

УДК 552.08:550.8

Р.А. Хамидуллин, Г.А. Калмыков, Д.В. Корост, Д.А. Асташкин

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРА ПОРИСТОСТИ ПРИ ПЕРЕХОДЕ ОТ ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЙ К ПЛАСТОВЫМ

Цель исследования — выявление зависимостей $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ от термобарических условий и литологического состава горной породы. Образцы изучены по комплексу литолого-петрографических исследований. Для определения зависимостей от термобарических условий сформирована коллекция из 90 образцов с различной пористостью (K_{Π}): 15, 20 и 25%. В результате выявлена общая закономерность изменения сопротивления горной породы при переходе от атмосферных условий измерений к пластовым условиям. Рассчитаны зависимости параметра пористости P_{Π} от коэффициента пористости K_{Π} для трех значений минерализации пластовой воды и трех пластовых условий. Вычислены ошибки определения параметра пористости P_{Π} при использовании зависимостей, полученных в атмосферных условиях.

Ключевые слова: коэффициент пористости, параметр пористости, зависимость, пластовые условия, минерализация пластовой воды, удельное электрическое сопротивление.

The purpose of investigation is revealing of dependences $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ from reservoir conditions and lithological rock characteristics. Samples were investigated by complex of lithological-petrographic studies. For definition of dependences from reservoir conditions collection of 90 samples with various porosity 15, 20 and 25% was formed. Dependence resistivity changes from changing conditions of measurements were shown up. Dependences of porosity parameter on porosity coefficient for three values of water mineralization and three reservoir conditions were calculated. Mistakes of definition of porosity parameter were calculated using dependences received in atmospheric conditions.

Key words: coefficient of porosity, parameter of porosity, relationship, reservoir condition, formation water salinity, resistivity.

Введение. Одно из основных назначений геофизических исследований скважин при разведке месторождений нефти и газа — оценка коэффициента насыщенности углеводородами (K_{Π}). Оценку K_{Π} необходимо делать непосредственно после окончания бурения скважины. В связи с этим используются методы геофизических исследований скважин, которые позволяют изучать характеристики как неизменной части пласта, так и расположенной на расстоянии от стенки скважины, превышающем глубину проникновения фильтрата бурового раствора. К таким методам относятся методы измерения удельного электрического сопротивления пород. Так как в осадочных породах практически всегда проводником электрического тока является минерализованная пластовая вода, то сопротивление породы связано с количеством этой воды в порах породы и ее проводимостью. Проводимость воды в свою очередь определяется ее минерализацией, составом солей и температурой.

Стандартная процедура, позволяющая уменьшить влияние изменений температуры на сопротивление породы, заключается в использовании компенсирующего параметра, учитывающего изменение сопротивления пластовой воды. В отечественной практике обычно используются параметры пористости (P_{Π}) и насыщенности (P_{Π}):

$$P_{\Pi} = \rho_{\text{в.п}}/\rho_{\text{в}}, P_{\Pi} = \rho_{\text{н.п}}/\rho_{\text{в.п}},$$

где $\rho_{\text{в.п}}$ — удельное электрическое сопротивление водонасыщенной породы, $\rho_{\text{в}}$ — удельное электрическое сопротивление воды, $\rho_{\text{н.п}}$ — удельное электрическое сопротивление максимально насыщенной углеводородами породы.

Наиболее надежные связи между различными характеристиками горной породы получаются при построении зависимостей типа керн—керн. Наиболее часто для построения этих зависимостей используются степенные уравнения Арчи—Дахнова [Дахнов, 1975; Латышева, 1991].

Первое уравнение Арчи—Дахнова определяет связь между параметром пористости (P_{Π}) и коэффициентом пористости (K_{Π}) как степенную зависимость:

$$P_{\Pi} = A/K_{\Pi}^m,$$

где A — константа для данного типа породы, m — структурный коэффициент.

Эти числовые коэффициенты зависимости параметра пористости от коэффициента пористости изменяются при переходе от атмосферных условий измерения (1 атм или 0,1 МПа, 20 °С) к пластовым условиям [Дахнов, 1975]. Однако в практике интерпретации результатов геофизических исследований скважин обычно используются данные, полученные

при изучении свойств горных пород в лабораторных условиях. Новые технологии лабораторных исследований и современное оборудование позволили проводить петрофизические измерения, максимально приближенные к пластовым условиям, т.е. моделировать пластовые давление и температуру.

