

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
- ρ – 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

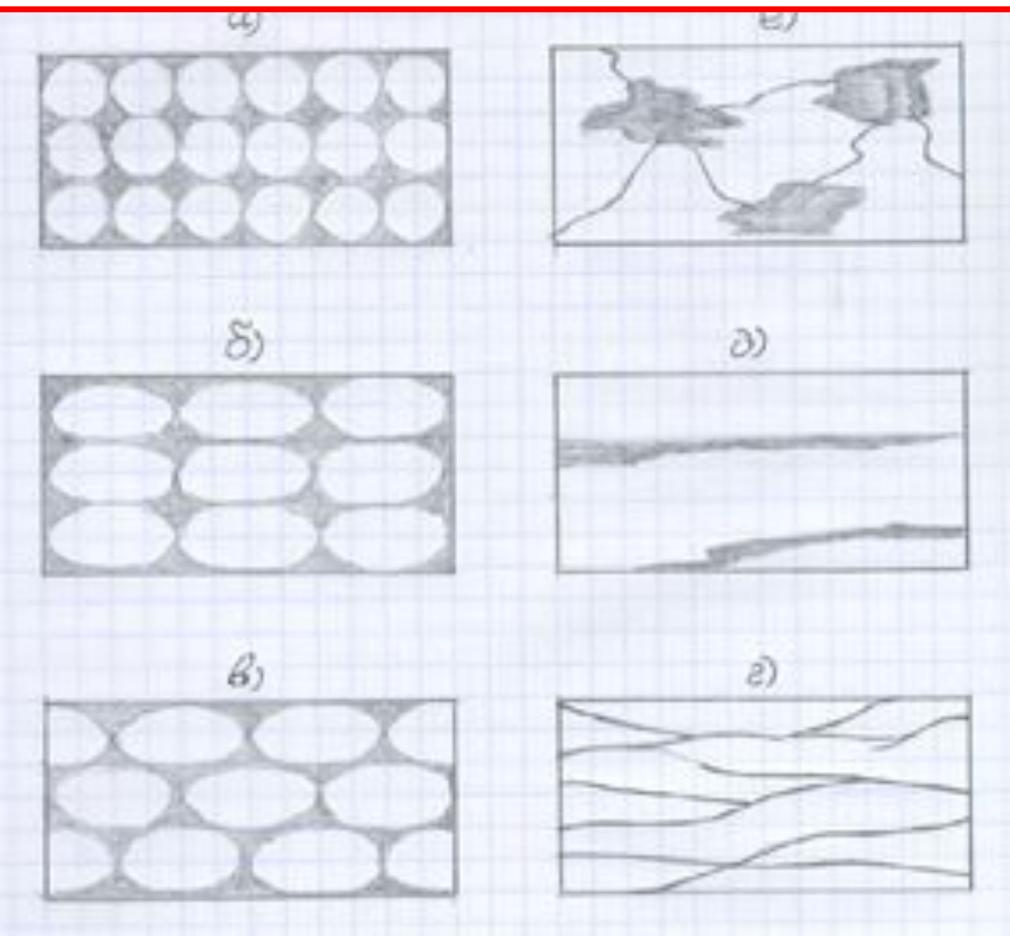
Влияние примеси рудных минералов

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

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_{Π} – 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_{Π} – 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_{Π} определяем по БКЗ

Влияние пластовых флюидов

У.Э.С. пластовой воды зависит:

а) от концентрации солей

C с 10 до 20 кг/см³ при $T=0(const)$

ρ_B изменяется от 1 до 0,5 Омм

б) от температуры флюида

T изменяется от 0°C до 180 °C

При $C=5(const)$

ρ_B изменяется от 0,2 до 2 Омм

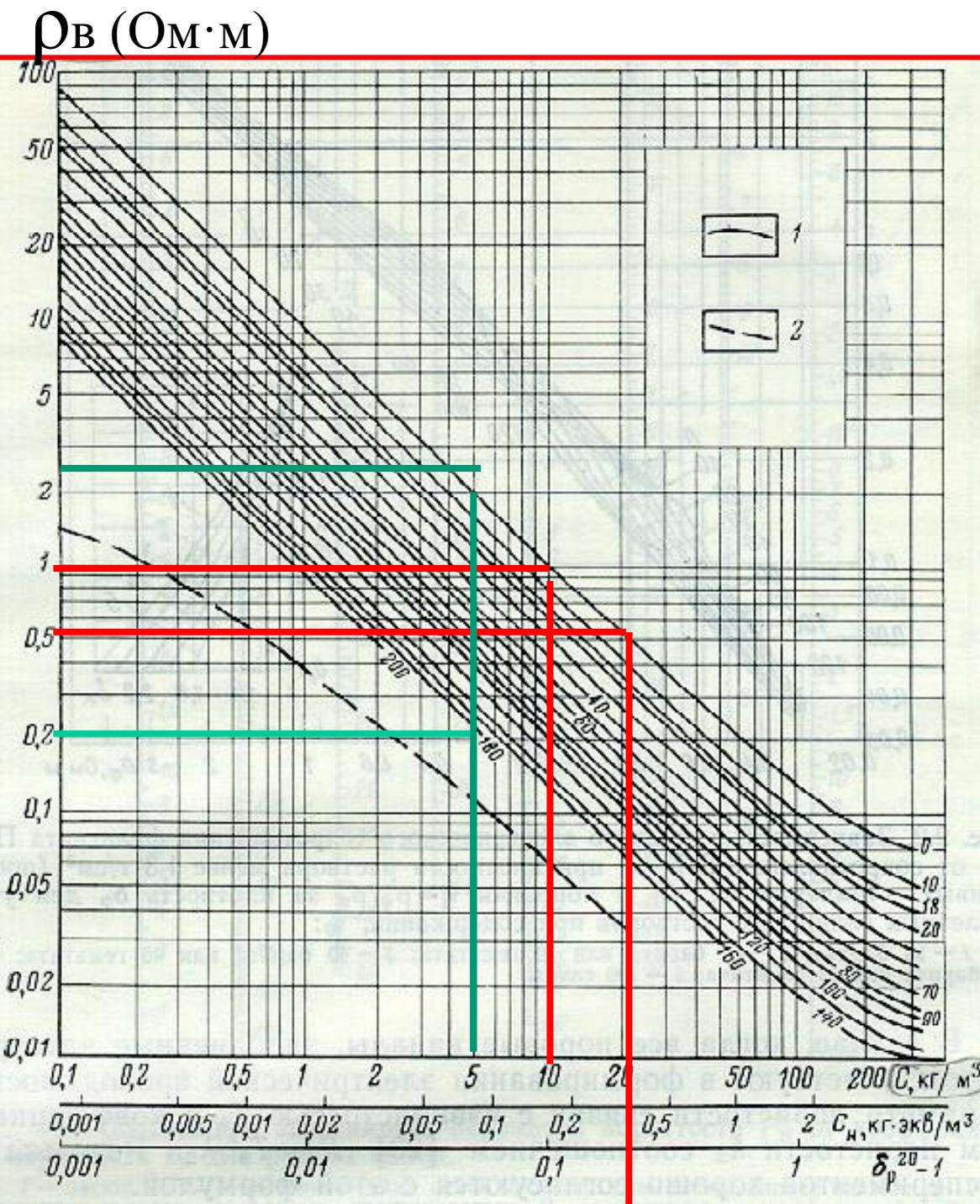
(в нефтяном пласте $T = 50 \div 200$ °C)

