

## ГЕОЛОГИЯ

### Оценка вторичной пористости карбонатных коллекторов комплексом геофизических методов

Пономарева Марина Викторовна, кандидат технических наук, доцент;  
Тунгышбаева Айнаш Тагайбековна, магистр, старший преподаватель;  
Аукешев Бекасыл Капбасович, магистрант  
Карагандинский государственный технический университет (Казахстан)

*В данной статье рассмотрены возможности геофизических методов для определения вторичной пористости карбонатных коллекторов сложного строения, вскрываемых на больших глубинах, на примере газоконденсатного месторождения Жанажол. Предложен комплекс геофизических методов, приведены методики и параметры литологии для определения коэффициентов пористости сложных коллекторов. Построен кроссплот отношений вторичной и эффективной пористости, рассчитаны значения коэффициентов пористости коллекторов.*

**Ключевые слова:** геофизические методы, карбонатный коллектор, коэффициент пористости, общая, эффективная, вторичная пористость

За последние годы значительно возросла глубина разведочных и эксплуатационных скважин, ведутся поиски залежей и коллекторов нефти и газа более сложного строения, с более жесткими термобарическими условиями залегания. Одной из важных задач является поиск нефти и газа в карбонатных толщах на больших глубинах, где вследствие высоких давлений и температур, действия глубинных высокоминерализованных вод, циркулирующих по трещинам, создаются благоприятные условия для развития в них вторичной пористости. Комплексное исследование карбонатных коллекторов сложного строения, особенно вскрываемых на больших глубинах, геофизическими методами имеет большое научное и практическое значение, так как керн, отбираемый не по всей мощности пройденных пород, не позволяет детально изучить их характеристики.

Одной из основных характеристик коллекторов является их пористость, поэтому изучение карбонатных пород как потенциальных коллекторов нефти и газа сводится к определению их коэффициентов пористости.

В зависимости от происхождения различают первичные и вторичные поры. Вторичные поры, представленные кавернами, трещинами, каналами выщелачивания минералов в теле пород, характерны для трещинных и трещинно-каверновых известняков и доломитов [1, с. 24].

В общем случае коэффициент пористости  $k_n$  породы определяется отношением объема пустот  $V_{пор}$  в породе к общему ее объему  $V_n$ :

$$k_n = \frac{V_{пор}}{V_n} \quad (1)$$

По общему признанию пустот друг с другом различают пористость общую, открытую и закрытую, по морфологии пустотных пространств различают поры межзерновые, каверны и трещины содержание которых в породе характеризуется суммой межзерновой  $k_{н.з.}$ , каверновой  $k_{н.к}$  и трещинной  $k_{н.т}$  пористостей [1, с. 318]:

$$k_n = k_{н.з.} + k_{н.к} + k_{н.т} \quad (2)$$

Газоконденсатное месторождение Жанажол находится в Актобинской области Республики Казахстан. При бурении разведочных скважин установлена продуктивность нижней карбонатной толщи. Выявленные продуктивные толи КТ-I и КТ-II разделены терригенно-карбонатными породами большой мощности. Продуктивная толща КТ-II литологически сложена известняками с маломощными прослоями доломитов. Верхняя продуктивная толща КТ-I литологически сложена органогеннообломочными известняками, доломитами и их переходными разностями. Встречаются редкие прослойки глины.

Для определения коэффициентов пористости на месторождении применялись такие методы как гамма-гамма-плотностной каротаж (ГГК-п), нейтронный каротаж (НК), акустический каротаж (АК). С помощью данных, полученных вышеперечисленными методами, были определены: общая пористость, эффективная пористость, вторичная пористость.

По данным НК через содержание водорода определялась общая пористость коллекторов. Коэффициент общей пористости определялся по формуле, полученной аналитическим способом. За условную единицу измерения при нейтронном каротаже приняты значения интенсивности, измеренные в баке с пресной водой. То есть при исследовании скважин нейтронными методами регистрируется кривая изменения интенсивности излучения с глубиной, представляющая собой отношение интенсивности излучения в данной точке разреза к интенсивности излучения в баке с пресной водой (для предотвращения искажения диаграмм).

$$k_n^{\text{НК-Т}} = k_1 \cdot \frac{A_n}{A_B} b_1, \% \quad (3)$$

$$k_n^{\text{НГК}} = k_2 \cdot A - b_2, \% \quad (4)$$

$$\text{где } \bar{A}_n = \frac{\text{НК}_n (\text{ммг/млн})}{\text{НК}_n^{\text{вода}} (\text{ммг/млн})}, \bar{A}_B = \frac{\text{НК}_B (\text{ммг/млн})}{\text{НК}_B^{\text{вода}} (\text{ммг/млн})}, A = \frac{\text{НГК} (\text{ммг/млн})}{\text{НГК}^{\text{вода}} (\text{ммг/млн})}$$

$k_1, k_2$  и  $b_1, b_2$  являются индивидуальными для каждого из модулей 2НК — Т и НГК и определяются по результатам последней градуировки на эталонах пористости.