Вид степенной зависимости параметра пористости от коэффициента пористости изменяется при различной минерализации пластовой воды. Это зависит от минерального состава изучаемых пород — типа глинистых минералов и их расположения в поровом пространстве. Глинистые минералы являются частицами с повышенной емкостью катионного обмена, вокруг которых образуется двойной электрический слой (ДЭС). Это является причиной изменения зависимости параметра пористости от коэффициента пористости при различных значениях минерализации пластовых вод, давления и температуры [Элланский, 2001].

Задачи и методы исследований. В задачу исследований входило сопоставление зависимостей параметра пористости от коэффициента пористости для различных термобарических условий и минерализации пластовой воды.

Была сформирована коллекция образцов, представленная тремя основными типами коллекторов с различной величиной средней пористости (K_n): 15, 20 и 25%. Каждая группа включала 4 образца. Пористость закономерно уменьшается с глубиной отбора образцов керна.

Для определения зависимости параметра пористости от коэффициента пористости для различной минерализации пластовой воды из каждого образца керна выбурили три цилиндра. Затем их очистили от возможных углеводородов методом горячей экстракции спиртобензольной смесью в аппарате Сокслета, высушили до постоянной массы в конвекционной печи при температуре 105 °С и насытили раствором NaCl. Первый цилиндр каждого образца насыщали

раствором с минерализацией 5 г/л, второй — 30 г/л, третий — 100 г/л.

На каждом цилиндрическом образце измерены пористость и сопротивление в атмосферных условиях и при трех пластовых условиях (эффективное давление ($P_{эф}$) и температура (T): 1) $P_{эф} = 10,0$ МПа, $T = 29$ °С; 2) $P_{эф} = 23,0$ МПа, $T = 66$ °С; 3) $P_{эф} = 36,0$ МПа, $T = 103$ °С.

Исследования проводились в петрофизических лабораториях ВНИГНИ и кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ на установке моделирования пластовых условиях ПУМА-650.

Десять образцов горных пород изучены по комплексу литолого-петрографических исследований для выявления зависимостей от литологического состава. Структура пород исследована под растровым электронным микроскопом.

По результатам исследований под растровым электронным микроскопом изучаемые породы представляют собой средне-мелкозернистые песчаники с размером зерен 0,3–0,1 мм. Упаковка зерен рыхлая (рис. 1). Поровое пространство можно условно разделить на четыре типа: 1) основной — межзерновая (межгранулярная) пористость; 2) межзерновые поры канального типа (вдоль границ между зернами), рис. 1; 3) внутризерновая, образованная растворением зерен; 4) внутризерновая трещинная. Глинистые минералы встречаются в виде трех структурных элементов: глинистости рассеянной (вермикулитоподобные сростки каолинита), пленочной (поверхность зерна, покрытая глинистой пленкой гидрослюдосмектитового, каолинитового, хлоритового состава) и структурной (глинистые минералы замещают зерна полевых шпатов).

Анализируя результаты исследований под растровым электронным микроскопом, можно сделать вывод: значения коэффициента пористости уменьшаются с глубиной при увеличении литостатического

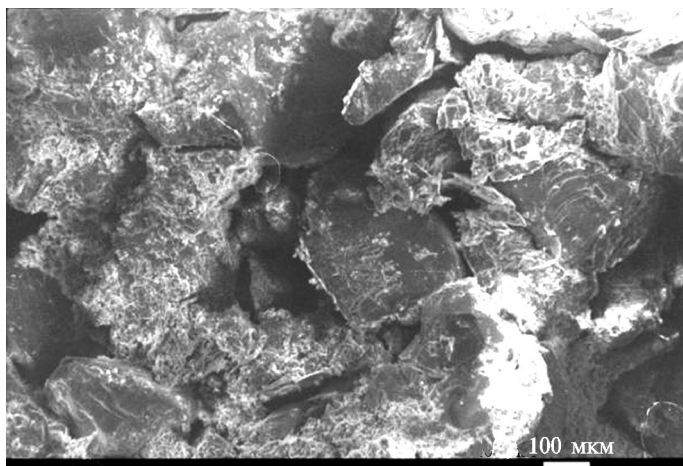


Рис. 1. Образец с $K_n = 25\%$. Общий вид скола песчаника средне-мелкозернистого с размерами зерен 0,30–0,20 мм. Межзерновые поры канального типа вдоль границ между зернами. Упаковка зерен рыхлая, глинистый цемент 5–7%. Величина маркера 100 мкм

