

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФИЗИЧЕСКИХ И КОЛЛЕКТОРСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБРАЗЦОВ

*А.В. Дахнов, В.С. Жуков, О.В. Иселидзе, И.Б. Крюкова,
Е.О. Семенов*

Одной из основных задач исследования керна является построение интерпретационных моделей. Для создания петрофизической основы интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) и повышения достоверности определения коллекторских свойств пород необходимо проведение специальных исследований керна в условиях, моделирующих пластовые. Наиболее оптимальным для определения петрофизических зависимостей при термобарических условиях является прямое экспериментальное изучение кернового материала в лабораторных условиях, при котором будет учтено влияние всех литологических особенностей пород [1–5].

Следует отметить вклад Л.А. Буряковского, Б.Ю. Вендельштейна, В.Н. Дахнова, В.М. Добрынина, Л.П. Долиной, М.Г. Латышовой, Е.И. Леонтьева, В.Н. Кобрановой, Г.С. Морозова, С.А. Султанова, М.М. Эланского, Ф.А. Требина, Дж. Амикса, П. Джонса, С.Д. Пирсона и других в изучение зависимостей между фильтрационно-емкостными свойствами и петрофизическими параметрами различных горных пород.

Как известно, существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород оказывают такие факторы, как: литолого-минералогический состав; структура порового пространства; свойства пластовых флюидов; тип и характер распределения цемента, которые определяют удельное электрическое сопротивление

ние, скорость распространения упругих волн, плотность, радиоактивное излучение и многие другие характеристики [2–5].

Целью данной работы являлось исследование взаимосвязи фильтрационно-емкостных свойств с параметром пористости, интервальным временем, акустическим импедансом горных пород. Исследования проводились на коллекции образцов коллекторов юрского возраста, представленных песчаниками и алевролитами.

В результате проведенных экспериментальных исследований в условиях, моделирующих пластовые, были построены и изучены зависимости, позволяющие оценить взаимосвязь между фильтрационно-емкостными свойствами (пористостью и проницаемостью) и физическими параметрами горных пород. Рассмотрим зависимости ряда петрофизических параметров от пористости.

Пористость

Определение коэффициента пористости (K_n) на месторождениях нефти и газа проводится по данным геофизических исследований скважин с использованием интерпретационных моделей, полученных при исследовании ядерного материала. Возможности извлечения запасов углеводородов характеризуются проницаемостью породы.

Пористость и проницаемость. Сопоставление коэффициента проницаемости (K_{np}) и коэффициента пористости (K_n) показывает наличие связи между ними (коэффициент корреляции $r = 0,6$) и с высокой степенью достоверности ($R^2 = 0,8$) описывается экспоненциальной зависимостью (рис. 1):

$$K_{np} = 0,014e^{0,473K_n} \quad (1)$$

Несмотря на довольно высокую степень достоверности аппроксимации, зависимость (1) можно использовать для оценки по известным значениям пористости с определенной степенью осторожности, так как коэффициент корреляции между K_n и K_{np} довольно низкий и связь между ними не является тесной и устойчивой в рамках исследованной коллекции образцов. Невысокий коэффи-

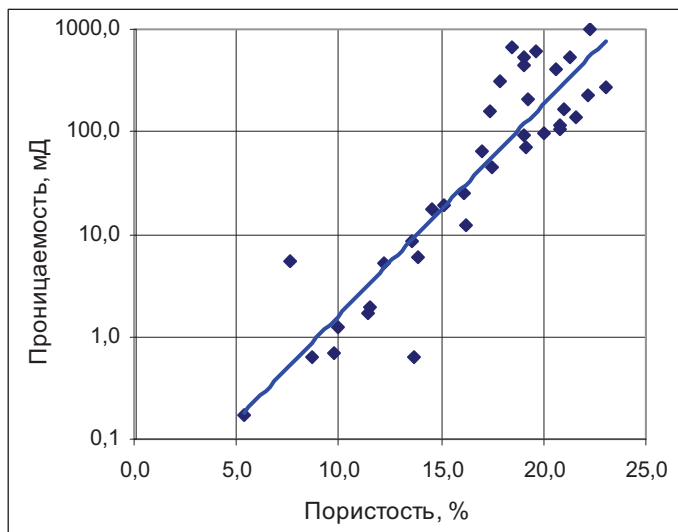


Рис. 1. Зависимость проницаемости от пористости

коэффициент корреляции ($r = 0,6$) можно объяснить тем, что по Козени-Кармана коэффициент проницаемости зависит не только от емкости коллектора, но и от содержания в нем тонкодисперсной фракции, увеличивающей удельную поверхность породы.

