

# **Физико-геологические основы метода КС**

**Дисциплина  
«Геофизические исследования  
скважин».**

# Удельное электрическое сопротивление (У.Э.С.) горных пород

- Известно, что  $R = \rho \frac{l}{S}$  где
- $\rho$  – удельное электрическое сопротивление каналов, по которым течет ток
- $R$  – электрическое сопротивление проводника
- $l$  – длина каналов
- $S$  – сечение каналов
- Чем  $> \rho$  и  $l$ , тем  $> R$
- Чем  $> S$ , тем  $< R$

## У.Э.С. горных пород

### Факторы, определяющие У.Э.С. осадочных горных пород

- 1) породообразующие минералы (минеральный скелет)+ примеси рудных минералов
- 2) поровое пространство (пустоты)
- 3) пластовые флюиды, заполняющие поры (пластовая вода, нефть, газ)

- **Кальцит** -  $\rho = 10^9 - 10^{14}$  (Ом·м)
- **Кварц** -  $\rho = 10^{12} - 10^{16}$  (Ом·м)
- Слагают **до 90-95%** объема осадочных горных пород,
- однако имеют вклад в общее У.Э.С. только **5-10%**

- **Пирит** -  $\rho = 10^{-5} - 10$  (Ом·м)
- **Магнетит** -  $\rho = 10^{-5} - 10^{-2}$  (Ом·м)
- Содержание в осадочных горных породах не **>5%**
- Эти минералы характеризуют восстановительную обстановку (природа низкоомных нефтеносных коллекторов!!)

- **Глины** – У.Э.С. от **0,5** до **5** (Ом·м)
- **Песчаники** – У.Э.С. от **5** до **50÷60** (Ом·м)
- **Угли** – У.Э.С. составляет первые сотни Ом·м

## У.Э.С. горных пород

### Влияние У.Э.С. породообразующих минералов

Кальцит -  $\rho = 10^9 - 10^{14}$  (Ом·м)

Кварц -  $\rho = 10^{12} - 10^{16}$  (Ом·м)

диэлектрики

Слагают **до 90-95%** объема осадочных горных пород, однако имеют вклад в общее У.Э.С. только **5-10%**

