

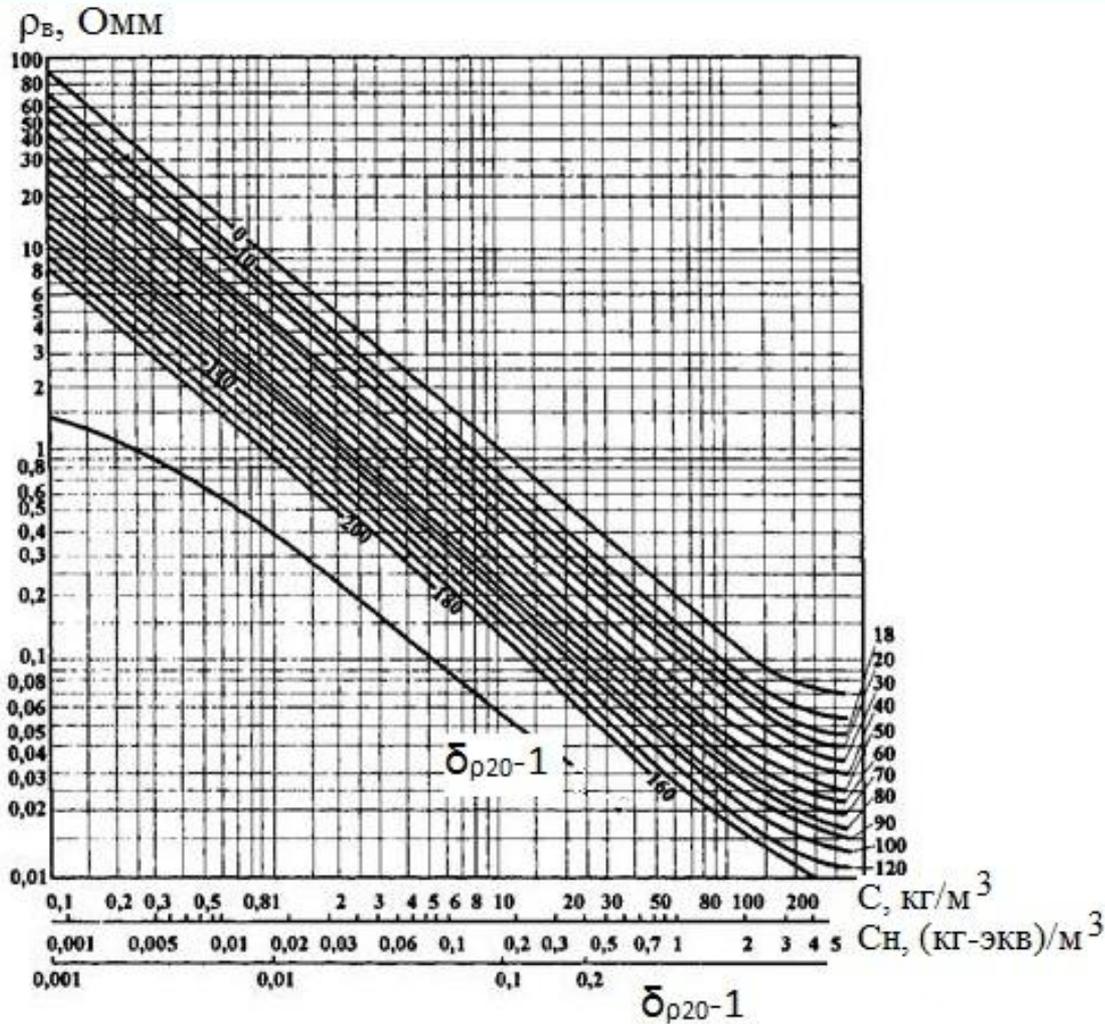
**КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ  
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

**Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений** представляют собой сложные растворы электролитов. Распространенные соли - хлориды натрия, кальция и магния. Реже встречаются сульфатнатриевые и гидрокарбонатнатриевые. В них, кроме NaCl присутствует  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  либо  $\text{NaHCO}_3$ .

