

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2018, №6, Том 10 / 2018, No 6, Vol 10 <https://esj.today/issue-6-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/93SAVN618.pdf>

Статья поступила в редакцию 18.11.2018; опубликована 16.01.2019

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Цырендашиев Н.Б., Анисимова Е.Ю., Панасенко Н.Л., Цыбуля И.И., Яснюк Т.И., Вязкова Е.А. Сравнение методов определения пористости пласта и влияние различных факторов на точность измерения // Вестник Евразийской науки, 2018 №6, <https://esj.today/PDF/93SAVN618.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

**For citation:**

Tsyrendashiev N.B., Anisimova E.Yu., Panasenko N.L., Tsybulya I.I., Yasnyuk T.I., Vyazkova E.A. (2018). Comparison of methods for determining the porosity of the reservoir and the influence of various factors on the measurement accuracy. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 6(10). Available at: <https://esj.today/PDF/93SAVN618.pdf> (in Russian)

УДК 622.23.05

ГРНТИ 52.47.15

**Цырендашиев Насаг Баторович**

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия  
Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии» – бакалавр  
E-mail: [nasag97@mail.ru](mailto:nasag97@mail.ru)

**Анисимова Екатерина Юрьевна**

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия  
Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии» – бакалавр  
E-mail: [anisimova.eiu@mail.ru](mailto:anisimova.eiu@mail.ru)

**Панасенко Наталья Леонидовна**

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия  
Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии» – бакалавр  
E-mail: [natasha--0@mail.ru](mailto:natasha--0@mail.ru)

**Цыбуля Ирина Игоревна**

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия  
Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии» – бакалавр  
E-mail: [irinatsybulya0205@mail.ru](mailto:irinatsybulya0205@mail.ru)

**Яснюк Татьяна Игоревна**

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия  
Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии» – бакалавр  
E-mail: [tanya\\_yasnyuk@mail.ru](mailto:tanya_yasnyuk@mail.ru)

**Вязкова Елизавета Андреевна**

ФГАОУ ВО «Дальневосточный федеральный университет», Владивосток, Россия  
Студент 4-го курса кафедры «Нефтегазовое дело и нефтехимии» – бакалавр  
E-mail: [vyazkova.elizaweta@yandex.ru](mailto:vyazkova.elizaweta@yandex.ru)

## **Сравнение методов определения пористости пласта и влияние различных факторов на точность измерения**

**Аннотация.** В представленной работе рассмотрены вопросы, связанные с определением пористости газонефте содержащих пластов. В работе представлена аргументация

необходимости проведения различных методов исследования скважины с целью определения пористости пород различной природы, которые содержат как воду, так и углеводороды различной молекулярной массы в различных пропорциях и в различных условиях. Главный акцент в работе сделан на исследовании методов ультразвукового, плотностного и нейтронного каротажа для определения пористости формаций в различных условиях. В ходе проведенных исследований авторами работы были внесены предложения по повышению эффективности измерения пористости различных пород, а также было внесено предположение о возможности применения комбинации всех рассмотренных методов каротажа для поиска газодонефтяного контакта внутри пласта. Важным акцентом в работе является информация о существующих ограничениях в точности производимых исследований скважины. В статье детально разобрано влияние углеводородов различной молекулярной массы на точность измерения пористости и приведены главные поправки для расчета пористости по результатам внутрискважинных измерений. В числе рассмотренных поправок находится поправка водородного индекса для углеводородных газов при нейтронном каротаже, а также связанная с этой поправкой, поправка на так называемый «эффект раскопок». Кроме того, в работе обозначены перспективы по дальнейшему исследованию влияния различных факторов и их комбинаций на результат представленных методов исследования скважины. К таким эффектам можно отнести влияние зон повышенного давления вдоль ствола скважины, а также влияние сланцевых пород на результат измерений пористости пласта.

#### **Вклад авторов.**

Анисимова Екатерина Юрьевна – автор внес главный вклад в написание статьи. Ему принадлежит идея статьи. Производил перевод зарубежной литературы. Принимал участие в написании статьи. Производил координацию работы научного коллектива.