Пористость и параметр пористости. Известно, что параметр пористости, рассчитываемый как отношение удельного электрического сопротивления водонасыщенной породы (ρ_{en}) к удельному электрическому сопротивлению насыщающей его воды (ρ_w) прежде всего характеризует объем токопроводящего пространства пород и его структуру. Зависимость между параметром и коэффициентом пористости является основной интерпретационной моделью для определения K_n по данным электротомии скважин.

Приведенная на рис. 2 зависимость параметра пористости от пористости с высокой степенью достоверности $R^2 = 0,94$ может быть описана степенной зависимостью (2):

$$P_n = 1,644 / K_n^{1,471}, \tag{2}$$

где K_n – пористость горной породы, выраженная в долях единицы.

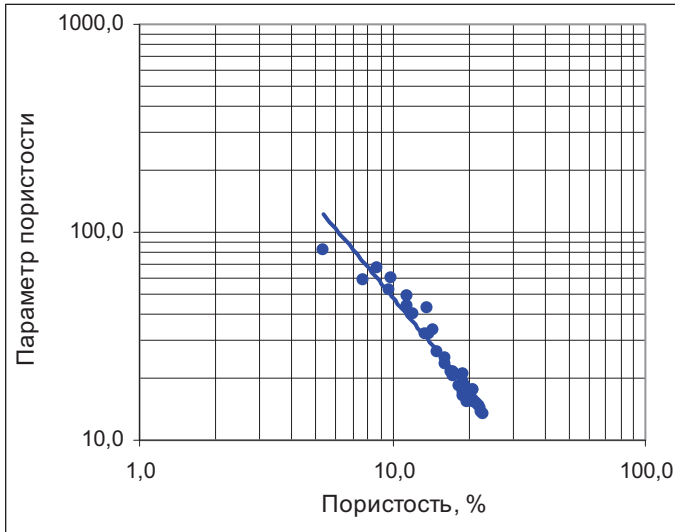


Рис. 2. Зависимость параметра пористости от пористости

Наличие высокой степени достоверности аппроксимации и величины коэффициента корреляции ($r = 0,93$), свидетельствующее о тесной связи между пористостью и параметром пористости, позволяет использовать полученную зависимость при интерпретации данных электрометрии скважин. Однако не во всех случаях скважина вскрывает водоносную часть коллектора, и возникают трудности в определении ρ_{en} , а следовательно, в расчете параметра пористости.

Пористость и интервальное время. Вторым геофизическим методом, активно используемым при оценке коэффициента пористости, является акустический метод (АК).

Представленная на рис. 3 зависимость интервального времени Δt от пористости характеризуется высоким коэффициентом корреляции ($r = 0,92$) и высокой степенью достоверности аппроксимации ($R^2 = 0,91$) линейной зависимостью (3), что позволяет использовать ее при интерпретации данных акустического метода:

$$\Delta t = 5,059K_n + 206,6. \quad (3)$$

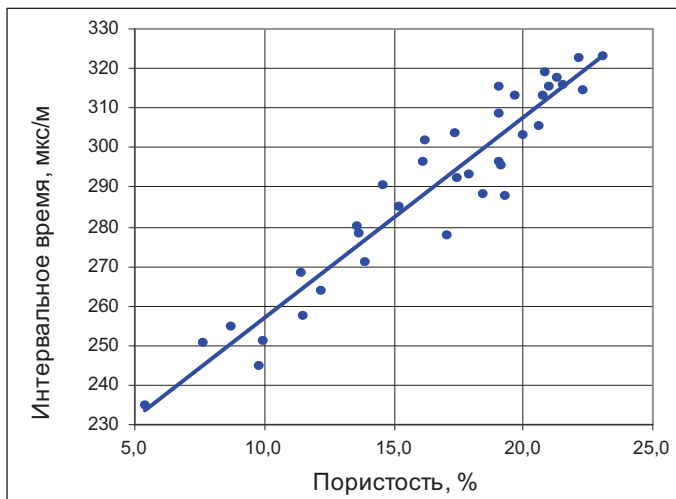


Рис. 3. Зависимость интервального времени от пористости

Пористость и акустический импеданс. Акустический импеданс, как и интервальное время, довольно часто определяется при геофизических исследованиях скважин. Также он является комплексным параметром, так как рассчитывается как произведение скорости продольной волны на объемную плотность породы, что позволяет рассчитывать на повышение качества определения пористости по данным акустического импеданса. Интервальное время зависит не только от пористости и характера насыщения породы, но и от литологии и минерального состава, которые тесно связаны с плотностью.

Согласно рис. 4 зависимость между акустическим импедансом и пористостью K_n для исследованных образцов характеризуется высокой достоверностью аппроксимации ($R^2 = 0,96$) и коэффициентом корреляции ($r = 0,98$), что позволяет использовать эту зависимость при совместной интерпретации данных акустического и гамма-гамма-плотностного (ГГКп) методов ГИС для оценки коэффициента пористости K_n изучаемых отложений:

$$Z = 11,70 - 0,244K_n, \quad (4)$$

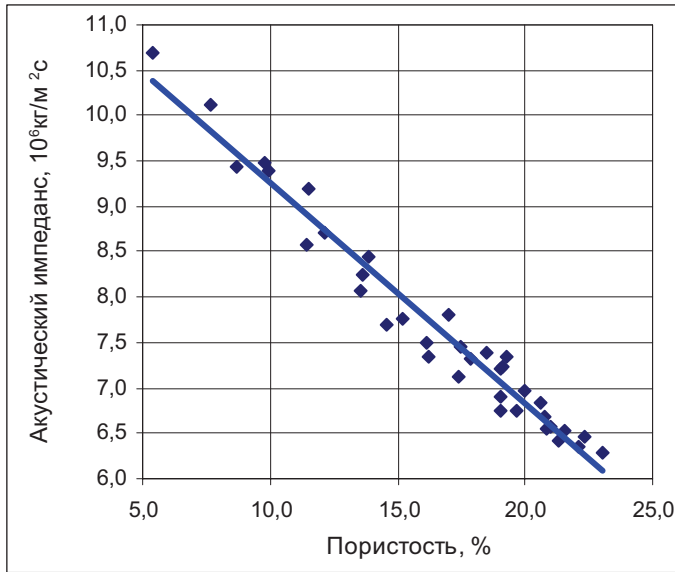


Рис.4. Зависимость акустического импеданса от коэффициента пористости образцов

Таким образом, комплексирование геофизических параметров ведет к повышению достоверности определения коэффициента пористости отложений.

В качестве еще одного комплексного параметра можно взять отношение $\Delta t/P_n$. Физический смысл данного комплексирования заключается в том, что по уравнению среднего времени $\Delta t = f(K_n \text{ и литологии})$, т.е. можно сказать, что $\Delta t \sim K_n$. Параметр пористости также зависит и от пористости, и от литологии и по уравнению Арчи $P_n = 1/K_n^2$. Таким образом, комплексный параметр оказывается пропорциональным K_n^3 , т.е. усиливается вклад пористости. Рассмотрим возможности исследуемого комплексного параметра.