# У.Э.С. горных пород

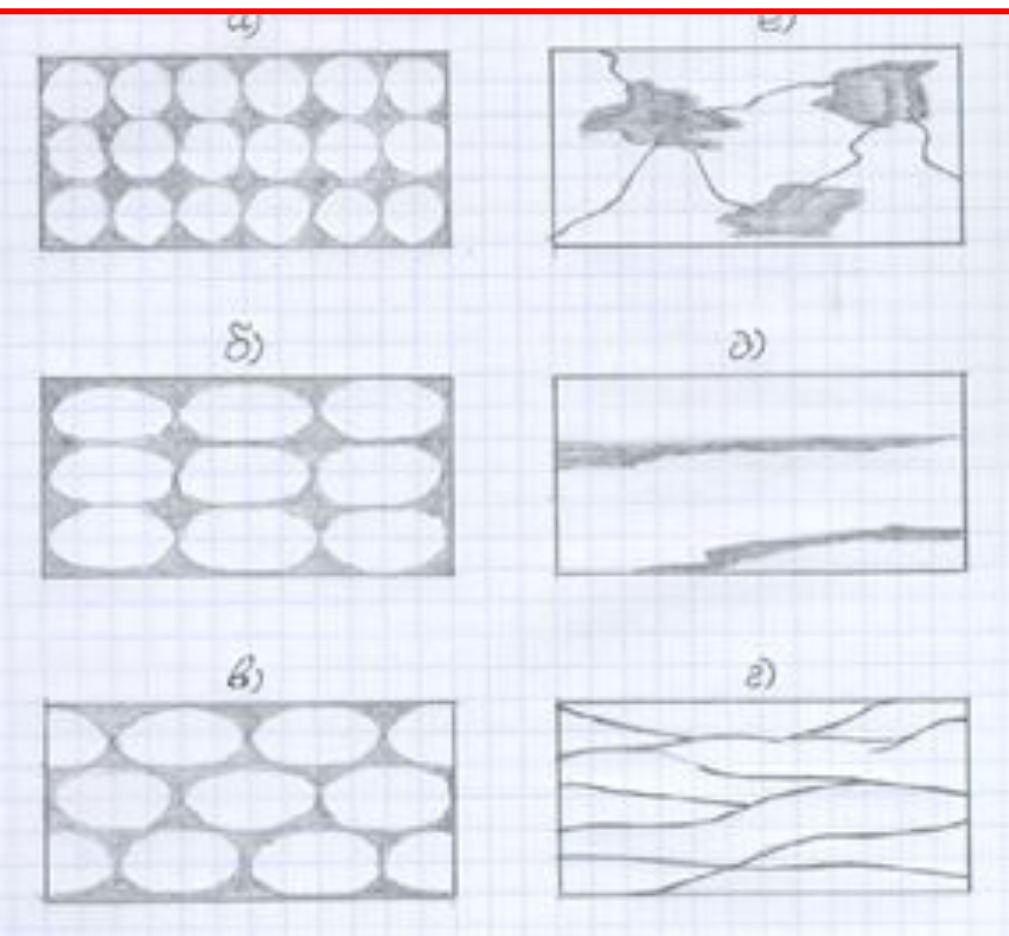
## Влияние примеси рудных минералов

- Пирит -  $\rho = 10^{-5} - 10$  (Ом·м)
  - Магнетит -  $\rho = 10^{-5} - 10^{-2}$  (Ом·м)
  - Содержание в осадочных горных породах не  $> 5\%$
  - Эти минералы характеризуют восстановительную обстановку (природа низкоомных нефтеносных коллекторов!!)
- проводники

# У.Э.С. горных пород

- **Глины – У.Э.С. от 0,5 до 5 (Ом·м)**
- **Песчаники – У.Э.С. от 5 до 50÷60 (Ом·м)**
- **Угли – У.Э.С. составляет первые сотни Ом·м**

# Влияние порового пространства



а), б), в) – гранулярная пористость (преимущественно первичная, гидрофильная)

г), д), е) – трещинная, кавернозная пористость (преимущественно вторичная, гидрофобная)

а) – минимальное У.Э.С. (при постоянном  $k_{II}$  и У.Э.С. флюида),  
е) – максимальное У.Э.С.



скелет (зерна) породы



поровое пространство

Эмпирическая формула

$$R_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{ВП}}}{\rho_{\text{В}}} = \frac{a_m}{k_{\Pi}^m}$$

где :  $R_{\Pi}$  – параметр пористости (относительное сопротивление г.п.)

$\rho_{\text{ВП}}$  – У.Э.С. породы при 100% насыщении пластовой водой

$\rho_{\text{В}}$  – У.Э.С. пластовой воды

$k_{\Pi}$  – коэффициент пористости

$a_m$  – литологический коэффициент (0,8÷1,0)

$m$  – коэффициент цементации (1,3÷3, обычно =2)

конфигурация  
извилистости пор  
(токопроводящих  
путей)

:



Нелинейная зависимость вида  $k_{\Pi} = \sqrt{\frac{1}{P_{\Pi}}}$

10 раз ↓  $k_{\Pi}=5\% \rightarrow P_{\Pi}=500$  ↓ 50 раз  
 $k_{\Pi}=50\% \rightarrow P_{\Pi}=10$

$P_{\Pi}$  определяем по БКЗ

## Влияние пластовых флюидов

У.Э.С. пластовой воды зависит:

а) от концентрации солей

C с 10 до 20 кг/см<sup>3</sup> при T=0(const)

$\rho_B$  изменяется от 1 до 0,5 Омм

б) от температуры флюида

T изменяется от 0°C до 180 °C

При C=5(const)