Панасенко Наталья Леонидовна – автор оказывал участие в написании статьи. Производил создание графического материала. Одобрил окончательную версию статьи перед её подачей для публикации.

Цырендашиев Насаг Баторович – автор оказывал участие в поиске общей информации для написания статьи. Производил перевод зарубежной литературы. Собрал, проанализировал и сгруппировал информацию для включения в текст статьи.

Вязкова Елизавета Андреевна – автор оказывал участие в поиске общей информации для написания статьи. Производил перевод зарубежной литературы. Собрал, проанализировал и сгруппировал информацию для включения в текст статьи.

Яснюк Татьяна Игоревна – автор оказывал координацию членов коллектива по поиску информации. Производил поиск информации по вопросу, поднятому в статье, в русскоязычной литературе.

Цыбуля Ирина Игоревна – автор оказывал участие в поиске общей информации для написания статьи. Собрал, проанализировал и сгруппировал информацию для включения в текст статьи.

**Ключевые слова:** газонефтесодержащие пласты; пористость; углеводороды; каротаж; исследования скважины; литология; месторождение

#### **Введение**

Пористость пласта является одним из наиболее важных факторов, влияющих на эффективность разработки месторождений нефти и газа. Кроме того, этот показатель определяет возможность нахождения в месторождении экономически привлекательного

количества углеводородов. Поэтому оценка этого показателя является чрезвычайно важной при расчете экономической привлекательности проекта по разработке месторождения нефти или газа.

Пористость пласта может быть оценена следующими методами:

- Акустический каротаж.
- Плотностной каротаж.
- Нейтронный каротаж.

Важно отметить, что немаловажное влияние на процесс измерения пористости пласта обозначенными выше методами оказывают литология пласта, относительное содержание пластовых флюидов в порах пласта, а также геометрия и структура пор. Когда известна литология и, следовательно, параметры матрицы пласта, становится возможным определение пористости с помощью одного из обозначенных выше методов. Расчет пористости пласта по этим методам предусматривает корректировку данных измерения, принимая в качестве расчетных условий полное заполнение порового пространства пласта чистой водой.

Определение пористости затрудняется в случае, когда литология матрицы пласта неизвестна или пласт состоит из нескольких видов минералов в неизвестной пропорции. Также определение пористости осложняется, если отклик поровых флюидов на тот или иной вид воздействия существенно отличается от отклика на это воздействие у чистой воды. В частности, наличие легких углеводородов (газов) может существенно влиять на отклик всех трех методов каротажа. Тип структуры пор также оказывает влияние на реакцию инструмента каротажа. Нейтронный каротаж фиксирует величину общей пористости, то есть сумму всех первичных (межзерновых или межкристаллических) пор и вторичных (пустот, трещин и переломов) пор. В свою очередь звуковой каротаж имеет тенденцию реагировать только на равномерно распределенную первичную пористость. Именно поэтому в данной работе сделан акцент на сравнении сильных сторон различного типа каротажа пористости пласта и приводится анализ возможности совместного использования этих методов измерения для устранения обозначенных сложностей измерения [2, 3, 4].

Как уже было сказано в данной работе будут рассмотрены следующие методы определения пористости породы: акустический, плотностной и нейтронный каротаж.

Наиболее простой для определения является пористость пласта, в котором находится чистая вода, то есть пористость водоносного горизонта. Поэтому для обозначения основных методов измерения такие структуры будут рассмотрены как пример. Однако, важно отметить, что на измерение пористости обозначенными методами оказывают влияние ряд условий, таких как, например, наличие углеводородов, сланцев, карбонатов. Их влияние будет описано ниже.

### **Определение пористости с помощью акустического каротажа**

Скорость звука в осадочных породах зависит от многих параметров. Главным фактором, определяющим величину этого параметра, является природы матрицы породы (песчаник, известняк, доломит и т. д.). Пористость уменьшает скорость звука в породе и, соответственно, увеличивает время его прохождения сквозь породу.