Пористость и комплексный параметр $\Delta t/P_n$. Зависимость комплексного параметра и пористости, представленная на рис. 5, позволяет говорить о высокой достоверности аппроксимации $R^2 = 0,97$ уравнением (5):

$$\Delta t/P_n = 1,394e^{0,128K_n}. \quad (5)$$

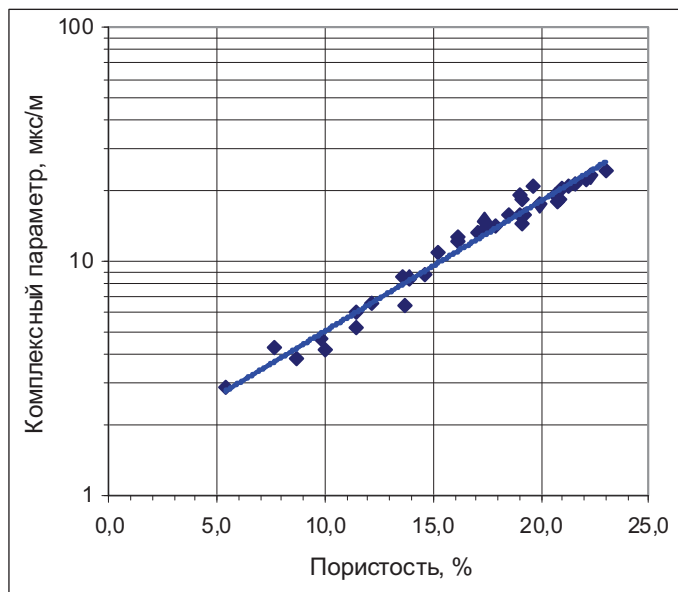


Рис. 5. Зависимость комплексного параметра $\Delta t/P_n$ от пористости образцов

Установлено, что теснота связи между комплексным параметром и пористостью (коэффициент корреляции $r = 0,97$) выше, чем полученные ранее значения для связи $P_n - K_n$ ($r = 0,93$) и $\Delta t - K_n$ ($r = 0,92$), а также более высокая степень достоверности аппроксимации $R^2 = 0,97$ зависимости (5) по сравнению с полученной ранее степенью достоверности для уравнений (2) ($R^2 = 0,94$) и (3) ($R^2 = 0,91$). Сочетание более высокой достоверности аппроксимации и тесноты связи позволяет рекомендовать к практическому использованию выявленную связь между $\Delta t/P_n$ и K_n (5) при комплексной интерпретации данных акустического и электрического каротажа скважин с целью повышения точности определения пористости коллекторов.

Проницаемость

Наиболее трудным вопросом является определение геофизическими методами коэффициента проницаемости пород, которое

возможно при существовании надежных петрофизических зависимостей между геофизическими параметрами и проницаемостью. В основном проницаемость пласта определяется гидродинамическими исследованиями скважин. Рассмотрим возможности методов ГИС в оценке коэффициента проницаемости.

Проницаемость и параметр пористости. Зависимость проницаемости горных пород от структурных особенностей отложенных описывается уравнением Козени-Кармана [3]:

$$K_{np} = K_n^3 / 2T_G^2 \cdot S_\phi^2 \cdot f, \quad (6)$$

где T_G – гидравлическая извилистость (извилистость эффективных поровых каналов); S_ϕ – удельная поверхность каналов фильтрации; f – коэффициент, характеризующий форму сечения капилляров.

Рассмотрим более подробно параметры, входящие в уравнение (6). Так как гидравлическая извилистость T_G пропорциональна электрической T_s [6], а $T_s^2 \sim P_n \cdot K_{np}$, то роль коэффициента пористости, а соответственно и параметра пористости в уравнении (6), велика. Следовательно, имеются предпосылки для изучения связи параметра пористости и данных ГИС, обусловленных пористостью и коэффициентом проницаемости. Согласно рис. 6 экспериментально полученная зависимость параметра пористости от коэффициента проницаемости с высокой степенью достоверности $R^2 = 0,90$ может быть описана степенной зависимостью вида:

$$P_n = 51,725 / K_{np}^{0,204}. \quad (7)$$

Следует отметить, что теснота связи между проницаемостью и параметром пористости (коэффициент корреляции $r = -0,53$) довольно низкая. В связи с этим зависимость (7) может быть использована лишь для предварительной оценки значений проницаемости коллекторов исследуемого объекта по данным электрметрии скважин.