$\rho_B$  изменяется от 0,2 до 2 Омм

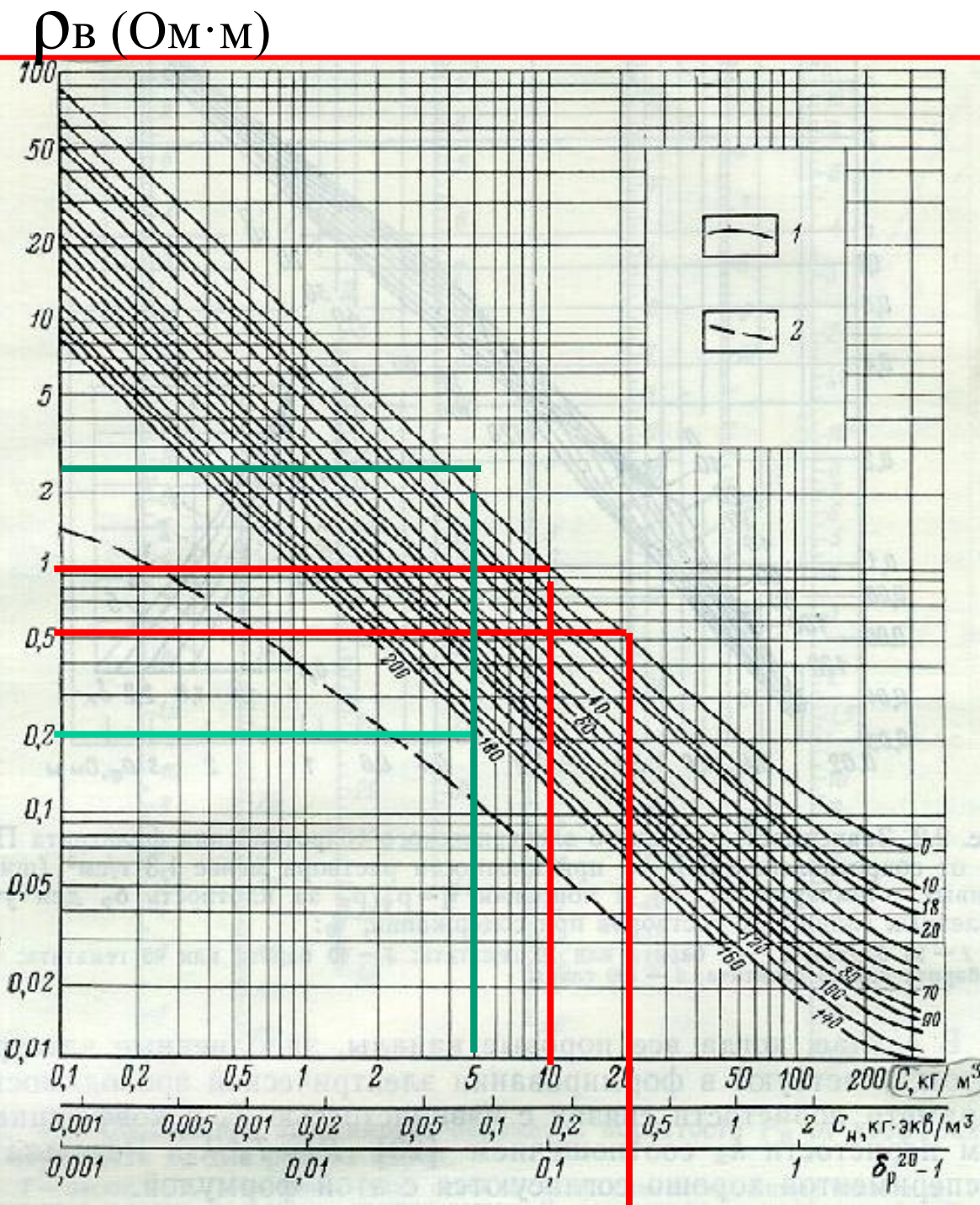
(в нефтяном пласте T = 50÷200 °C )

в) от состава флюида

У У.Э.С. нефти  $10^9 \div 10^{16}$  Омм

газа  $10^{12} \div 10^{14}$  Омм

У.Э.С. будет зависеть от количества связанной пластовой воды.



1- концентрация раствора

2- плотность раствора при 20 °C

Шифр кривых – температура в °C

# У.Э.С. горных пород

- Для коллекторов Западной Сибири
- $\rho_{п} < 4$  (Омм) – водоносные
- $\rho_{п} > 6$  (Омм) – нефтеносные ?

# Определение нефтегазонасыщенности коллектора

• где

$$R_{\text{НГ}} = \frac{\rho_{\text{НГ}}}{\rho_{\text{ВП}}}$$

$R_{\text{НГ}}$  – параметр насыщения порового пространства  
(коэффициент увеличения сопротивления)

$\rho_{\text{НГ}}$  – У.Э.С. нефтегазоносного пласта

$\rho_{\text{ВП}}$  – У.Э.С. того же пласта при 100% заполнении  
пластовой водой

Экспериментально установлено:

$$P_{\text{НГ}} = \frac{a_n}{k_{\text{В}}^n} = \frac{a_n}{(1 - k_{\text{НГ}})^n}$$

где  $k_{\text{НГ}} = 1 - k_{\text{В}}$   $k_{\text{НГ}}$  - коэффициент нефтегазонасыщения  
 $k_{\text{В}}$  - коэффициент водонасыщения