В основе определения коэффициента открытой пористости коллекторов по данным акустического каротажа лежит тесная взаимосвязь между интервальным временем  $\Delta T$  и коэффициентом пористости  $k_n$ . Среди различных аналитических и эмпирических выражений, связывающих величину  $\Delta T$ , регистрируемую в скважине, и коэффициент пористости  $k_n$ , наибольшее распространение получило уравнение среднего времени, которое справедливо для упрощенной модели породы, представленной чередованием участков, занимаемых минеральным скелетом и поровой жидкостью, в направлении пробега волны:

$$\Delta T = (1 - k_n) \cdot \Delta T_{*} + k_n \cdot \Delta T_{**} \quad (5)$$

В соответствии с выражением (5) коэффициент пористости рассчитывают по формуле [3, с. 99]:

$$k_n^{\text{АК}} = \frac{\Delta T - \Delta T_{**}}{\Delta T_{*} - \Delta T_{**}} \quad (6)$$

где  $\Delta T$  — время распространения волны в породе;  $\Delta T_{*}$  — время распространения волны в поровой жидкости;  $\Delta T_{**}$  — время распространения волны в минеральном скелете породы.

По данным плотностного гамма-гамма каротажа ГГК-п пористость коллекторов определялась по величине ее плотности [3, с. 98]:

$$\delta = k_n \delta_{*} + (1 - k_n) \delta_{**} \quad (7)$$

где  $\delta_{*}$  — плотность жидкости в порах породы,  $\delta_{**}$  — плотность матрицы. Из формулы (7) следует, что:

$$k_n = \frac{\delta - \delta_{**}}{\delta_{*} - \delta_{**}} \quad (8)$$

Влияние глинистости на величину пористости, определенной по данным ГГК-п невелико, так как плотности минералов глины и плотности породообразующих минералов коллекторов близки. Параметры литологии, для определения коэффициентов пористости коллекторов газоконденсатного месторождения Жанажол приведены в таблице 1.

Согласно общей пористости определенной по НК, ГГК-п и по АК вычисляется вторичная пористость пластов. Вторичная пористость коллекторов по скважине  $x_0$  продуктивной толщи КТ-II изменяется в пределах 0.01–5.24%. По результатам исследований построен кросс-плот отношений вторичной и эффективной пористости, приведенный на рисунке 1.

Таблица 1. Параметры скелета пород

| Скелет пород | $\Delta T$ (мкс/м) | $\delta$ (г/см <sup>3</sup> ) |
|--------------|--------------------|-------------------------------|
| Известняк    | 153                | 2.71                          |
| Доломит      | 143                | 2.87                          |
| Ангидрит     | 164                | 2.98                          |
| Гипс         | 171                | 2.35                          |

|              |         |           |
|--------------|---------|-----------|
| Соль         | 220     | 2.03      |
| Песчаник     | 182~168 | 2.65~2.68 |
| Пресная вода | 620     | 1         |
| Соленая вода | 513     | 1.056     |
| Аргиллит     | 270     | 2.45      |