*Химический состав вод изображается* в весовой ионной форме и эквивалентной форме. При весовой ионной форме определяется содержание в миллиграммах каждого вида ионов в  $100 \text{ см}^3$  пробы воды. При эквивалентной форме находится содержание в миллиграмм -эквивалентах каждого вида ионов в  $100 \text{ см}^3$  пробы воды.

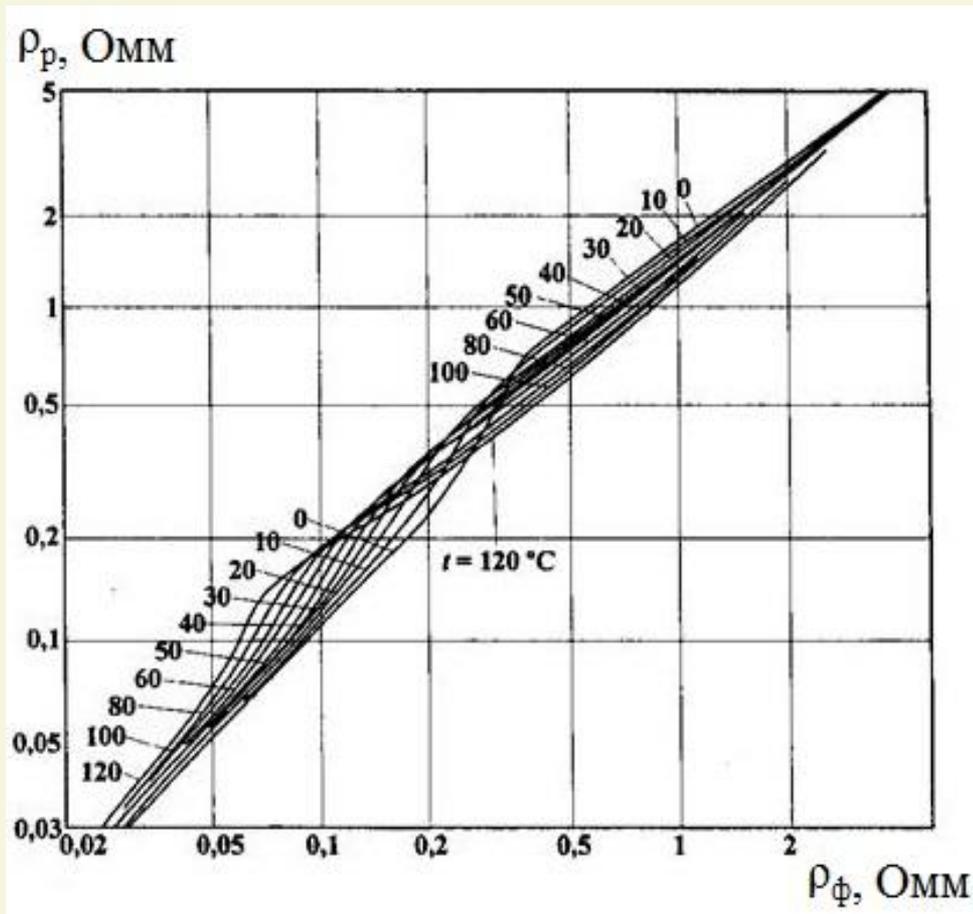
Месторождение (возраст)	Концентрация ионов, мг-экв/ $100 \text{ см}^3$					
	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>
Туймазинское (Яснополянский подъярус)	440,2	0,26	0,02	333,8	58,99	47,8
Ромашкинское (Турнейский ярус. Девон)	472,9	2,15	0,02	325,4	115,9	31,1
Туймазинское (Турнейский ярус. Девон)	490,4	0,1	-	308,7	140	41,9
Шкаповское (Турнейский ярус. Девон)	463,7	0,05	-	256,3	180	27,4

Зависимость удельного сопротивления пластовых вод  $\rho_B$  от концентрации  $C$ ,  $C_H$ , температуры  $t$  и плотности раствора  $\delta_p$  NaCl



