

- минерализация пластовой воды и структурный коэффициент изменяются по

разрезу ( $\frac{\rho_{ан}}{\rho_{в}} = F_{п} = \frac{a}{b_{п}}$ );

- неуверенно проведена линия гранулярных пород.

Пример нормализации кривых БК, НГК приведен на рис. 2.

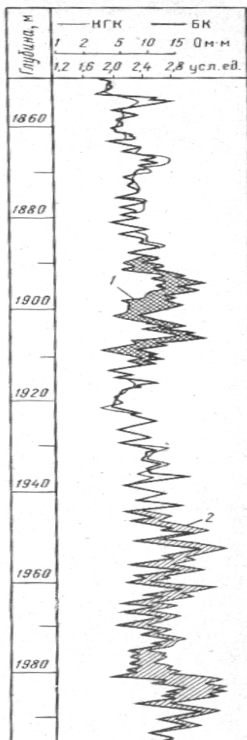


Рисунок 2 – Пример нормализации кривых бокового и нейтронного гамма-каротажа.

Породы: 1 – кавернозные или нефтенасыщенные;

2 – трещиноватые.

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования

**«Ухтинский государственный технический университет»**

**(УГТУ)**

### **Оценка коллекторских свойств и насыщенности карбонатных отложений методом нормализации**

Методические указания

Ухта 2012

Паршина, Л. М.

Оценка коллекторских свойств и насыщенности карбонатных отложений методом нормализации [Текст] : метод. указания / Л. М. Паршина, И. В. Кузьмина. – Ухта : УГТУ, 2012. – 8 с.

Методические указания предназначены для выполнения лабораторных работ по дисциплине «Интерпретация данных ГИС в сложных коллекторах» по специальностям 130202 «Геофизические методы исследования скважин».

Методические указания соответствуют учебному плану.

Методические указания рассмотрены и одобрены заседанием кафедры ГМИС от 11.11.2011 г. пр. № 3.

Рецензент: В. Д. Паршин, доцент кафедры ГМИС Ухтинского государственного технического университета.

Редактор: Ю. Ю. Шикалова, инженер кафедры ГМИС Ухтинского государственного технического университета.

В методических указаниях учтены замечания рецензента и редактора.

План 2011 г., позиция 138.

Подписано в печать 30.12.2011 г. Компьютерный набор.

Объем 8 с. Тираж 100 экз. Заказ № 260.

© Ухтинский государственный технический университет, 2012

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Типография УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

водонасыщенными породами с блоковым типом пористости или трещинно-каверновым коллектором. Для интерпретации сложного трещинно-кавернового коллектора необходимо использовать дополнительную информацию (керновые данные и данные о поглощениях или проявлениях бурового раствора в процессе бурения). Сложность интерпретации связана с тем, что трещинно-каверновая пористость по-разному влияет на данные БК, НГК. Наличие трещин практически не влияет на показания НГК, но влияет на  $\rho_{кр}$ , существенно снижая его. Каверновая пористость уменьшает показания НГК (ННК<sub>т</sub>), но не изменяет сопротивления. Таким образом, на нормированных кривых против трещенных коллекторов кривая БК смещается влево относительно кривой НГК, против кавернозных участков кривая БК смещается вправо.

2. Кривая сопротивлений смещается в сторону высоких значений. Это связано с нефтенасыщенностью межзернового коллектора или кавернозностью. При нефтенасыщенности отмечается значительное увеличение  $\rho_{п}$  и несовпадение конфигурации кривых  $\rho_{п}$  и НГК. Расхождение кривых увеличивается с повышением нефтенасыщенности пластов. Используя логарифмическую шкалу, построенную для нормализации, можно определить фактивные (приближенные) значения параметра насыщения (или коэффициент увеличения сопротивления  $Q_{ф}$ ).

$$Q_{ф}(P_{нф}) = \frac{\rho_{пф}}{\rho'_{пн}}$$

где  $\rho_{пф}$  – удельное фиктивное сопротивление, определяется против нефтеносного пласта по кривой БК;

$\rho'_{пн}$  – снижается с диаграммы НГК, принимая ее за условно эквивалентную диаграмму удельного сопротивления при  $k_{п} = 100\%$  (т. к. кривая БК и НГК в водонасыщенных неглинистых и незагипсованных интервалах совпадают).

Затем  $Q_{ф}(P_{нф})$  сравнивается с критическим значением этого параметра  $Q_{кр}(P_{нкр})$ . При  $Q_{ф} > Q_{кр}(P_{нф} > P_{нкр})$  пласт является нефтенасыщенным.

