

УДК 622:539.217.1

А.В. Краснопольская, В.С. Жуков

**ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ
СОПОСТАВЛЕНИЯ «КЕРН-ГИС»**

Семинар № 2

Повышение точности определения пористости продуктивного пласта является важнейшей задачей при разработке месторождений нефти и газа, при обосновании параметров подсчёта запасов нефти и газа, полученных методами геофизических исследований скважин (ГИС), а также выборе методов интенсификации добычи.

Вскрытые бурением продуктивные горизонты детально изучаются разнообразными методами ГИС. В некоторых из скважин производится отбор керна для детального изучения пористости коллекторов и покрышек.

Петрофизической основой определения коэффициента пористости K_p по материалам ГИС являются корреляционные зависимости «кern-ГИС» между K_p и различными геофизическими характеристиками: интервальным временем прохождения упругих акустических волн dt , объёмной плотностью δ , параметром пористости P_p и другими. Петрофизические связи «кern-ГИС» получают по результатам анализов керна и интерпретации данных ГИС в базовых скважинах или при пересечениях пласта толщиной не менее 1,5 м, при выносе керна не менее 80 % и плотности анализов не менее 3-5 на 1 метр. Значения K_p , используемые для получения связи, следует определять в условиях, аналогичным пластовым условиям [1-5].

В нашей работе исследования по повышению точности определения пористости пород-коллекторов проводились путем сопоставления значений физических свойств образцов (интервальное время прохождения продольной волны dt , объёмная плотность δ и удельное электрическое сопротивление ρ_{en} водонасыщенных пород), полученных лабораторными методами и методами ГИС, т.е. строились зависимости «кern-ГИС».

Для исследований были взяты образцы песчаных пород из продуктивного пласта Ю1-1 юрских отложений месторождений юга Западной Сибири. Исследованные образцы характеризуются открытой пористостью 6,0 - 17,1%, проницаемостью 0,16-63,7 мД и объёмной плотностью 2,19 - 2,55 г/см³. Построение связей «кern-ГИС» по одному из месторождений, проводилось по результатам лабораторных исследований 13 образцов, отобранным из интервала залегания пласта, из которого был получен приток пластовой воды.

Методика проведения лабораторных исследований.

Образцы керна насыщали раствором, соответствующим минерализации пластовой жидкости, и определяли коэффициент открытой пористости методом жидкостенасыщения по ГОСТ 26450.1-85.

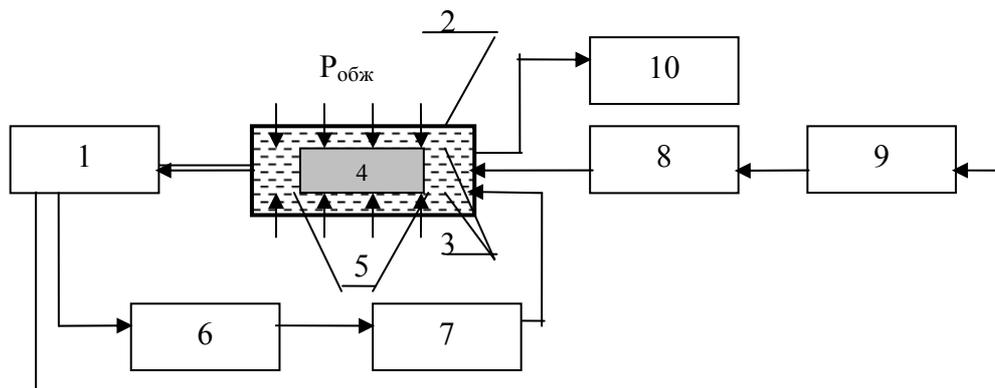


Рис. 1. Упрощенная блок-схема пластовой установки «ПУМА-650»: 1 - персональный компьютер с программным обеспечением; 2 - корпус кернодержателя, заполненный пластовой жидкостью; 3 - резиновая манжета; 4 - образец; 5 - стальные цилиндры; 6 - Блок управления и контроля температуры нагрева; 7 - термокамера; 8 - насосы, создающие всестороннее сжатие и поровое давление; 9 - система контроля порового давления и всестороннего сжатия; 10 - U-образная трубка для измерения количества жидкости, вытесняемой из образца