В работе [1] описано проведение лабораторных экспериментов по определению связи между временем прохождения звука через породу и величиной пористости. После проведения многочисленных экспериментов было предложено линейное средневзвешенное значение пористости:

$$\phi = \frac{t_{\text{LOG}} - t_{\text{ma}}}{t_f - t_{\text{ma}}}, \quad (1)$$

где  $t_{\text{log}}$  – время прохождения акустического сигнала;

$t_{\text{ma}}$  – время прохождения звука через цельную породу;

$t_f$  – время прохождения через жидкость, заполняющую поры.

Как правило, уплотненные песчаники имеют пористость около 15-25 %. В таких формациях отклик звукового каротажа становится относительно независимым от наличия информации о точном отношении того или иного пластового флюида в поровом пространстве (вода, нефть, газ или даже рассеянный сланец).

### Определение пористости с помощью плотностного каротажа

Плотностной каротаж при измерении опирается на электронную плотность пласта. Для гомогенного вещества, состоящего из одного элемента, индекс электронной плотности, связан с общей плотностью следующей зависимостью [5, 6, 7].

$$\rho_e = \rho_b \left( \frac{2Z}{A} \right), \quad (2)$$

где  $\rho_b$  – действительная общая плотность;

$Z$  – количество электронов в одном атоме;

$A$  – атомный вес.

Для углеводородов, которые можно принять близкими по плотности к воде, то есть для углеводородов за исключением газа и легких нефтей, разница между кажущейся плотность, измеряемой с помощью каротажа и объемной плотностью настолько мала, что не учитывается. Поэтому для оценки пористости плотностным методом применяют следующее уравнение:

$$\phi = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_b}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f}, \quad (3)$$

где  $\rho_{\text{ma}}$  – плотность матрицы породы;

$\rho_f$  – плотность пластового флюида;

$\rho_b$  – общая плотность, измеренная с помощью каротажа.

Жидкость в порах проницаемых пород, на протяжении небольшой зоны (около 30 сантиметров) вблизи скважины, как правило, представлена в виде фильтра бурового раствора. Такой вид бурового раствора в смеси с породой пласта может иметь плотность гораздо большую чем пластовый флюид и зависит от солености бурового раствора, а также его температуры и давления.

### Определение плотности с помощью нейронного каротажа

Реакция нейтронных приборов в первую очередь отражают количество водорода в пласте. Поскольку нефть и вода содержат практически одинаковое количество водорода на единицу объема данные нейронного каротажа могут дать достаточно четкое представление о

заполненности пласта жидкостью и, соответственно, о пористости породы, слагающей этот пласт. Проведение нейронного каротажа позволяет получить информацию о водородном индексе участка пласта. Водородный индекс – это соотношение количества водорода к единице объема. Водородный индекс пресной воды принимается в качестве реперной точки для измерений.

С учетом различных допущений значения кажущейся (измеренной) пористости могут быть получены непосредственно после проведения нейронного каротажа. Тем не менее, некоторые эффекты, такие как литология, содержание глины, а также количество и тип углеводородов в пласте, могут быть учтены при измерении только в том случае, если имеется дополнительная информация о пористости из других методов каротажа. В случае, если отсутствуют другие данные о пористости породы, необходимо учитывать наличие неопределенностей в измерении посредством нейронного каротажа [9, 10].

### **Корректировки нейронного каротажа**

Проведение измерений с помощью нейронного каротажа, как уже было сказано ранее, возможно при принятии определенных допущений и корректировки измерений по одному из следующих методов [2, 8, 10]:

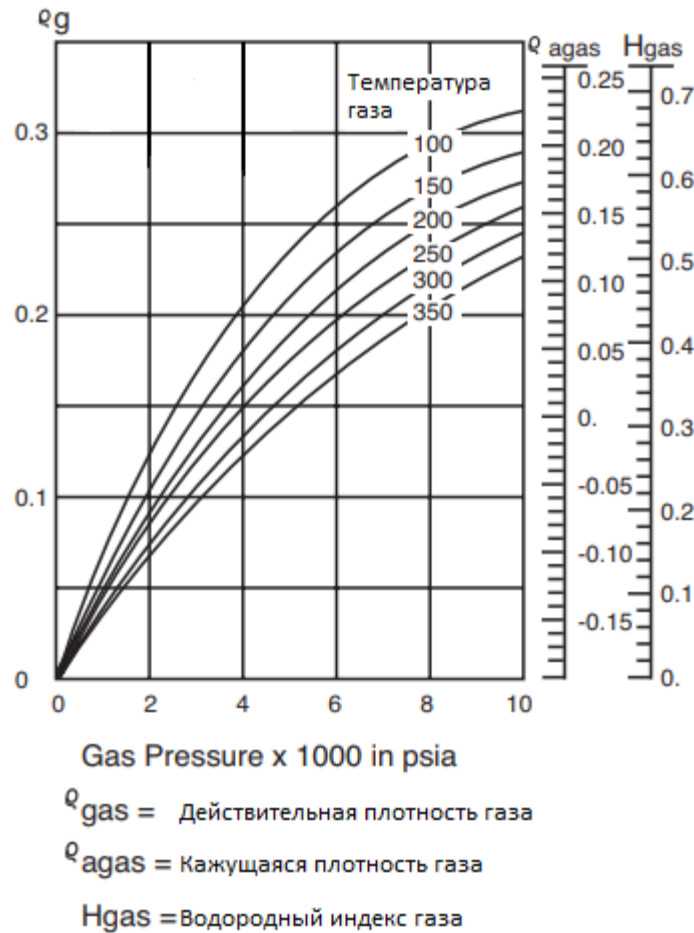
1. Поправки на пористость боковой стенки – большая часть поправок на пористость боковой стенки (например, на плотность бурового раствора, соленость, диаметр скважины и температуру) производится автоматически в корпусе инструмента каротажа. Тем не менее здесь важно отметить, что инструмент по нейронному каротажу является устройством направленной работы, которое прижимается к боковой стенке скважины, при измерении инструмент усредняет концентрацию водорода в любом материале, находящемся перед его передней панелью, в том числе и фильтр бурового раствора. Для снижения эффекта, оказываемого фильтром бурового раствора на процесс измерения, инструмент оборудуется подушкой, которой он плотно прижимается к стенке для соскребания большей части мягкого фильтра бурового раствора.

2. Показания любого типа нейронного каротажа в некоторой степени зависят от литологии матрицы породы пласта. Поправка на литологию пласта применяется в случае, если скважина во время каротажа заполнена жидкостью. В тех условиях, когда скважина заполнена газом, литологический эффект снижается до незначительного для измерения уровня и пористость может быть непосредственно оценена с помощью каротажа при учете существующих ограничений. Стандартные условия для калибровки инструмента: диаметр скважины 0,2 м, пресная вода в скважине и порах пласта, температура 400°C, атмосферное давление. В случае, если условия в скважине отличаются от стандартных, данные измерения после каротажа потребуют корректировки.

### **Влияние углеводородов на измерение пористости**

1. Акустический каротаж. Как уже было сказано ранее, в уплотненных песчаниках, где пористость варьируется в пределах от 15 до 25 %, интерпретация измерений с помощью звукового каротажа практически не зависит от наличия информации о точном содержании различных пластовых флюидов (вода, нефть, газ или даже глина) в поровом пространстве пласта. Однако в некоторых песчаниках с более высокой пористостью (30 % и более), в которых содержание углеводородов в поровом пространстве выше, значение транзитного времени для звуковой волны может быть несколько больше, чем в тех же породах с более высокой водонасыщенностью.

2. Плотностной каротаж. Наличие углеводородов в поровом пространстве пласта может оказывать достаточно существенное влияние на измерения плотностного каротажа. Влияние нефти на измерение будет незначительным в силу относительной близости плотности нефти к плотности воды, однако очевидно, что при снижении плотности нефти ее влияние на процесс измерения будет увеличиваться. В случае если в поровом пространстве присутствует газ, фиксируемая плотность (кажущаяся плотность) будет существенно ниже, чем в водоносных пластах. Действительное значение пористости в этом случае может быть получено путем применения поправки. Это становится возможным, только если известен состав и плотность газа. На рисунке 1 показана зависимость фактической плотности от пластового давления и ее соотношение с кажущейся плотностью.