Проницаемость и интервальное время. Зависимость проницаемости от интервального времени можно объяснить их тесной зависимостью от пористости пород. Это послужило основанием

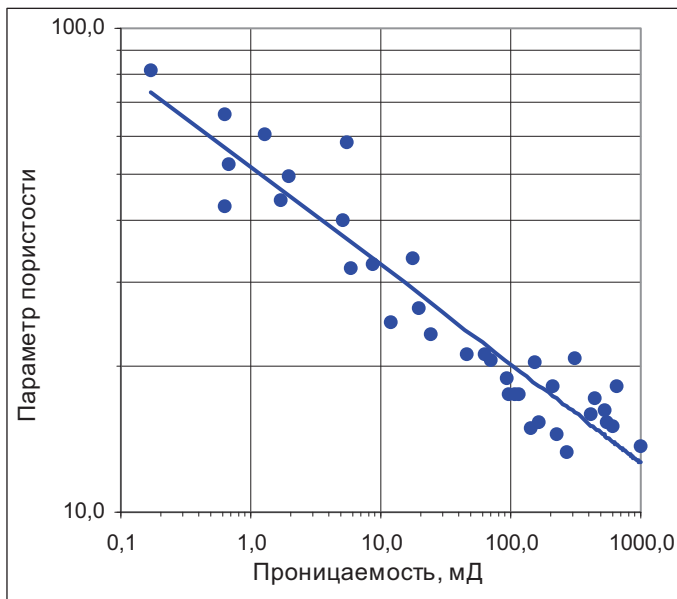


Рис. 6. Зависимость проницаемости от параметра пористости

для сопоставления изменений интервального времени и проницаемости. Полученные результаты характеризуются высокой достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,75$ этих зависимостей логарифмическим уравнением (рис. 7):

$$\Delta t = 8,83 \ln(K_{np}) + 258,6. \quad (8)$$

Следует отметить, что теснота связи между интервальным временем и проницаемостью (коэффициент корреляции $r = 0,55$) довольно низкая. Поэтому выявленная связь между интервальным временем и проницаемостью исследованной коллекции образцов (8), по мнению авторов, может быть использована при интерпретации данных акустического каротажа скважин с целью оценки проницаемости коллекторов с высокой степенью осторожности и только в комплексе с другими методами.

Проницаемость и акустический импеданс. Согласно рис. 7 на зависимость интервального времени от проницаемости накла-

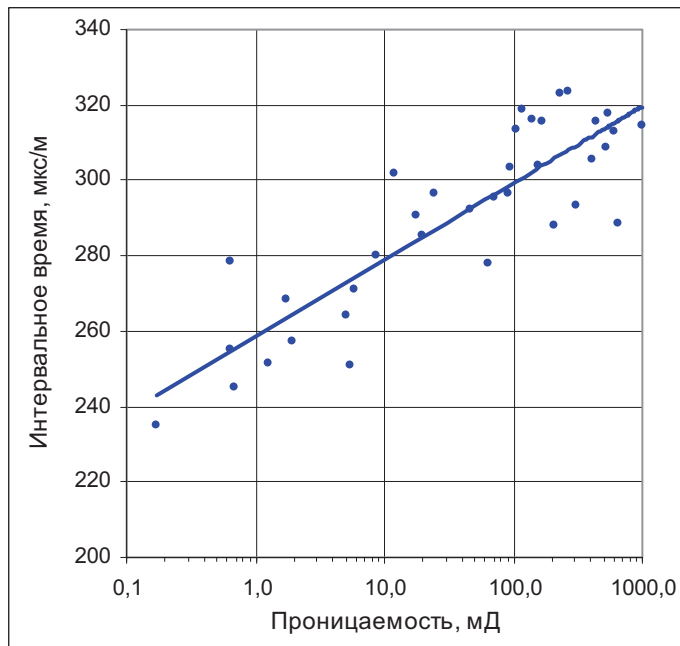


Рис. 7. Зависимость интервального времени от проницаемости

дываются и другие факторы, которые формируют значительный разброс данных. Наиболее сильное влияние на акустические характеристики оказывает плотность отложений, которая по исследованной коллекции изменяется от 2,00 до 2,51 г/см³. Влияние плотности отложений можно учесть, используя интегральную характеристику отложений – акустический импеданс, который вычисляется как произведение плотности и скорости продольной волны горной породы.