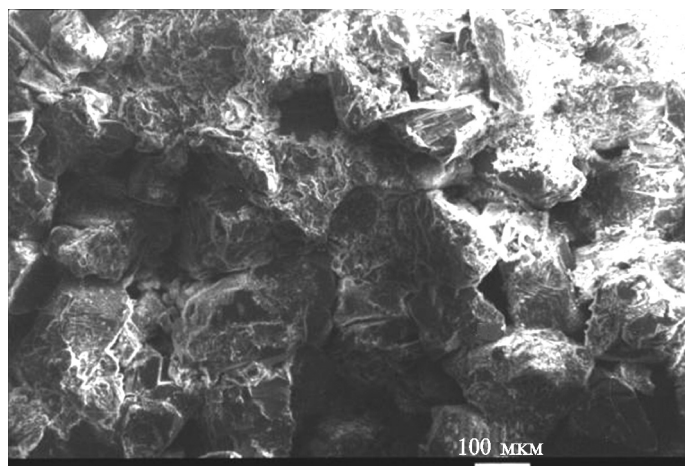


Рис. 2. Образец с $K_n = 20\%$. Общий вид скола мелкозернистого песчаника с размерами зерен 150–250 × 100–150 мкм с межзерновыми треугольными и полигональными порами 100 × 40–50 мкм. Величина маркера 100 мкм

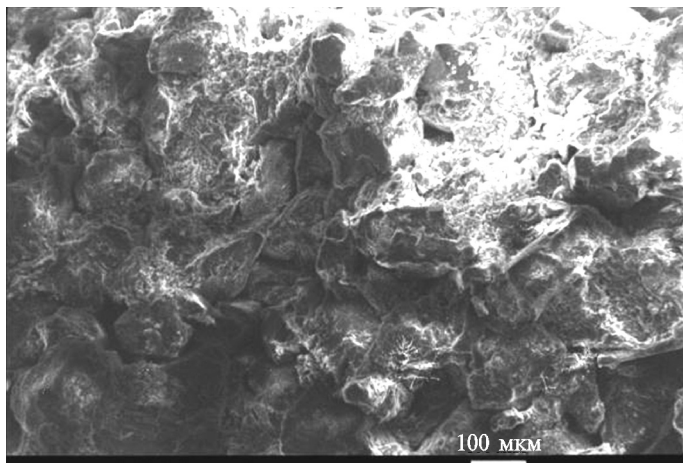


Рис. 3. Образец с $K_p = 15\%$. Общий вид скола песчаника мелкозернистого пористого. Размеры зерен 100–150 мкм, поры межзерновые мелкие. Величина маркера 100 мкм

давления с образованием более плотной упаковки зерен в породе (рис. 1–3).

В результате гранулометрического и рентгено-структурного анализа все породообразующие минералы разбиты на две крупные группы — минералы скелета (или матрицы) — кварц и полевые шпаты и минералы глин — иллит, каолинит и хлорит. В общих чертах количество первых в пробах закономерно убывает от крупной фракции к мелким, а вторых соответственно возрастает.