Погрешности при нормализации в интерпретации могут быть допущены, если не учитываются искажающие факторы:

- глинистость и загипсованность горных пород;
- повышающее проникновение;
- неучет скважинных условий ( $d_c, \rho_c$ );
- неучет влияния вмещающих пород;

Кривая удельных сопротивлений перестраивается (нормализуется) к одному масштабу логарифма пористости с кривой НГК. Для этого определяется модуль логарифмической кривой удельного сопротивления. В разрезе выбираются известные водонасыщенные пласты с гранулярным типом пористости, и для них строится график зависимости  $\lg \rho_{\pi} = f(I_{ny})$ .

Кроме того, на график наносятся точки, соответствующие опорным пластам (глинистому и плотному), затем проводится усредняющая прямая линия – линия гранулярных пород (рис. 1).

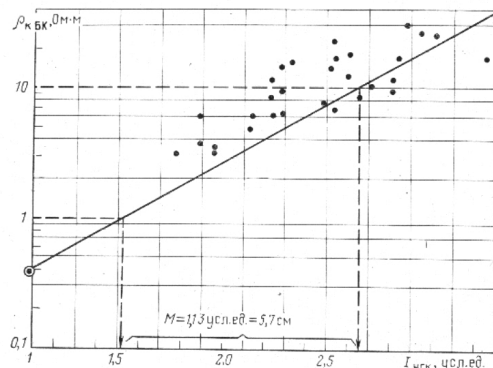


Рисунок 1 – График зависимости  $\rho_{БК} = f(I_{НГК})$  для определения модуля логарифмического масштаба  $M$  кривой сопротивления

Модуль нормализованной кривой определяется как отрезок по оси  $I_{ny}$ , соответствующий десятикратному изменению удельных сопротивлений. Диаграмма удельных сопротивлений перестраивается в логарифмический масштаб с модулем  $\mu$ . Нормализованная кривая сопротивлений совмещается с кривой НГК (или с кривой ННК<sub>т</sub>, записанной большим зондом) с максимальным совпадением кривых в водонасыщенных гранулярных породах. Также наносятся шкалы сопротивлений и пористости. При этом кривая сопротивлений соответствует истинным удельным сопротивлениям, а кривая НГК (ННК<sub>т.б.з.</sub>) может быть принята приближенно за кривую удельных сопротивлений водонасыщенных пород.

По расхождению нормализованной кривой сопротивлений и кривой НГК (ННК<sub>т</sub>) можно выделить нефтенасыщенные интервалы и тип коллектора.

Могут отмечаться следующие случаи:

1. Нормализованные кривые сопротивления и кривые НГК (ННК<sub>т.б.з.</sub>) совпадают. Кривые могут рассматриваться как кривые пористости, характеризующиеся зависимостью  $\rho_{\pi} = f(k_{\pi})$ . Эти интервалы могут быть представлены

## Оценка коллекторских свойств и насыщенности карбонатных отложений методом нормализации

С целью повышения достоверности выделения коллекторов и оценки характера их насыщения в карбонатных отложениях широко используется комплексная интерпретация методов ГИС. Наиболее распространен метод нормализации, предложенный Н. З. Заляевым. Основой этого метода является связь показаний геофизических методов с литологией, коллекторскими свойствами и характером насыщения. Изучение взаимного поведения кривых позволяет более уверенно судить о свойствах пластов в разрезе.

Чаще всего для нормализации используются кривые НГК, БК и ИК. По результатам можно судить о пористости и насыщенности пластов. С целью выделения вторичной пористости (трещиноватости, кавернозности) также могут привлекаться данные АК.

**Нормализация** – это совмещение кривых ГИС, при этом одна из кривых преобразуется в единицы измерения другой кривой. Метод нормализации может использоваться при определенных следующих условиях:

1. Нормализуемые кривые объединяет один и тот же литолого-петрофизический параметр (например, методы БК и НК – коэффициент пористости).

2. Свойство, которое необходимо определить в процессе нормализации влияет на обе нормализуемые кривые различным образом.

Например, на кривые НМ и БК нефтенасыщенность сказывается по-разному: увеличивается сопротивление пластов относительно водонасыщенных, практически не меняя показаний  $I_{ny}$ .

Преобразование одной кривой в единицы измерения другой производится с помощью регрессионного уравнения. Уравнение регрессии связи показаний рассматриваемых методов строится по опорным пластам. Эти пласты связаны общим свойством, влияние второго свойства отсутствует. Нормализация производится по опорным пластам, и в этом случае будет отмечаться расхождение кривых в интервалах разреза, обладающих вторым свойством.