Затем образцы помещали в камеру высокого давления установки моделирования пластовых условий ПУМА-650 и нагревали до пластовой температуры. После достижения температуры $T=80\text{ }^{\circ}\text{C}$ ступенчато увеличивали давление всестороннего сжатия до величины равной эффективному давлению в пласте $P_{\text{эф}}=400\text{ атм}$. На каждой ступени давления определяли скорости распространения упругих волн в образцах, удельное электрическое сопротивление образцов и изменение объема их порового пространства.

На следующем этапе увеличивали поровое давление $P_{\text{пор}}$ до 250 атм и давление всестороннего сжатия $P_{\text{вс}}$ до 650 атм, сохраняя эффективное давление $P_{\text{эф}}=400\text{ атм}$ неизменным. На каждой ступени порового давления также производили измерение скоростей распространения упругих волн в образцах и удельного электрического сопротивления образцов.

На рис. 1 представлена упрощенная блок-схема установки моделирования пластовых условий «ПУМА-650».

Определение значения коэффициента открытой пористости производили путем определения объема жидкости вытесненной из образца (рис.1) при увеличении эффективного давления до значения, соответствующего пластовому давлению, по формуле:

$$K_{n,пл} = \frac{V_n - \Delta V_n}{V_{обр}}, \quad (1)$$

где V_n - начальный объем порового пространства; ΔV_n - изменение объема порового пространства; $V_{обр}$ - объем образца.

Результаты исследований

Анализ данных метода АК. На этапе подсчета запасов общую пористость K_p обычно определяют по материалам АК с помощью эмпирических зависимостей между K_p и dt , соответствующих исследуемому пласту. Для адекватного сопоставления данных лабораторных исследований на образцах горных пород и материалов ГИС нами был выбран интервал водоносного пласта, сложенного мелко и среднезернистым песчаником.