*Данные химических анализов пластовых вод используются для определения их УЭС ( $\rho_B$ ). При преобладании в воде соли NaCl оценка  $\rho_B$  проводится по общей концентрации в ней солей в кг/м<sup>3</sup> ( $C$ ) или в кг-экв/м<sup>3</sup> ( $C_H$ ) и её температуре ( $t$ ). Используются зависимости  $\rho_B = f(C, t)$ ,  $\rho_B = f(C_H, t)$ , полученные для соли NaCl.*

Зависимость для определения УЭС фильтрата бурового раствора по УЭС бурового раствора и его температуре ( $t$ ) при плотности бурового не больше  $1,3 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$

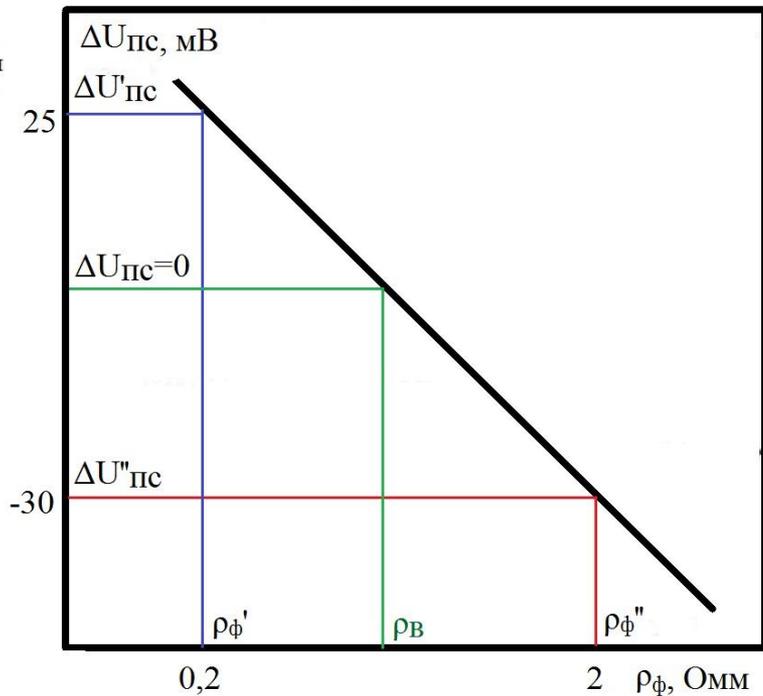
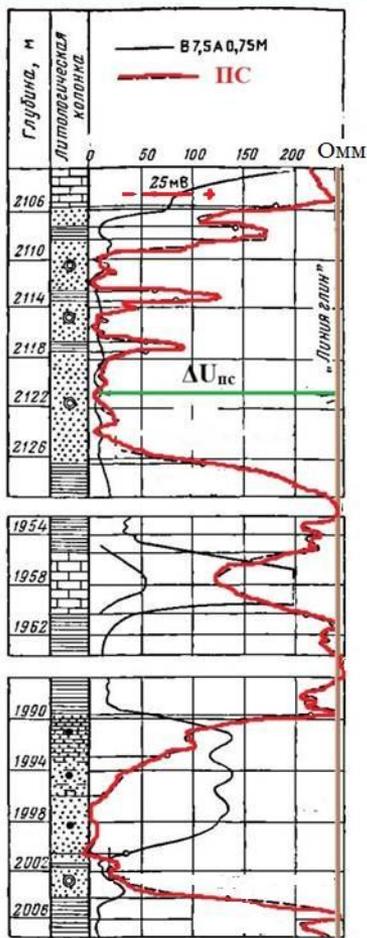


*Определение УЭС фильтрата ( $\rho_\phi$ ) глинистого раствора.*

Различают УЭС глинистого раствора  $\rho_p$ , находящегося в скважине, и УЭС его фильтрата  $\rho_\phi$  в зоне проникновения. Для нахождения  $\rho_\phi$  по  $\rho_p$  можно использовать график  $\rho_\phi = f(\rho_p, t)$ , если плотность раствора ( $\delta_p$ ) не превышает  $1,3 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$ .