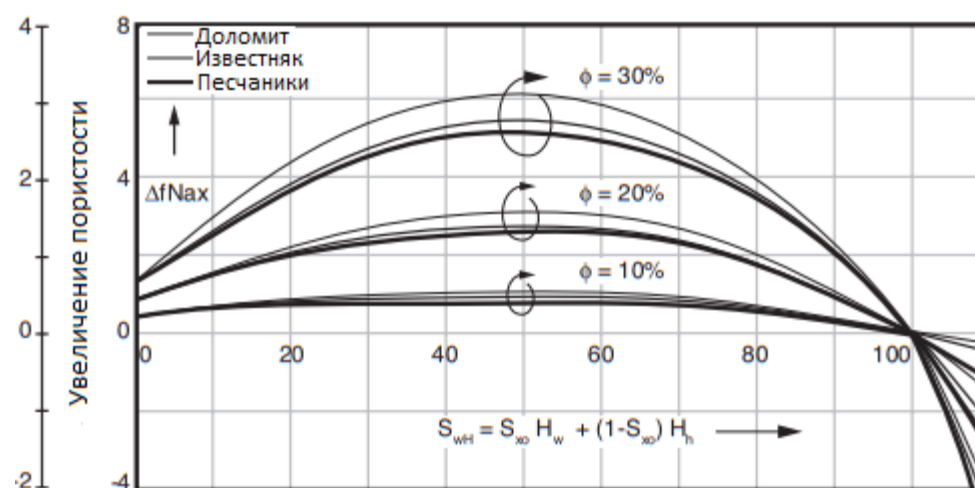


**Рисунок 1.** Зависимость плотности газа и водородного индекса от давления и температуры для метана [1]

3. Нейтронный каротаж. Жидкие углеводороды имеют водородный индекс близкий к воде. Газ, однако, зачастую имеет гораздо более низкую концентрацию водорода, которая значительно варьируется в зависимости от температуры и давления. Поэтому, если газ присутствует достаточно близко к скважине, исследуемой с помощью нейтронного каротажа, инструмент фиксирует слишком низкую пористость. Авторами данной статьи предлагается использовать наличие этого эффекта для определения зоны газоводонефтяного контакта в пласте. Для этого предлагается применять нейтронный каротаж в сочетании с двумя другими методами. В процессе сопоставления полученных результатов может стать возможным зафиксировать наличие газоводонефтяного контакта в пласте. Количественный отклик нейтронного каротажа на газ или легкие жидкие углеводороды зависит, прежде всего, от

водородного индекса. Этот параметр может быть оценен по составу и плотности углеводородов, находящихся в поровом пространстве.

Математические исследования показывают, что влияние газа в пласте вблизи скважины больше, чем можно было ожидать, принимая во внимание только более низкую плотность водорода углеводородных газов. В исследованиях расчеты были проведены посредством гипотетического замещения газонаполненной части пласта на скальную матрицу. Расчеты показывают, что, когда эта дополнительная гипотетическая порода «выкапывается» и заменяется газом, пласт имеет более низкую плотность водорода, чем показания нейтронного каротажа. Эта расчетная разница между показаниями нейтронного каротажа и расчетным водородным индексом пласта была названа «эффектом раскопок». Если этот эффект игнорируется при интерпретации данных нейтронного каротажа, то в результате будут получены слишком низкие значения пористости пласта. На рисунке 2 показаны поправки необходимые при интерпретации значений пористости, полученных с помощью нейтронного каротажа [1, 2, 3, 4].



*Рисунок 2. Поправки к значению пористости, полученной с помощью нейтронного каротажа при наличии газа в пласте [1]*

### Заключение

Подводя итог вышесказанному, стоит отметить, что определение пористости пласта с помощью современных методов исследования скважины является вопросом, который необходимо рассматривать в совокупности с другими областями энергетического комплекса, такими как геология, строительство скважины и технологией разработки месторождения.