$a_n$  и  $n$  коэффициенты, постоянные для данного типа пород  
(зависят от коэффициента глинистости коллектора)

При  $a_n \approx 1$ ,  $n \approx 2$ , то  $k_{\text{НГ}} = \left(1 - \sqrt{\frac{1}{P_{\text{НГ}}}}\right)$  подсчетный параметр запасов

Без опробования, используя экспериментальные зависимости для гидрофильных и гидрофобных пород

$$P_{\text{нг}} = f(k_{\text{в}})$$

В гидрофильных породах, с увеличением глинистости коэффициент  $n$  понижается до 1,5. Снижается и  $k_{\text{нг}}$ .

В гидрофобных нефтеносных коллекторах  $n$  достигает 10, т.е.  $k_{\text{нг}} \approx 1$  (100% нефтегазонасыщение коллектора)

# Распространение электрического тока в трехмерном пространстве

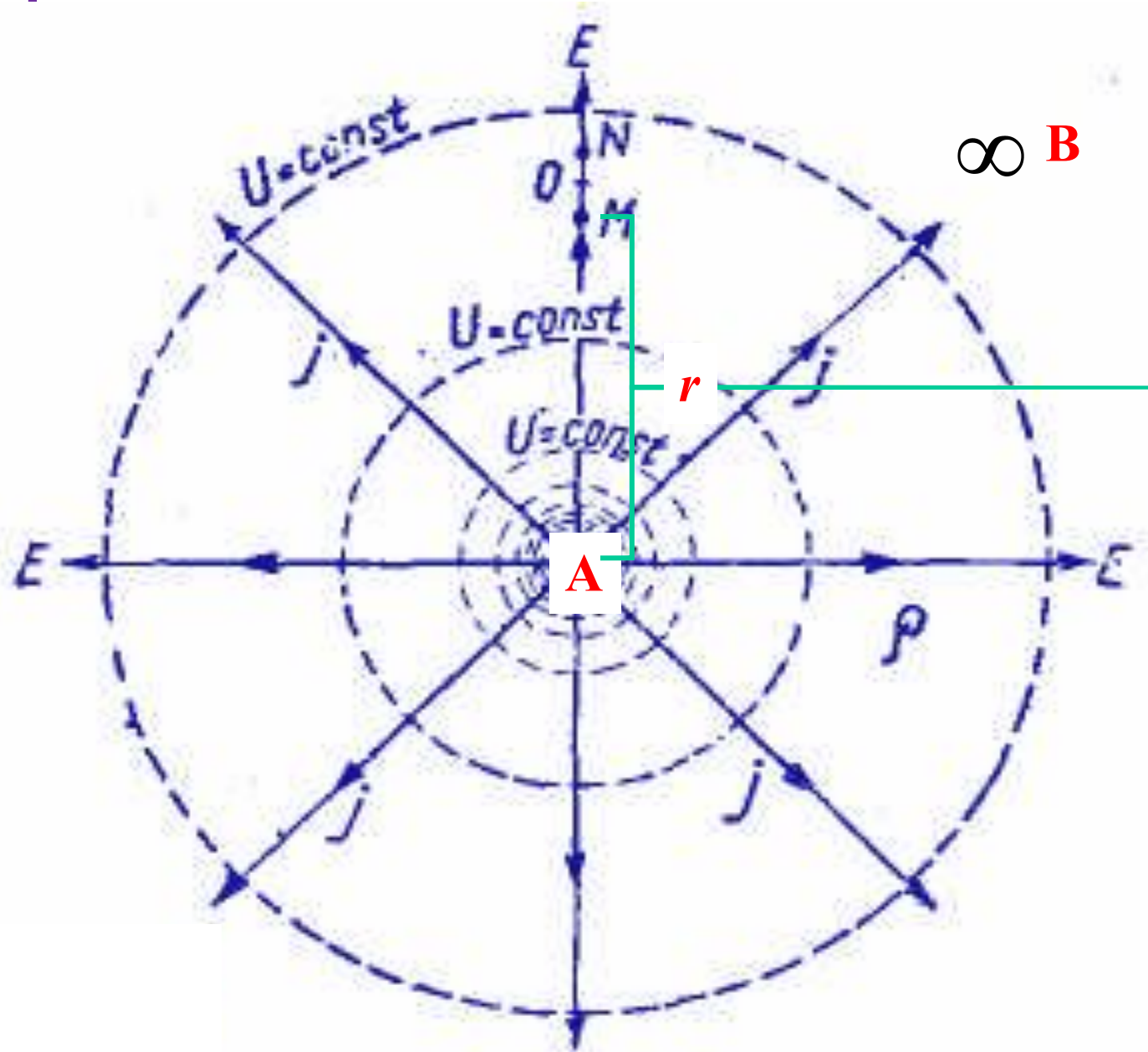
$$j = \frac{I}{4\pi r^2} \quad (1)$$

где  $j$  - плотность тока,  
 $I$  – сила излучаемого тока,  
 $r$ - расстояние от точки замера  
до источника А