- **ОПРЕДЕЛЕНИЕ УЭС ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ  
ПО ГИС**

Определение сопротивления пластовой воды по двум диаграммам ПС, записанным при разных УЭС буровых растворов  $\rho_p'$  и  $\rho_p''$  соответственно разных УЭС их фильтратов  $\rho_{\phi}'$  и  $\rho_{\phi}''$



Определение сопротивления пластовой воды по двум диаграммам ПС

При этом желательно:

- $\rho_{\phi}'' < 1$  Омм;
- $\rho_{\phi}' < \rho_{\text{в}} < \rho_{\phi}''$ ;
- $\rho_{\phi}''/\rho_{\phi}' > 5$ .

Строится график

$\Delta U_{\text{пс}} = f(\rho_{\phi})$ . Горизонтальная

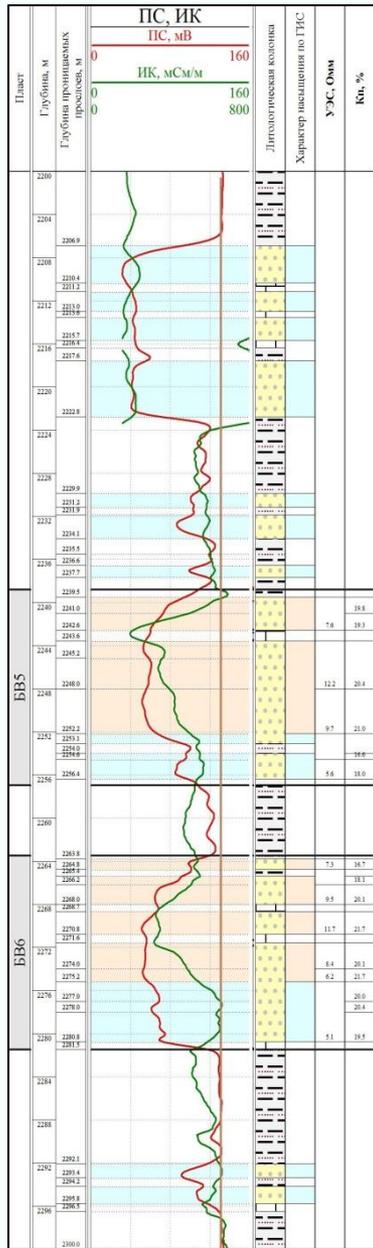
ось  $\rho_{\phi}$  - логарифмическая, вертикальная ось  $\Delta U_{\text{пс}}$  - линейная.

По графику

$\Delta U_{\text{пс}} = f(\rho_{\phi})$  при  $\Delta U_{\text{пс}} = 0$  получают  $\rho_{\phi} = \rho_{\text{в}}$ . Это следует из того, что

$$\Delta U_{\text{пс}} = K_{\text{пс,t}} \times \text{Lg}(\rho_{\phi}/\rho_{\text{в}}),$$

( $K_{\text{пс,t}}$  - коэффициент аномалии ПС) и при  $\rho_{\phi} = \rho_{\text{в}}$  значение  $\Delta U_{\text{пс}} = 0$ .



## Определение УЭС пластовой воды $\rho_v$ по данным одной диаграммы ПС

Из уравнения

$$\Delta U_{\text{пс}} = K_{\text{пс},t} \times Lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}), \quad (1)$$

следует, что для определения  $\rho_v$  необходимо знать  $\rho_{\text{ф}}$ ,  $K_{\text{пс},t}$ ,