До сих пор остаются открытыми вопросы, связанные с уточнением данных, получаемых с помощью различных средств исследования скважины. Важным остается создание комбинированных подходов, позволяющих учесть все факторы, влияющие на измерение пористости пласта, для получения максимально точных результатов. Даже незначительные погрешности, связанные с определением пористости пласта, могут существенно повлиять на экономическую привлекательность проекта по разработке того или иного месторождения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Schlumberger – log interpretation charts 2009 edition Focus: neutron logging.
2. Xu, H. et al. “Static SP measurement tool and its field applications”, paper CC presented at the 50th Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA) Annual Logging Symposium, The Woodlands, Texas, June 21-24, 2009.
3. Zhou, L. and D. Blue, “Reservoir characterization from gas ratio analysis using new high efficiency gas extraction system”, IPTC 13594 presented at the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, Dec. 7-9, 2009.
4. Das B., Chatterjee R. (2017) Wellbore stability analysis and prediction of minimum mudweight for few wells in Krishna-Godavari Basin, India. *Int J Rock Mech Min Sci* 93: 30-37.
5. Gong C., Wang Y., Steel R.J., Olariu C., Xu Q., Liu X., Zhao Q. (2015) Growth styles of shelf-margin clinoforms: prediction of sand- and sediment-budget partitioning into and across the shelf. *J Sediment Res* 85: 209-229.
6. Kumar R., Das B., Chatterjee R., Sain K. (2016) A methodology of porosity estimation from inversion of post-stack seismic data. *J Nat Sci Eng* 28: 356-364.
7. Masoudi P., Tokhmechi B., Zahedi A., Jafari M.A. (2011) Developing a method for identification of net zones using log data and diffusivity equation. *J Mining Environ* 2(1): 53-60.
8. Сеидов В.М. Методика оценки некоторых характеристик коллекторов по геофизическим данным в известняково-мергельных толщах / В.М. Сеидов, Е.Т. Алибекова, – Известия Уральского государственного горного университета. 2017. № 4 (48). С. 77-83.
9. Вершинин А.Г. Исследование мультипольного излучателя для аппаратуры акустического каротажа в процессе бурения нефтяных и газовых скважин / А.Г. Вершинин, С.А. Вершинин, Р.С. Мухамадиев, – Геофизика. 2014. № 6. С. 46-57.
10. Велиев М.М. Применение водоизоляционных технологий в разработке коллектора двойной пористости / М.М. Велиев, И.В. Владимиров, – Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. № 4 (90). С. 25-32.



**Tsyrendashiev Nasag Batorovich**

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia  
E-mail: nasag97@mail.ru

**Anisimova Ekaterina Yurievna**

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia  
E-mail: anisimova.eiu@mail.ru

**Panasenko Natalia Leonidovna**

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia  
E-mail: natasha--0@mail.ru

**Tsybulya Irina Igorevna**

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia  
E-mail: irinatsybulya0205@mail.ru

**Yasnyuk Tatyana Igorevna**

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia  
E-mail: tanya\_yasnyuk@mail.ru

**Vyazkova Elizaveta Andreevna**

Far eastern federal university, Vladivostok, Russia  
E-mail: vyazkova.elizaveta@yandex.ru

## **Comparison of methods for determining the porosity of the reservoir and the influence of various factors on the measurement accuracy**

**Abstract.** In the present paper, issues related to the determination of the porosity of gas-oil-containing reservoirs are considered. The paper presents the argumentation of the need to conduct various well survey methods to determine the porosity of rocks of different nature, which contain both water and hydrocarbons of different molecular weights in various proportions and under different conditions. The main emphasis in the work was made on the study of methods of ultrasonic, density and neutron logging to determine the porosity of formations in various conditions. In the course of the research, the authors proposed to increase the efficiency of measuring the porosity of various rocks, and also suggested that it is possible to use a combination of all the considered logging methods to search for gas-oil contact inside the reservoir. An important emphasis in the work is the information on the existing limitations in the accuracy of the well studies performed. The article details the effect of hydrocarbons of various molecular weights on the accuracy of porosity measurements and presents the main corrections for calculating the porosity from the results of downhole measurements. Among the amendments considered is the hydrogen index correction for hydrocarbon gases in neutron logging, as well as the correction for the so-called “excavation effect” associated with this amendment. In addition, the work outlines the prospects for further study of the influence of various factors and their combinations on the result of the well survey methods presented. These effects include the influence of high-pressure zones along the wellbore, as well as the effect of shale rocks on the result of measurements of reservoir porosity.

**Keywords:** gas and oil-bearing formations; porosity; carbon oxides; logging; well testing; lithology; field