Падение напряжения  $\partial U$  на  
элементарном участке  $\partial r$  равен

$$\frac{\partial U}{\partial r} = j\rho \quad (2)$$

где  $\rho$  У.Э.С. среды



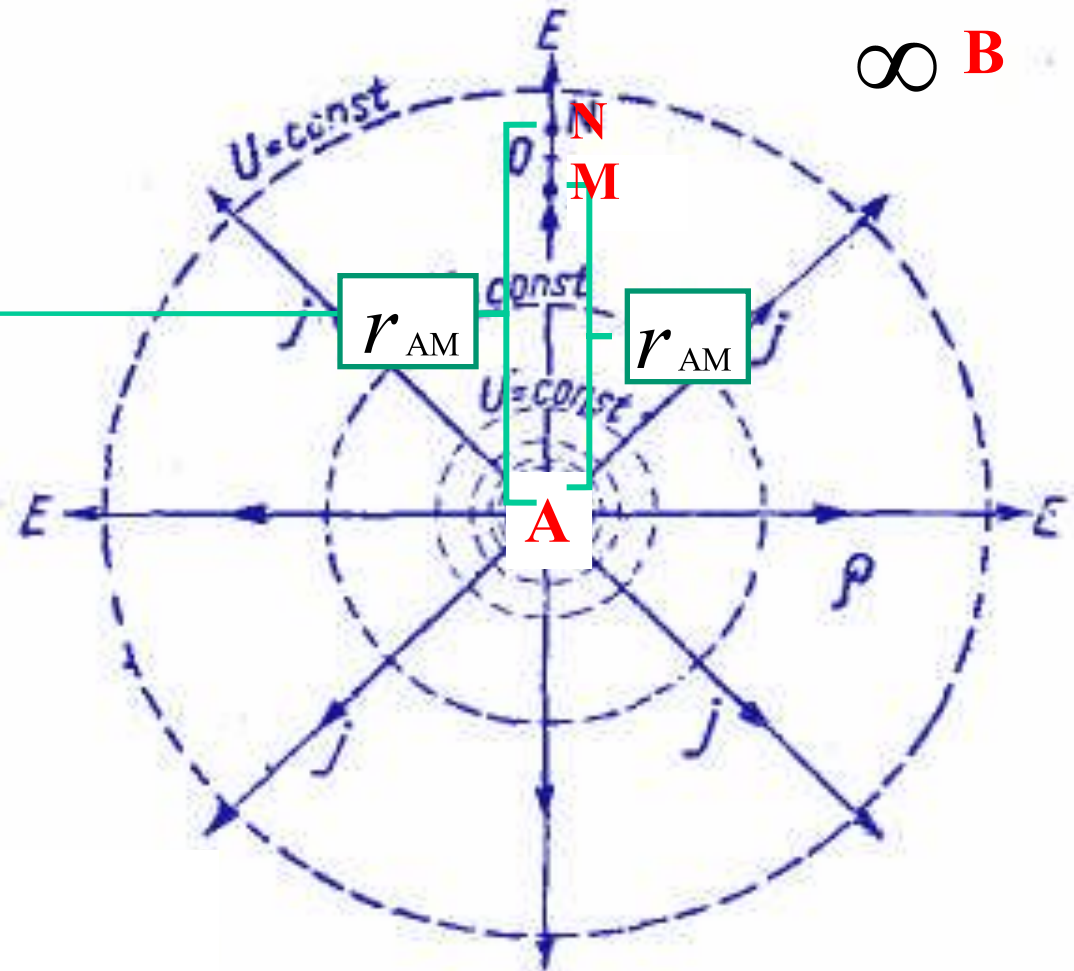
# Распространение электрического тока в трехмерном пространстве