Приведенные на рис. 8 данные акустического импеданса и проницаемости для исследованных образцов можно аппроксимировать со степенью достоверности $R^2 = 0,79$ как логарифмическую зависимость между акустическим импедансом Z и проницаемостью K_{np} :

$$Z = 9,19 - 0,425 \ln(K_{np}). \quad (9)$$

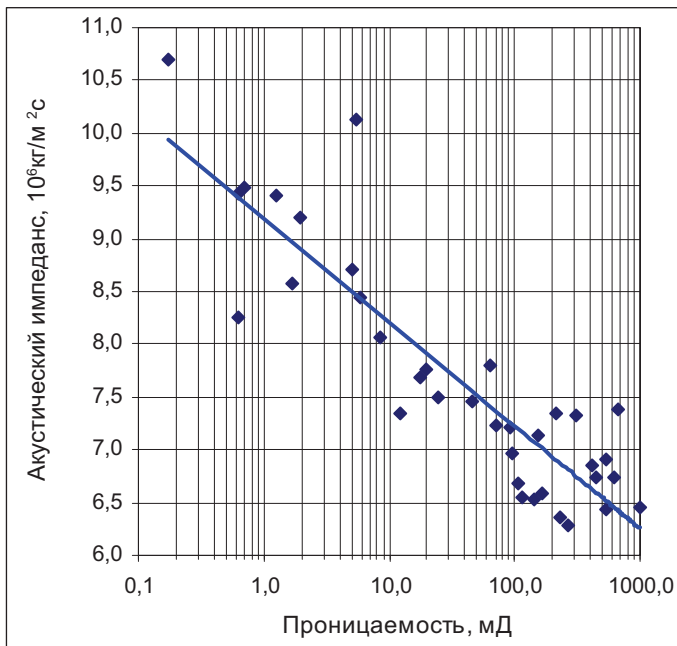


Рис. 8. Зависимость акустического импеданса от проницаемости образцов

Величина коэффициента корреляции между акустическим импедансом и проницаемостью ($r = 0,56$) показала, что теснота связи по сравнению с интервальным временем ($r = 0,55$) повысилась не существенно. Сопоставляя достоверность аппроксимации $K_{np} = f(\Delta t)$ $R^2 = 0,75$ и $K_{np} = f(Z)$ $R^2 = 0,79$, можно сделать вывод о том, что достоверность определения проницаемости немного повысилась. Незначительное повышение достоверности определения проницаемости, по данным акустического импеданса, можно объяснить одновременным учетом акустических и плотностных характеристик образцов. Столь малое увеличение коэффициента корреляции и достоверности аппроксимации не позволяет надеяться на повышение точности определения проницаемости при совместной интерпретации методов ГГКп и АК.

Проницаемость и комплексный параметр $\Delta t/P_n$. Одновременный учет акустических (интервальное время) и электрических характеристик (параметр пористости) образцов может дать повы-

шение достоверности определения пористости по данным комплексного параметра $\Delta t/P_n$, предложенного А.В. Дахновым [6].

Связь между проницаемостью и комплексным параметром для групп образцов с близкими значениями удельной поверхности должна быть достаточно тесной. Имея значения Δt , P_n с достаточной достоверностью по данной связи можно оценить проницаемость как плохих, так и хороших коллекторов. Для этой цели были сопоставлены значения комплексного параметра и проницаемости образцов. Согласно рис. 9 зависимость проницаемости от комплексного параметра с высокой степенью достоверности $R^2 = 0,89$ может быть аппроксимирована степенным уравнением (10):