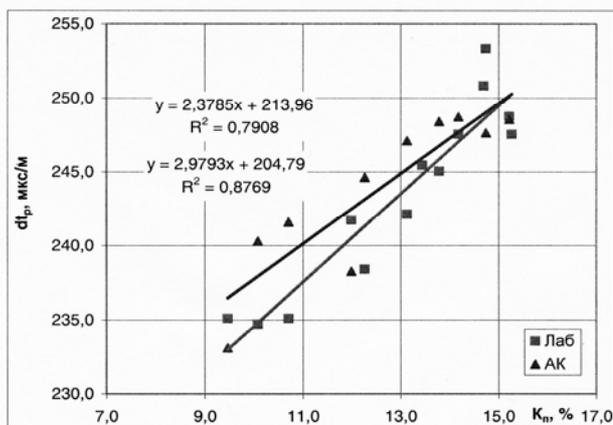


Рис. 2. Зависимость изменений интервального времени от пористости

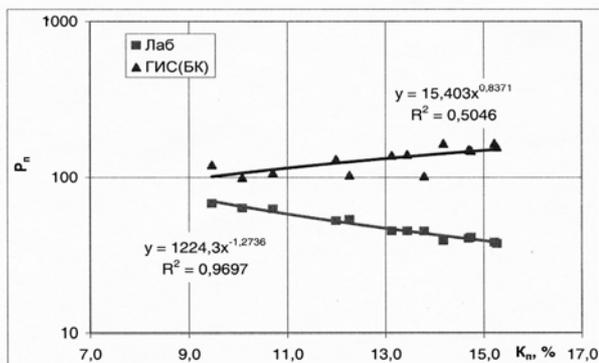


Рис. 3. Зависимость изменений параметра пористости от пористости

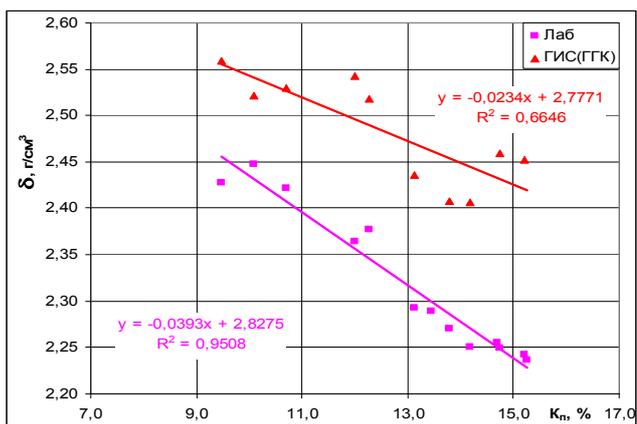


Рис. 4. Зависимость изменений объёмной плотности от пористости

На рис. 2 приведено сопоставление изменений интервального времени, полученного в лабораторных условиях на образцах и при ГИС методом АК в зависимости от значений пористости полученных в лабораторных условиях на установке моделирования пластовых условий ПУМА-650.

Увеличение интервального времени с увеличением коэффициента пористости объясняется более низкой скоростью прохождения волн по поровому пространству, заполненному флюидом в соответствии с так называемым уравнением среднего времени:

$$dt = dt_{ск} \times (1 - K_n) + dt_{ж} \times K_n$$

где $dt_{ск}$ – интервальное время в идеальной непористой породе; $dt_{ж}$ – то же в поровой жидкости (воде). Интервальное время в идеальной непористой породе обычно существенно меньше интервального времени в поровой жидкости [1, 3].

Из рис. 2 видно, что выражения, описывающие зависимости интервального времени от пористости в обоих случаях близки друг к другу и имеют достоверность аппроксимации R^2 на уровне 0,8-0,9, что позволяет использовать полученную в лаборатории зависимость для расчета величины пористости по значениям интервального времени определенным методом АК:

$$K_n = 0,336 \times dt_{pAK} - 68,74 \quad (2)$$

Анализ данных метода БК. При геофизических исследованиях скважин наиболее часто определяют пористость по значениям параметра пористости $P_n = \frac{\rho_{en}}{\rho_e}$, где ρ_{en} - удельное электрическое сопротивление водонасыщенной породы и ρ_e - удельное электрическое сопротивление воды, насыщающей породу [4]. Нами были использованы данные об удельном электрическом сопротивлении пород, полученные одним из многочисленных методов электрокаротажа - методом бокового каротажа (БК).

Параметр пористости P_n неглинистой чистой породы не зависит от минерализации жидкости в породе. Относительная погрешность определения K_n по P_n составляет примерно $\pm 30\%$ для чистых водонасыщенных коллекторов, в которых глинистость изменяет значения ρ_{en} не более чем на 10 %. В глинистых и нефтегазонасыщенных коллекторах погрешность оценки K_n увеличивается. Обычно, с увеличением пористости параметр пористости коллектора снижается за счет того, что увеличивается количество воды, заполняющей поры коллектора, удельное электрическое сопротивление (УЭС) которой значительно ниже УЭС коллектора [4].

Приведенные на рис. 3 зависимости параметра пористости от пористости, полученные по данным БК, не отвечают условиям приведенным выше. Одной из причин этого может служить наличие растворенного газа в пластовой жидкости. УЭС нефти и газа на много порядков превосходит УЭС воды и естественно значительно увеличивает значение ρ_{en} и соответственно P_n .

Анализ данных метода ГГК. В число методов ГИС наиболее часто ис-

пользуемых для определения пористости входит и метод ГГК, по данным которого определяется объёмная плотность пород, которая, в свою очередь, сильно зависит от пористости. На рис. 4 представлены зависимости объёмной плотности исследованных образцов и по данным ГГК от пористости, полученной в лабораторных условиях. Видно, что эти зависимости несильно отличаются друг от друга; свободный член, имеющий физический смысл объёмной плотности породы в предположении $K_n=0$ (минералогическая плотность) в полученных уравнениях имеют близкие значения 2,78 и 2,83.