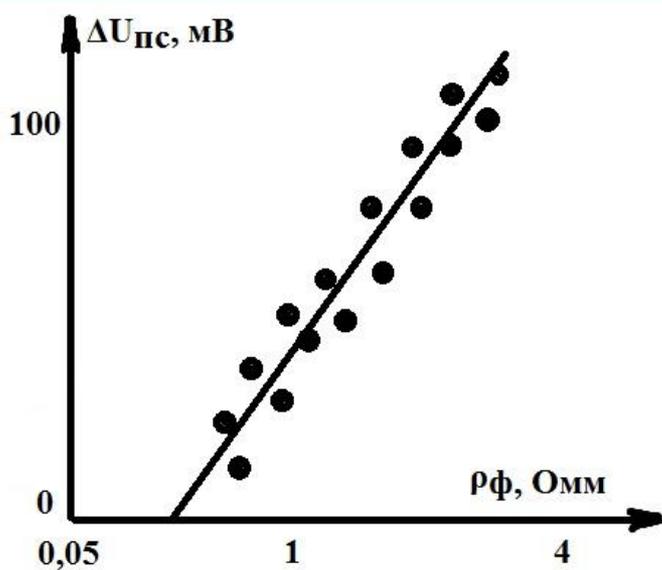
$\Delta U_{\text{пс}}$ .

Для нахождения  $\rho_v$ :

- выбирают в разрезе мощный чистый песчаник – коллектор;
- для выбранного пласта определяют величину аномалию кривой ПС ( $\Delta U_{\text{пс}}$ );
- находят  $\rho_{\text{ф}}$  по зависимости  $\rho_{\text{ф}} = f(\rho_{\text{р}}, t)$ ;
- определяют  $K_{\text{пс},t}$  для чистого пласта песчаника по формуле  $K_{\text{пс},t} = K_{\text{пс},18}(273 + t)/291$ , где  $t$  – температура пласта,  $K_{\text{пс},18} = -69,6$  мВ;
- При известных  $\rho_{\text{ф}}$ ,  $K_{\text{пс},t}$ ,  $\Delta U_{\text{пс}}$  из уравнения (1) вычисляют  $\rho_v$ .

Данная методика даёт положительные результаты при условии, что:

- $\rho_{\text{ф}}$  достоверно;
- $K_{\text{пс},t}$  для изучаемого пласта составляет -69,6 мВ.



*Для повышения точности определения  $\rho_{\text{в}}$  по*

ПС рекомендуется строить по данным:

- ❖ нескольких месторождений для пластов с известными  $\rho_{\text{ф}}$  и  $\rho_{\text{в}}$  зависимость  $\Delta U_{\text{пс}} = f(Lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}))$ ;

- ❖ нескольких скважин месторождения для пласта при различных  $\rho_{\text{ф}}$  зависимость  $\Delta U_{\text{пс}} = f(\rho_{\text{ф}})$ , где ось  $\rho_{\text{ф}}$  – логарифмическая.

Для построения зависимостей выбираются коллекторы (желательно чистые) с одинаковым значением коэффициента относительной глинистости

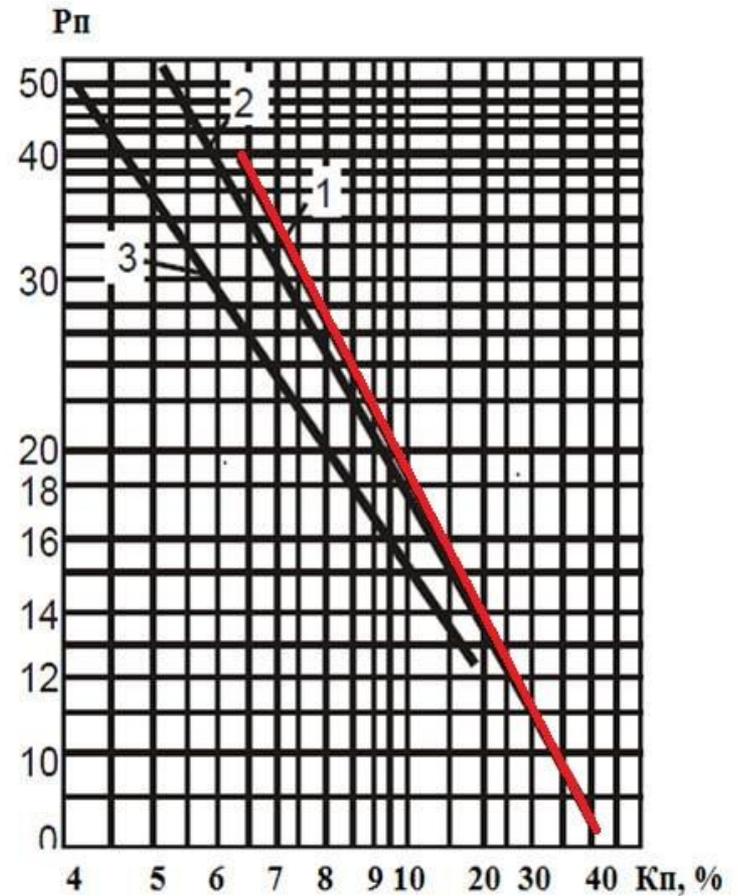
$$\eta_{\text{гл}} = K_{\text{гл}} / (K_{\text{п}} + K_{\text{гл}}),$$

