ООО «ТННЦ» в определении пористости образцов керна // Нефтепромысловое дело. 2020. № 9(621). С. 35–41. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9\(621\)-35-41](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-35-41)

11. Саитов Р.М., Гориков А.М. Методические аспекты определения пористости и насыщения порового пространства керн бажендовской свиты // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2022. Т. 2, № 1. С. 90–97. <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2022-2-1-90-97>
12. Мамяшев В.Г., Москаленко Н.Ю., Романов Е.А., Шульга Р.С. Влияние низкотемпературных технологий на свойства образцов, изготовленных из слабосцементированных пород // Геофизика. 2019. № 2. С. 59–67. EDN: TOPUXK
13. Denney D. Development planning with low-invasion coring and outcrop studies // Journal of Petroleum Technology. 2015. Vol. 51, No. 11. P. 54–55. <https://doi.org/10.2118/1199-0054-JPT>
14. Bloys J.B., Warner H.R., Jr. Low Invasion Coring: Best Practices Regarding Objectives. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2011. 114 p. <https://doi.org/10.2118/9781613999608>
15. Дьяконова Д.В., Земченков А.С. Оценка пористости карбонатных коллекторов кембрийских надсолевых отложений по данным ГИС и керн // Недропользование XXI век. 2021. № 3–4(91). С. 12–22. EDN: DIEDEX
16. Загидуллин М.И., Потапов А.Г., Абдрахманов Э.С. и др. Опыт изучения емкостных свойств и насыщенности коллекторов, содержащих сверхвязкие нефти, методом ЯМР // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10(346). С. 68–77. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-10\(346\)-68-77](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-10(346)-68-77)
17. Кулиев Э.А., Федореева М.А. Методические подходы к оценке проникновения технологической жидкости в поровое пространство керн // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 155–173. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

Информация об авторах

Венер Галиуллинович Мамяшев – канд. геол.-минерал. наук, доцент, старший научный сотрудник, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 3520-4655, <https://orcid.org/0009-0006-1506-8165>; e-mail: tmngeofiz@mail.ru

Эльчин Акиф оглы Кулиев – аспирант, ассистент, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 4175-6755, <https://orcid.org/0009-0005-1884-8485>; e-mail: elchinkuliev@bk.ru

Поступила в редакцию 29.09.2025

Принята к публикации 21.01.2026

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

Influence of technogenic factors on the results of determining porosity of sedimentary rocks

Vener G. Mamyashev ✉, Elchin A. Kuliev

Industrial University of Tyumen, 38 Volodarskogo St., Tyumen, 625000, Russia

Abstract. *Background.* Porosity is one of the most significant characteristics of the reservoir properties of rocks in oil and gas deposits. Back in the mid-eighties of the last century, changes in the volume and porosity of the core of sandy-clay rocks were revealed when they were saturated with aqueous solutions of various mineralization and various fluids. Quantitative estimates of the influence of anthropogenic factors on the porosity of rocks in conditions of their reservoir fluid saturation are of obvious practical importance, as well as scientific interest. *Objective.* To clarify the nature and degree of influence of technogenic factors – core extraction and drying, used in modern petrophysical research technology, on the results of measurements of volume, porosity, density, and water saturation of rock samples from oil and gas deposits; to consider the possibility of assessing this influence and to substantiate techniques for determining porosity and other properties of rocks corresponding to their reservoir saturation. *Materials and methods.* The object of the study is the core of sandy-clay rocks of the terrigenous sedimentary cover of Western Siberia and carbonate rocks of Eastern Siberia. The subject of the study is methodological support for the determination of porosity, density, and water saturation of sedimentary rocks of reservoirs of oil and gas deposits based on petrophysical and geophysical data. *Results.* It is proved that changes in sample volumes and differences in the results of measurements of porosity, water saturation, and core density of sedimentary rocks by hydrostatic weighing and gas volumetry are due to the influence of core extraction and drying. A method for determining the initial porosity of samples is proposed, which excludes these distortions. *Conclusion.* The values of the porosity coefficient of samples of sandy-clay reservoir rocks of Western Siberia determined by standard methods are proved experimentally to be underestimated. The methods of accounting for the effect of deformations of the volume of core samples on density and capacitance properties are substantiated, provided that the volume is determined in the initial state corresponding to reservoir water saturation.

Keywords: porosity, water saturation, density, core, core volume deformations, methods and reliability of determinations, extraction, drying

Funding: the work received no funding.

For citation: Mamyashev V.G., Kuliev E.A. Influence of technogenic factors on the results of determining porosity of sedimentary rocks. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. (In Russ.).