Лабораторные исследования зависимости плотности от пористости по исследованной нами коллекции могут быть описаны линейной зависимостью с достоверностью аппроксимации $R^2=0,95$ что позволяет использовать полученную нами зависимость для пересчета величины объёмной плотности полученной по данным ГГК в значения пористости:

$$K_n = 71,947 - 25,445 \times \delta_{ГГК} \quad (3)$$

Обсуждение результатов.

Обратим внимание, что на рисунках 2-4 пористость и зависящие от нее физические свойства пород (объёмная плотность, интервальное время, параметр пористости), определенные в лаборатории и методами ГИС, различаются между собой, что объясняется:

- разным объемом исследуемого массива (объем образца много меньше объема горных пород, исследуемых методами ГИС);
- неоднородным литолого-минералогическим составом массива, в то время как лабораторные образцы имеют более однородный состав;
- естественной трещиноватостью массива (максимальный размер трещин в массиве существенно выше, чем в образце диаметром 30 мм и длиной 30 мм).

В связи с этим приоритетными можно считать результаты лабораторных исследований, для которых погрешность определения пористости составляет 2-2,5 %, что значительно ниже погрешности методов ГИС (до 30 %).

Полученные зависимости интервального времени, параметра пористости и объемной плотности, определенные методами ГИС от пористости (рис. 2-4), показывают, что зависимости по данным АК имеют большую достоверность аппроксимации $R^2 = 0,79$ по сравнению с зависимостью по данным ГГК - $R^2 = 0,66$. Из анализа рисунка 2 видно, что расхождения между интервальным временем в образцах и по данным АК не превышают ± 5 мкс/м, что укладывается в допустимые погрешности [1, 3]. И так как, данные по БК оказались некондиционными, то, выбирая из двух методов: АК и ГГК, можно отдать предпочтение методу АК для определения пористости в исследованном водоносном пласте по данным ГИС. Отметим, что и коэффициент корреляции между пористостью и dt_{AK} равен 0,89, а коэффициент корреляции между

пористостью и $\delta_{ГГК}$ равен -0,82. В тоже время для лабораторных исследований аналогичные коэффициенты равны 0,94 и -0,98 соответственно.

Выводы

Зависимости интервального времени и объемной плотности от пористости, полученные по данным лабораторных исследований ядра и геофизических исследований скважин близки друг к другу (рис. 2, 4) и описываются линейными зависимостями с достоверностью аппроксимации 0,67-0,91. Это позволяет использовать полученные нами зависимости (формулы 2 и 3) для расчета величины пористости по значениям интервального времени определенного методом АК и объемной плотности по данным метода ГГК. Отметим, что коэффициент пористости, определенный по данным метода АК, наиболее близок к значениям коэффициента пористости коллекции образцов исследованной нами в условиях моделирующих пластовые условия и может быть рекомендован для повышения точности определения пористости коллекторов по данным сопоставления «керна-ГИС».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко.* - Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003. 258с.

2. *Вендельштейн Б.Ю. Золаева Г.М. Царева Н.В. и др.* Геофизические методы изучения подсчётных параметров при определении запасов нефти и газа. М.: Недра. 1985. С. 102-103.

3. *Фоменко В.Г., Шальнова С.Г., Соколов В.И. и др.* Определение пористости полимиктовых песчаников с использованием

акустического каротажа по скорости / Использование материалов геофизических исследований скважин для комплексной интерпретации и подсчёта запасов нефти и газа. М.: Недра. 1986. С.65-68.

4. *Дахнов В.Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра. 1985. 344 с.

5. *Орлов Л.И., Карпов Е.Н., Топорков В.Г.* Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа. М.: Недра. 1987. 216 с.

ГИАБ

Коротко об авторах

Краснопольская А.В. – студентка, Московский государственный горный университет,
Жуков В.С. – доктор технических наук, вед. Научный сотрудник, ООО «ВНИИГАЗ»

Доклад рекомендован к опубликованию семинаром № 2 симпозиума «Неделя горняка-2008».
Рецензент д-р техн. наук, проф. *В.Л. Шкуратник.*