где  $K_{\text{гл}}$  – коэффициент объёмной глинистости;  $K_{\text{п}}$  – коэффициент пористости пласта.

*Определение УЭС пластовой воды  $\rho_{\text{в}}$  по УЭС водонасыщенного пласта  $\rho_{\text{вп}}$  и его пористости  $K_{\text{п}}$ .*

При наличии зависимости  $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$  для чистых коллекторов для района работ, соседнего с изучаемым, можно определить  $\rho_{\text{в}}$  пласта в изучаемом районе.

Для этого разрезе скважины выбирается мощный (чистый) водоносный пласт. Для него находится по ГИС значение  $\rho_{\text{вп}}$  и  $K_{\text{п}}$ . По графику  $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$  величине  $K_{\text{п}}$  находится  $P_{\text{п}}$ . Поскольку  $P_{\text{п}} = \rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{в}}$ , то  $\rho_{\text{в}} = \rho_{\text{вп}} / P_{\text{п}}$ .



Примеры зависимостей  $P_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$  для коллекторов мелового возраста

Западной Сибири:

- 1 - песчаники, 2- алевролиты,
- 3 – глинистые алевролиты

**Определение УЭС смеси  $\rho_{см}$  фильтрата глинистого раствора и остаточной пластовой воды** в зоне проникновения находится из уравнения:

$$1/\rho_{см} = Z/\rho_в + (1-Z)/\rho_ф,$$

где  $Z$  - доля остаточной пластовой воды в порах коллектора в зоне проникновения. Величина  $Z$  оценивается опытным путём, поскольку она зависит от  $K_{п}$ ,  $K_{гл}$  и диаметра зоны проникновения ( $D_{зп}$ ) в коллекторах. Наиболее вероятное значение  $Z = 0,05-0,07$ .

**ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ  
РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН  
ПО КОМПЛЕКСУ ГИС**

- Литологическое расчленение пород по ГИС в разрезе, вскрытом на соленой промывочной жидкости, производят по данным НК, ГК, ГГК-П, АК, БК, БМК, ВИКИЗа кавернометрии, детального механического каротажа. На показания БК, МБК, ВИКИЗа высокоминерализованная промывочная жидкость не оказывает значительного влияния.
- С ростом минерализации промывочной жидкости и приближением значения её удельного электрического сопротивления ( $\rho_{\phi}$ ) к значению удельного электрического сопротивления пластовой воды ( $\rho_{\text{в}}$ ) резко снижается эффективность:
  - - метода потенциалов собственной поляризации, так как  $\Delta U_{\text{пс}} = K_{\text{пс,t}} \times \text{Lg}(\rho_{\phi} / \rho_{\text{в}})$  и при  $\rho_{\phi} = \rho_{\text{в}}$  значение  $\Delta U_{\text{пс}}$  равно 0;
  - - микрозондов, так как показания микроградиент – зонда и микропотенциал – зонда становятся низкими и близкими по величине;
  - - бокового каротажного зондирования (низкие показания на зондах малых размеров);
  - - индукционного метода (продуктивные и водонасыщенные пласты не дифференцируются).