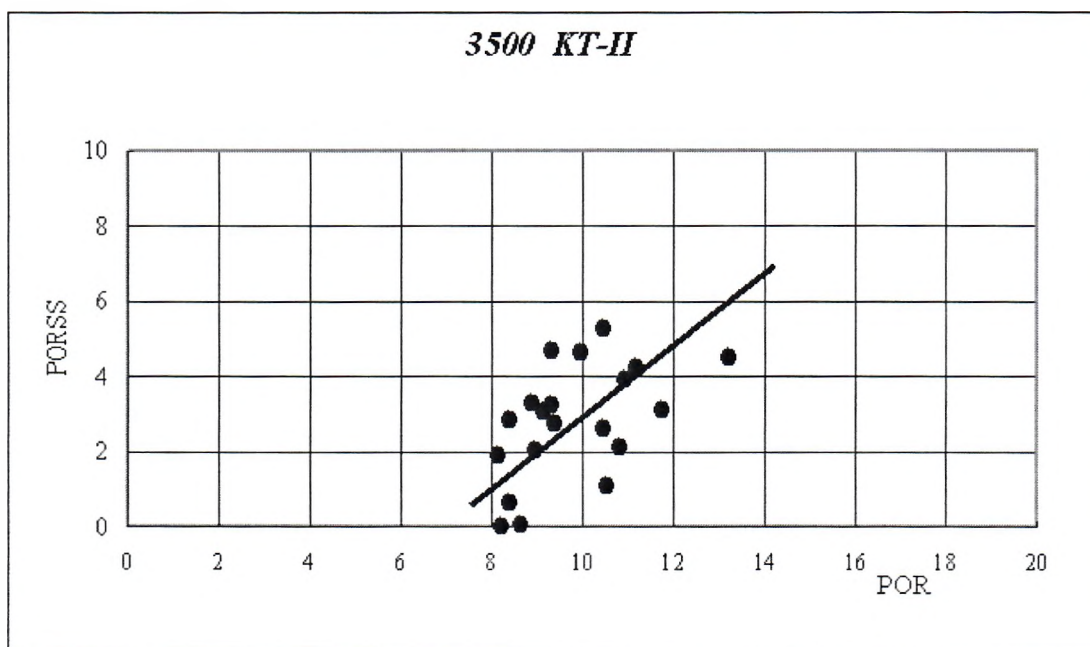


Рис. 1. Зависимость между эффективной и вторичной пористостью коллекторов по скважине х0 продуктивной толщи КТ-II

Зависимость носит линейный характер: с увеличением эффективной пористости растет вторичная пористость коллекторов. Результаты комплексной интерпретации представлены в таблице 2.

По материалам детальных геофизических исследований, в открытом стволе скважины х0 месторождения Жапажол в продуктивной толще КТ-II выделено 14 интервалов коллекторов общей мощностью 50.9 м. На основании результатов интерпретации данных ГИС рекомендуется испытать в колонне пласты-коллекторы, указанные в таблице 2.

Таблица 2. Результаты комплексной интерпретации

| № | интервал м      | Мощность м | Общая пористость % | Вторичная пористость % | Трещинная пористость % | Нефтенасыщение % | Характер насыщения         |
|---|-----------------|------------|--------------------|------------------------|------------------------|------------------|----------------------------|
| 1 | 3572 — 3572.6   | 0.6        | 8.67               | 0.05                   | 0.09                   | 91.64            | углеводороды, продуктивный |
| 2 | 3573.3 — 3573.7 | 0.4        | 8.15               | 1.91                   | 0.14                   | 88.12            | углеводороды, продуктивный |
| 3 | 3583.6 — 3584.3 | 0.7        | 8.42               | 0.63                   | 0.06                   | 92.78            | углеводороды, продуктивный |
| 4 | 3629.9 — 3636.7 | 6.8        | 10.47              | 2.61                   | 0.07                   | 90.19            | углеводороды, продуктивный |
| 5 | 3638.8 — 3645.3 | 6.5        | 10.94              | 3.91                   | 0.46                   | 76.21            | углеводороды, продуктивный |

|    |                    |      |       |      |      |       |                               |
|----|--------------------|------|-------|------|------|-------|-------------------------------|
| 6  | 3648.5 —<br>3651.5 | 3    | 9.33  | 3.25 | 0.08 | 89.88 | углеводороды,<br>продуктивный |
| 7  | 3652.3 —<br>3656   | 3.7  | 9.99  | 4.61 | 0.1  | 89.12 | углеводороды,<br>продуктивный |
| 8  | 3670.3 —<br>3675.5 | 5.2  | 10.84 | 2.12 | 0.13 | 88.67 | углеводороды,<br>продуктивный |
| 9  | 3676.4 —<br>3682.4 | 6    | 11.77 | 3.1  | 0.16 | 86.48 | углеводороды,<br>продуктивный |
| 10 | 3685.4 —<br>3688   | 2.6  | 9.33  | 4.69 | 0.11 | 82.1  | углеводороды,<br>продуктивный |
| 11 | 3691 —<br>3691.7   | 0.7  | 8.98  | 2.03 | 0.09 | 86.82 | углеводороды,<br>продуктивный |
| 12 | 3692.3 —<br>3693.3 | 1    | 11.18 | 4.22 | 0.09 | 91.66 | углеводороды,<br>продуктивный |
| 13 | 3696.6 —<br>3708.9 | 12.3 | 13.24 | 4.51 | 0.24 | 87.18 | углеводороды,<br>продуктивный |
| 14 | 3715.3 —<br>3716.7 | 1.4  | 8.9   | 3.29 | 0.21 | 72.8  | углеводороды,<br>продуктивный |

Литература:

1. Добрынин, В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика: Учеб. Для вузов. — М.: Недра, 1991.
2. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под. Ред. В. М. Добрынина. — М.: Недра, 1988.
3. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 2. Исследования геологического разреза скважин / Сост.: Р. Б. Булгаков. — Уфа: Информреклама, 2010.