По измеренным в атмосферных условиях параметрам пористости и значениям коэффициента пористости были построены соответствующие зависимости $P_p = f(K_p)$ при пластовых условиях (рис. 4, 5, 6). На всех графиках наблюдается общая закономерность — увеличение параметра пористости при переходе от атмосферных условий к пластовым. Отдельную

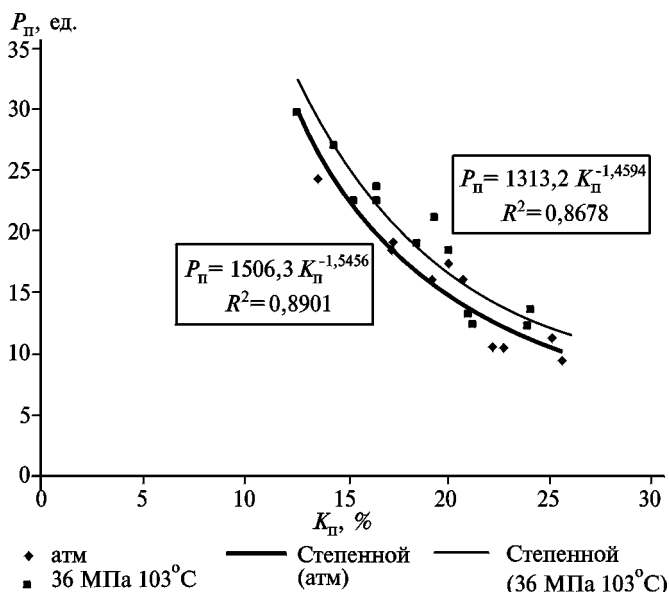


Рис. 4. Сопоставление P_p и K_p образцов с минерализацией пластовой воды 5 г/л

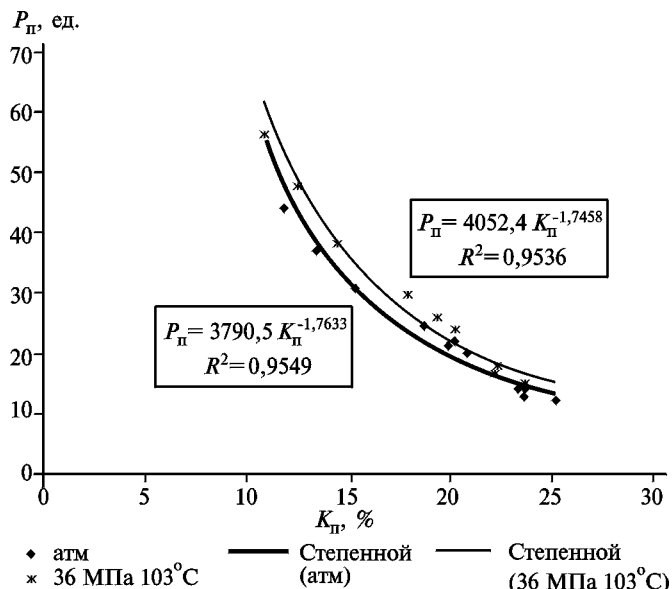


Рис. 5. Сопоставление P_p и K_p образцов с минерализацией пластовой воды 30 г/л

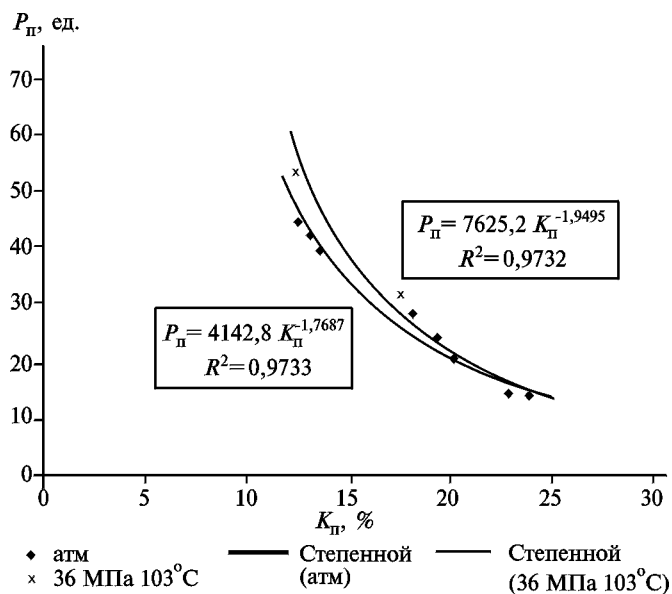


Рис. 6. Сопоставление P_p и K_p образцов с минерализацией пластовой воды 100 г/л

группу составляют образцы с высокой пористостью ($K_p = 22\div 25\%$), насыщенные модельной пластовой водой с минерализацией 100 г/л. В последнем случае параметр пористости изменялся незначительно и составлял 2,5–4,5%.