В уравнение (2) подставим значение  $j$   
из (1), проинтегрируем и найдем  $U_M$

$$U_M = \frac{\rho I}{4\pi r_{AM}}$$

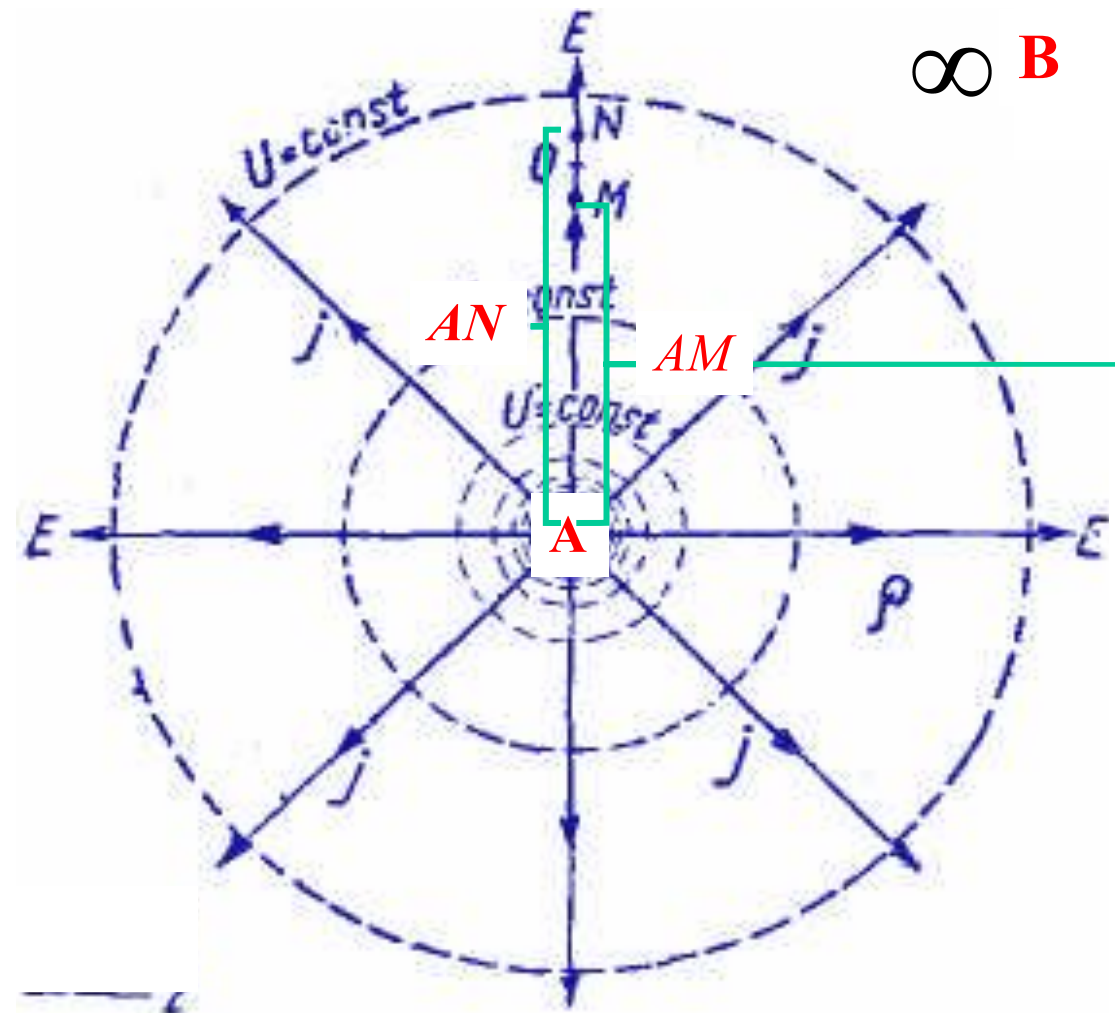
Аналогично находим  $U_N$ :

$$U_M = \frac{\rho I}{4\pi r_{AM}}$$





# Распространение электрического тока в трехмерном пространстве



$$\Delta U = U_M - U_N = \frac{\rho I}{4\pi} \left( \frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) = \frac{\rho I (AN - AM)}{4\pi AM \cdot AN},$$

## Распространение электрического тока в трехмерном пространстве

$$\rho = \frac{\Delta U}{I} \frac{4\pi AM \cdot AN}{MN}.$$

$$\frac{4\pi AM \cdot AN}{MN} = K,$$

$$\rho = K \frac{\Delta U}{I}$$