✉ Vener G. Mamyashev, tmngeofiz@mail.ru

© Mamyashev V.G., Kuliev E.A., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Vener G. Mamyashev – conceptualization, formal analysis, writing – review & editing.

Elchin A. Kuliev – investigation, formal analysis, visualization, writing – original draft, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Moskalenko N.Yu. The features of the petrophysical research of the unconsolidated rocks of Cenomanian play. *Actual Problems of Oil And Gas*. 2022. No. 2(37). P. 153–161. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art11>
2. Afanasiev S.V., Ter-Stepanyan V.V. Results of investigations on terrigenous rock adsorption deformations on example of Cretaceous polymictic sandstones, West Siberia. *Karotazhnik*. 2007. No. 11(164). P. 64–76. (In Russ.).
3. Afanasiev A.V., Afanasiev V.S. Principles for correction for adsorptive deformation of the terrigenous rock in petrophysical models for log interpretation. *Karotazhnik*. 2009. No. 11(188). P. 39–157. (In Russ.).
4. Subbotin M.D., Pavlov V.A., Korolev D.O., et al. Impact of saturating fluid on Cretaceous rock strength and elastic properties as exemplified in Sibneftegas production fields. *Neftyanaya provintsiya*. 2023. No. 2(34). P. 85–96. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.85-96>
5. Kuleshov V.S., Pavlov V.A., Kudymov A.Yu., et al. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. *Exposition Oil Gas*. 2021. No. 1(80). P. 11–16. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-1-11-16>
6. Gilmanov Ya.I., Shulga R.S., Shimanovsky V.A. TNNTS experience in isolated core analysis. *Karotazhnik*. 2023. No. 5(325). P. 37–46. (In Russ.).
7. Mamyashev V.G., Khairullin B.Yu., Mamyashev T.V. Informational capabilities of new technologies for coring and petrophysical studies of isolated core. In: *7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process*, Tyumen, Russia, 22–26 March 2021. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150080>
8. Gafiyatullin A.R. Efficiency of application of isolated core sampling technology. *Ashirov Readings*. 2023. Vol. 2, No. 1(15). P. 10–13. (In Russ.).
9. Gilmanov Ya.I., Gilmanova K.Ya., Yatsenko V.M. Wetting properties of oil and gas reservoirs of the Tyumen Formation. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2025. No. 7. P. 74–80. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-7-74-80>
10. Gilmanov Ya.I. Experience of LLC “Tyumen Petroleum Research Center” (“TPRC”) in determining the porosity of core samples. *Oilfield Engineering*. 2020. No. 9(621). P. 35–41. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9\(621\)-35-41](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-35-41)
11. Saitov R.M., Gorshkov A.M. Methodological aspects of determining the porosity and saturation of the pore space of the core of the Bazhenov Formation. *Interexpo Geo-Siberia*. 2022. Vol. 2, No. 1. P. 90–97. (In Russ.). <https://doi.org/10.33764/2618-981X-2022-2-1-90-97>

12. Mamyashev V.G., Moskalenko N.Yu., Romanov E.A., Shulga R.S. Estimation of influence on unconsolidated core sample properties of low-temperature technologies. *Geofizika*. 2019. No. 2. P. 59–67. (In Russ.).
13. Denney D. Development planning with low-invasion coring and outcrop studies. *Journal of Petroleum Technology*. 2015. Vol. 51, No. 11. P. 54–55. <https://doi.org/10.2118/1199-0054-JPT>
14. Bloys J.B., Warner H.R., Jr. *Low Invasion Coring: Best Practices Regarding Objectives*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2011. 114 p. <https://doi.org/10.2118/9781613999608>
15. Diakonova D.V., Zemchenkov A.S. Estimation of porosity of carbonate reservoirs of cambrian suprasalt deposits according to well logging and core data. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2021. No. 3–4(91). P. 12–22. (In Russ.).
16. Zagidullin M.I., Potapov A.G., Abdrakhmanov E.S., et al. Experience of studying the capacitive properties and saturation of reservoirs containing superviscous oils applying the NMR method. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2020. No. 10(346). P. 68–77. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-10\(346\)-68-77](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-10(346)-68-77)
17. Kuliev E.A., Fedoreeva M.A. Methodological approaches to assessing the invasion of process fluids into the core pore space. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 2. P. 155–173. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

Information about the authors

Vener G. Mamyashev – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Senior Researcher, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-1506-8165>; e-mail: tmngeofiz@mail.ru

Elchin A. Kuliev – Postgraduate, Assistant, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-1884-8485>; e-mail: elchin-kuliev@bk.ru

Received 29 September 2025

Accepted 21 January 2026