По полученным графикам определены уравнения зависимостей. По уравнениям вычислены изменения параметра пористости при переходе от атмосферных условий к пластовым. Построены графики зависимости для трех значений минерализации насыщающего флюида (рис. 7). На графиках приведены значения ΔP_p в зависимости от K_p . При построении использовались значения K_p (%), рассчитанные для пластовых условий.

Значение сопротивления связанной воды (двойного электрического слоя), при котором глинистость

не влияет на сопротивление породы, достаточно стабильно и составляет примерно $0,22 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [Элланский, 2001]. При минерализации насыщающей пластовой воды, равной 5 г/л , основным проводником породы является глина, а при 100 г/л — минерализованная вода. При высокой минерализации воды ($C_B > 30 \text{ г/л}$) удельное сопротивление двойного ионного слоя является постоянным и равным $0,22 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Оно не зависит ни от количества глинистого цемента, ни от минералогического состава глин (каолинит, иллит, бентонит, монтмориллонит) [Элланский, 2001]. Это отображается в разнонаправленности трендов изменения параметра пористости на рис. 7. При минерализации 30 г/л изменение параметра пористости практически одинаково для всего диапазона пористости, что связано с одинаковой проводимостью поверхностного слоя и свободной воды.

Заключение. В результате исследований было показано, что при переходе от лабораторных условий к пластовым изменение параметра пористости от коэффициента пористости зависит от минерализации пластовой воды. При минерализации воды более 30 г/л и по мере увеличения пористости отклонение параметра пористости от коэффициента пористости уменьшается. При низкой же минерализации (5 г/л) это отклонение увеличивается.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Дахнов В.Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов. М.: Недра, 1975.

Куликов Б.Н. Влияние температуры на удельное электрическое сопротивление песчано-глинистых пород // Тр. МИНХиГП. Вып. 144. 1979. С. 7–11.

Р.А. Хамидуллин — геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант, e-mail: ruslan_msu@mail.ru;
Г.А. Калмыков — геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ст. науч. сотр., канд. геол.-минер. н., e-mail: gera64@mail.ru;

Д.В. Корост — геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант, e-mail: dkorost@mail.ru;

Д.А. Асташкин — ВНИГНИ, ст. науч. сотр., канд. геол.-минер. н., e-mail: astashkin@vniigni.ru

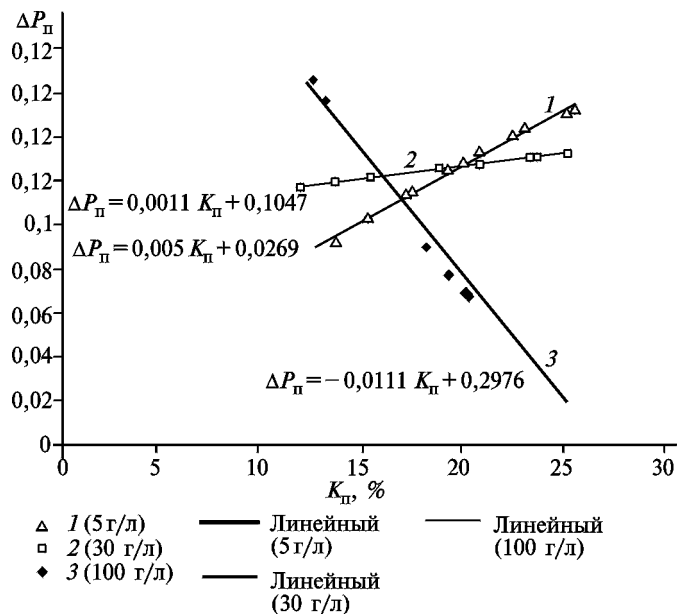


Рис. 7. Изменение ΔP_p образцов с различной минерализацией пластовой воды

Для корректного расчета насыщенности породы углеводородами необходимо использовать зависимости, полученные для пластовых условий.

Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991.

Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. М.: ГЕОС, 2001.

Поступила в редакцию
17.11.2008