$$K_{np} = 0,0034(\Delta t/P_n)^{3,775}. \quad (10)$$

Отметим, что теснота связи между комплексным параметром

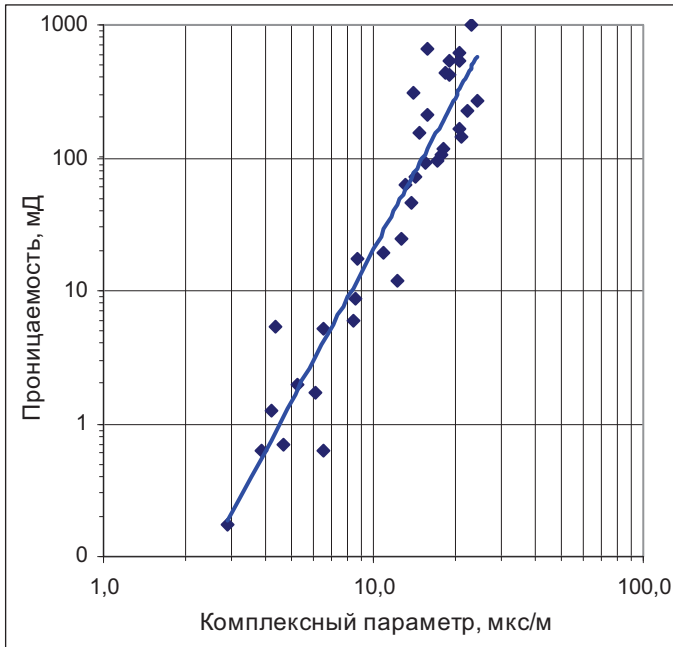


Рис. 9. Зависимость коэффициента проницаемости от комплексного параметра $\Delta t/P_n$

и проницаемостью (коэффициент корреляции $r = 0,68$) существенно выше по сравнению с рассмотренными ранее связями между $K_{np} - P_n$ ($r = 0,53$) и $K_{np} - \Delta t$ ($r = 0,55$). Поэтому выявленная зависимость (10) между комплексным параметром и проницаемостью исследованной коллекции образцов, по мнению авторов, может быть использована при комплексной интерпретации данных акустического и электрического каротажа скважин с целью оценки проницаемости коллекторов. Сопоставление достоверности аппроксимации показывает, что наиболее достоверные оценки проницаемости получены при использовании параметра пористости ($R^2 = 0,90$) и комплексного параметра ($R^2 = 0,89$).

В результате проделанной работы была экспериментально получена связь между пористостью и проницаемостью, которую можно использовать в пределах данного объекта для оценки значений проницаемости пород с определенной степенью осторожности, так как коэффициент корреляции между K_n и K_{np} довольно невысок и связь между ними не является тесной и устойчивой в рамках исследованной коллекции образцов.

Определены зависимости между пористостью и параметром пористости, интервальным временем, комплексным параметром и акустическим импедансом, которые можно использовать при интерпретации данных геофизических исследований скважин исследованного объекта.

Выявленная зависимость между комплексным параметром и проницаемостью исследованной коллекции образцов, по мнению авторов, может быть использована при комплексной интерпретации данных акустического и электрического каротажа скважин с целью оценки проницаемости коллекторов.

Одновременный учет акустических и плотностных характеристик пород-коллекторов обуславливает повышение достоверности определения ФЕС по данным акустического импеданса, что позволяет рекомендовать полученную зависимость и комплексирование методов плотностного и акустического каротажа для определения пористости, в то же время трудно ожидать существенного повышения точности определения проницаемости.

Зависимости между фильтрационно-емкостными свойствами и петрофизическими параметрами пород исследованной коллекции

образцов, обладающие высокой степенью корреляции и достоверности аппроксимации, могут быть использованы для интерпретации результатов геофизических исследований скважин.

Таким образом, для юрских отложений получены достоверные интерпретационные модели, которые, согласно данным ГИС, можно применять для определения пористости и проницаемости коллекторов.

Список литературы

1. Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Топорков. – М.: Недра, 1987. – 216 с.
2. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях / Г.М. Авчян, А.И. Матвеевко, З.Б. Стефанкевич. – М.: Недра, 1979. – 224 с.
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
4. Леонтьев Е.И. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами / Е.И. Леонтьев, Л.М. Дорогницкая, Г.С. Кузнецов и др. – М.: Недра, 1974. – 240 с.
5. Геофизические исследования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1971. – 199 с.
6. Дахнов А.В. Исследование связей между физическими свойствами максимальных влажных терригенных пород и их проницаемостью: автореф. дисс. на соискание уч. ст. канд. геол.-мин. наук. – М.: МИНХ и ГП, 1975. – 24 с.