Метод нормализации применяется для решения следующих задач:

- Выделение коллекторов;
- Оценка характера насыщения;
- Литологическое расчленение разреза.

Методом нормализации можно обрабатывать все геофизические кривые с существующими, физически обоснованными связями.

Процесс нормализации проводится в два этапа. На первом этапе находится уравнение нормализации, на втором – проводится сама нормализация.

Обычно уравнение нормализации между двумя сопоставляемыми кривыми представлено в виде прямой

$$y = a + bx,$$

где  $y$  – базовая кривая, масштаб которой не меняется;

$x$  – трансформируемая кривая;

$a$  и  $b$  – коэффициенты, означающие сдвиг нулевых линий между кривыми и изменение масштаба нормализуемой кривой.

Используя два вида трансформации – логарифмический ( $\lg x$ ) и гиперболический ( $\frac{1}{\sqrt{x}}$ ), позволяющие привести уравнение нормализации к приближенному уравнению прямой линии. Коэффициенты  $a$  и  $b$  определяются по опорным пластам.

Соотношение между свойствами породы и показаниями геофизических методов могут быть представлены в виде следующих уравнений:

1. Нейтронные методы (НГМ, ННМ)

$$\lg k_{\pi} \approx -A I_{\gamma}$$

2. Акустический метод

$$k_{\pi} \approx B \Delta T$$

или

$$\lg k_{\pi} \approx B_1 \lg \Delta T$$

3. Гамма-гамма метод (для плотности  $\delta = 1,9 - 3,1$  г/см<sup>3</sup>)

$$k_{\pi} = C I_{\gamma\gamma}$$

или

$$\lg k_{\pi} \approx C_1 \lg I_{\gamma\gamma}$$

$$k_{\pi} \approx C_2 \delta_{\gamma\gamma}$$

или

$$\lg k_{\pi} \approx -C_2 \lg \delta_{\gamma\gamma}$$

4. Гамма-метод и СП

$$C_{\text{пл.}} \approx D I_{\gamma} \text{ для } C_{\text{пл.}} < 20\%$$

$$\lg C_{\text{пл.}} \approx D_1 I_{\gamma} \text{ для } C_{\text{пл.}} > 20\%$$

$$\eta \approx -E \alpha_{\text{пл.}}$$

5. Удельное электрическое сопротивление.

Исходным является уравнение Дахнова-Арчи

$$P_{\pi} = \frac{a}{k_{\pi}^m} = \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{в}}} \text{ при } m = 2$$

$$k_{\pi} = \sqrt{\frac{a \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{вп}}}} = \sqrt{a \rho_{\text{в}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{\rho_{\text{вп}}}} \approx \frac{F}{\sqrt{\rho_{\text{вп}}}}$$

или

$$\lg k_{\pi} \approx -F_1 \lg \rho_{\text{вп.}}$$

Имея комплекс геофизических исследований скважин, можно выбрать два метода с общим коллекторским свойством для нормализации.

Наиболее распространенной является нормализация кривых удельного сопротивления и нейтронных методов. Н. З. Заляевым предложена нормализация кривых бокового (БК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК).

Методика нормализации этих кривых основана на том, что показания  $I_{\text{н}\gamma}$  и логарифмы удельного сопротивления водонасыщенных пород с межзерновой пористостью при  $\mu = \text{const}$  линейно связаны с логарифмом пористости

$$I_{\text{н}\gamma} = b - c \lg k_{\pi}$$

где  $I_{\text{н}\gamma}$  – показания нейтронного гамма-каротажа;

$b$  и  $c$  – постоянные величины, зависящие от типа аппаратуры и способа ее эталонировки

и

$$\lg \rho_{\pi} = \lg \rho_{\text{в}} + \lg a - m \lg k_{\pi, \text{вп.}}$$

Зависимость  $\lg P_{\text{вп.}} = f(I_{\text{н}\gamma})$  называется линией гранулярных пород.

В карбонатных коллекторах со сложным типом пористости показания  $I_{\text{н}\gamma}$  зависят от суммарного объема пустот, насыщенных нефтью и водой, а удельное сопротивление зависит от пористости, водонасыщенности и структуры порового пространства.

Таким образом, сравнивая кривые сопротивления и кривые  $I_{\text{н}\gamma}$  при благоприятных условиях можно выявить нефтенасыщенные интервалы и определить общую, блоковую и трещинно-каверновую пористость.

При нормализации кривые  $I_{\text{н}\gamma}$  и кривые удельного электрического сопротивления в логарифмическом масштабе представляют собой кривые логарифма пористости.

Если их прокалибровать в едином масштабе пористости, то в водонасыщенных пластах с межзерновой пористостью кривые совпадают.