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

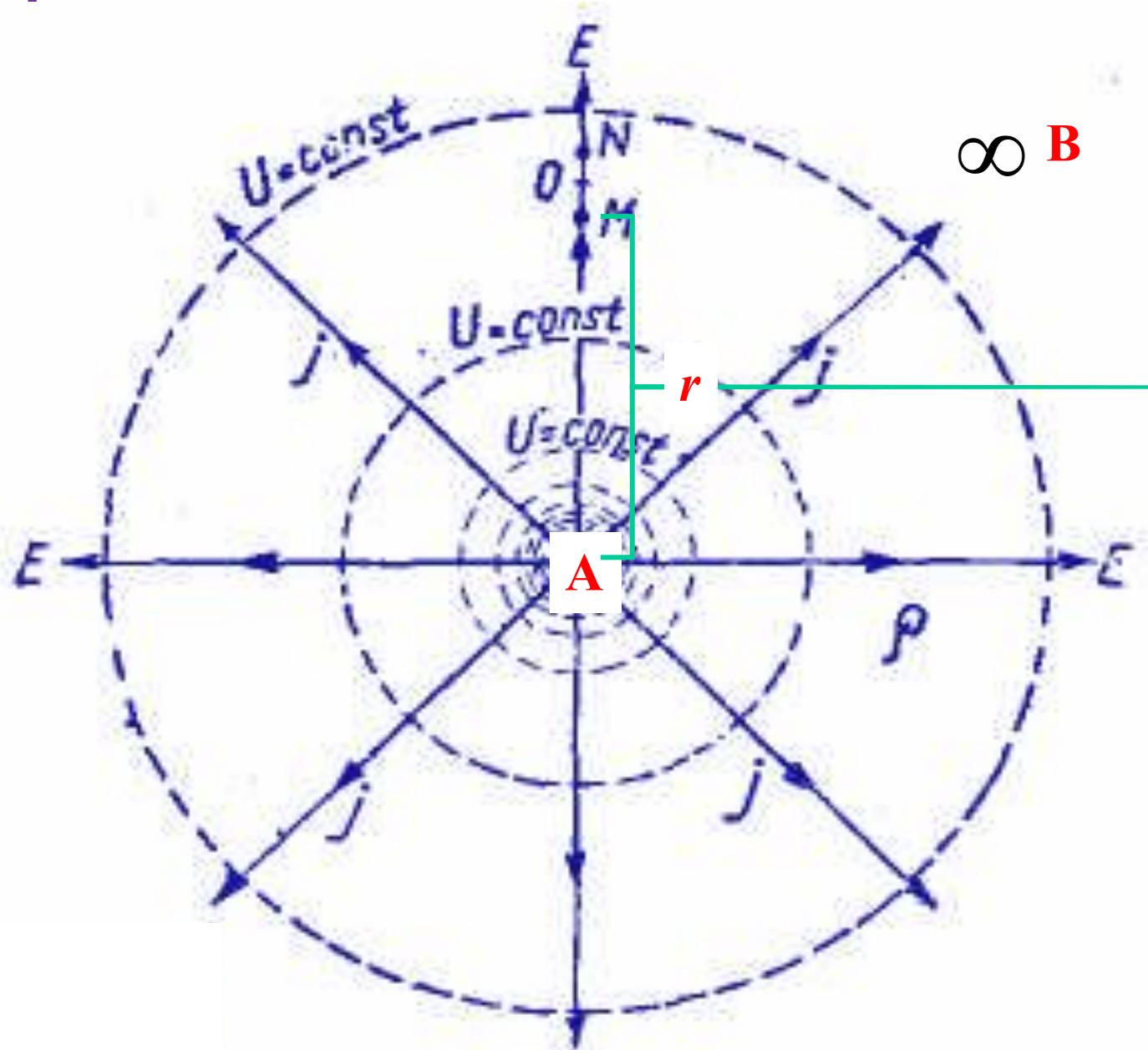
$$j = \frac{I}{4\pi r^2} \quad (1)$$

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

Падение напряжения ∂U на
элементарном участке ∂r равен

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

где ρ У.Э.С. среды



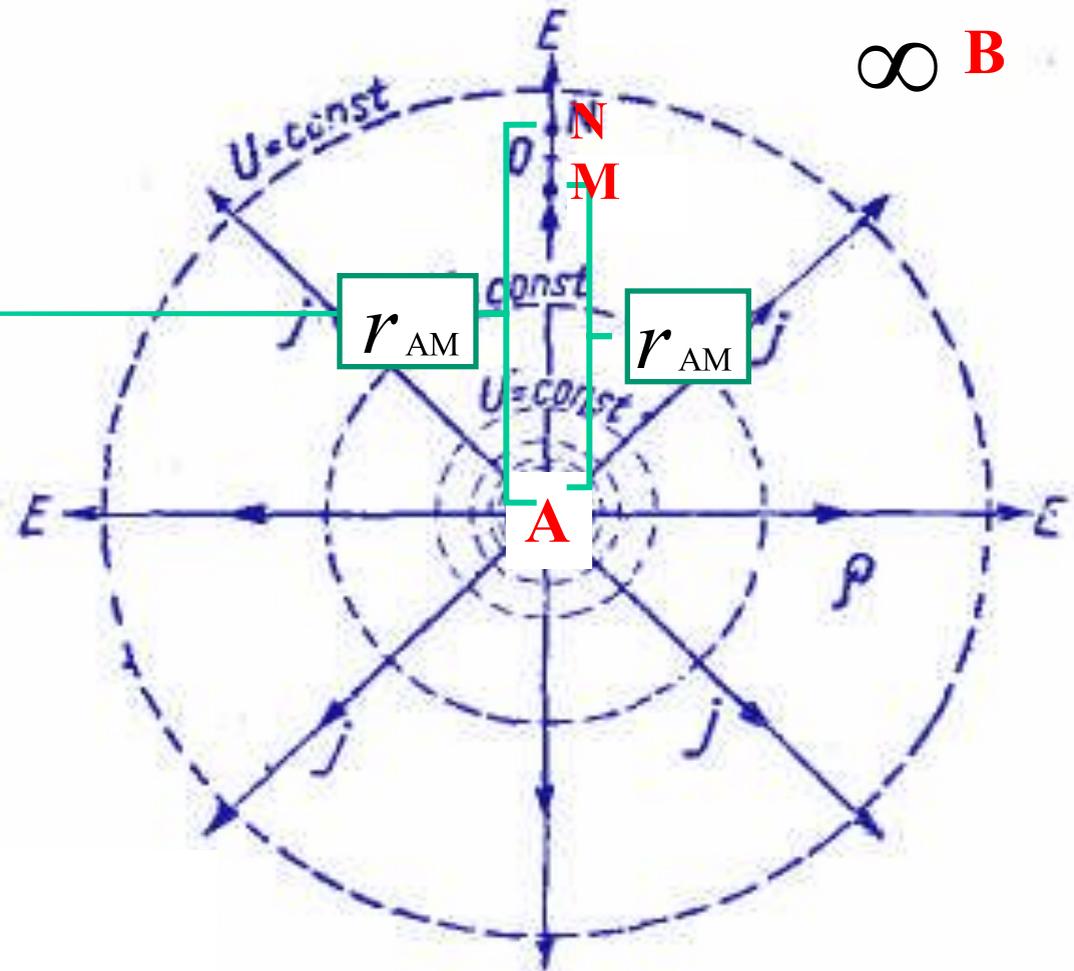
Распространение электрического тока в трехмерном пространстве

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

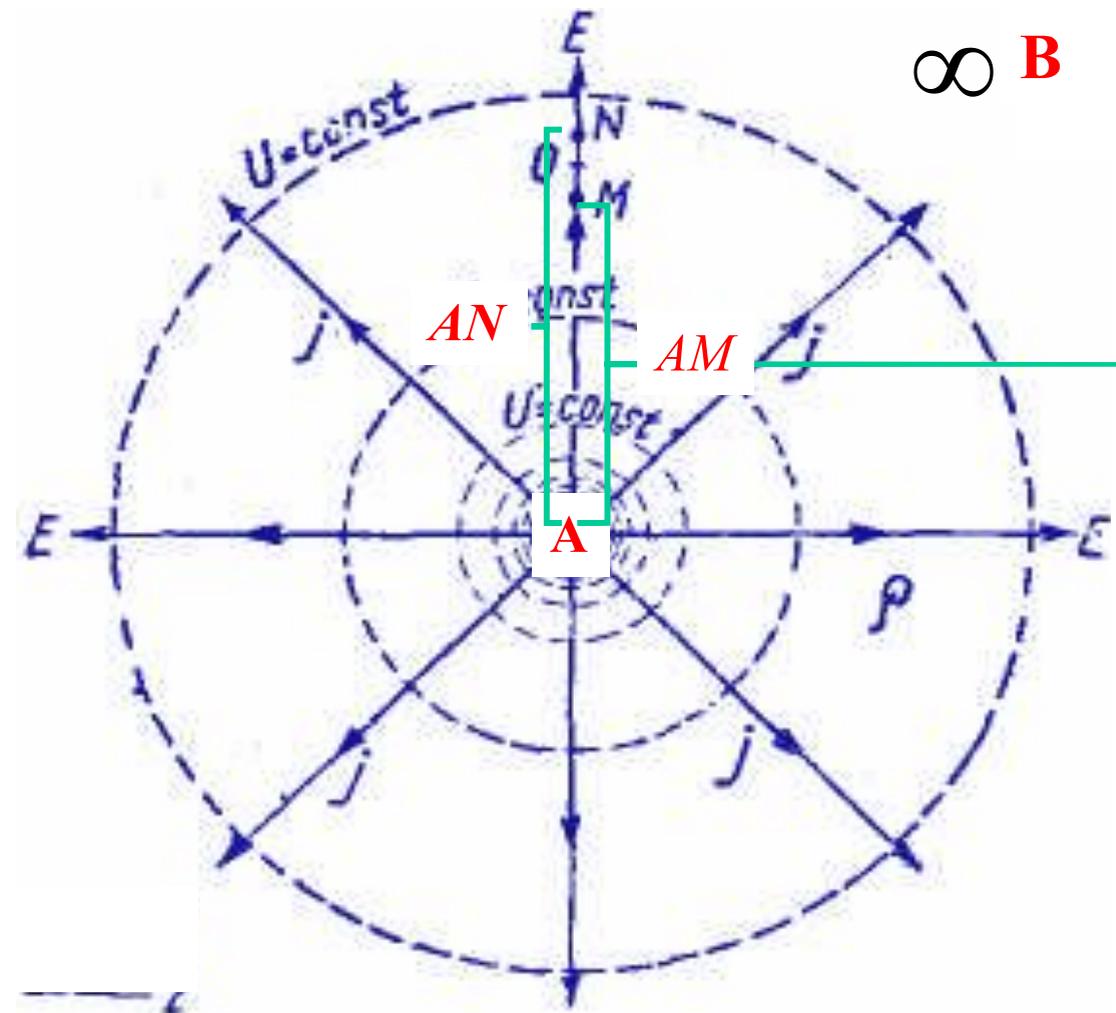
$$U_M = \frac{\rho I}{4\pi r_{AM}}$$

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

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

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

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