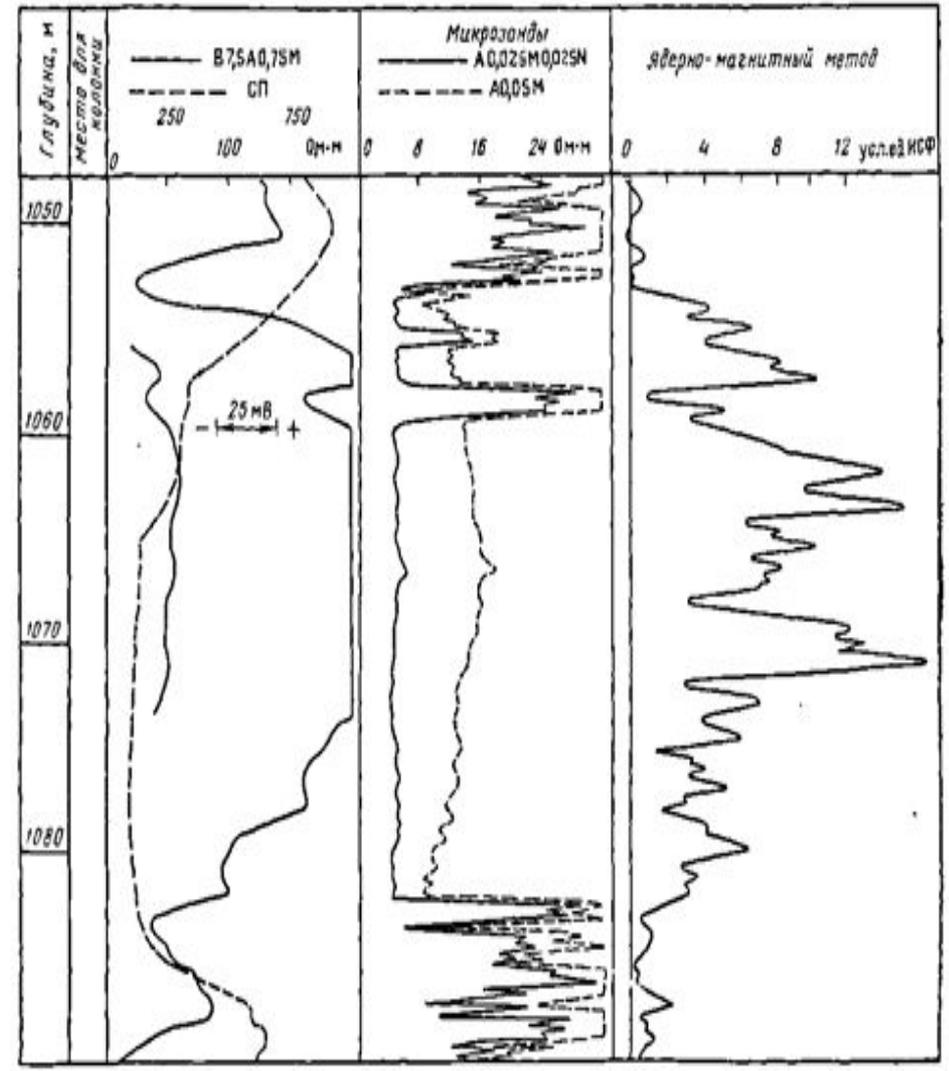


## Метод ядерно – магнитного каротажа

- В методе ядерно - магнитного каротажа (ЯМК) исследуют ядерно - магнитные свойства горных пород. В их основе лежит явление ядерно-магнитного резонанса, которое состоит в следующем. Ядра некоторых элементов, в частности водорода, имеют механический и магнитный моменты, оси которых совпадают. В постоянном магнитном поле Земли магнитные моменты ядер этих элементов стремятся принять направление внешнего поля, чему препятствует тепловое движение молекул. В результате магнитные моменты ядер прецессируют вокруг направления поля подобно оси вращающегося волчка. При одновременном воздействии на ядра, наряду с постоянным внешним, переменного магнитного поля происходит аномальное поглощение энергии этого поля ядрами элементов, у которых характерная для них частота прецессии совпадает с частотой переменного поля. Это и есть явление ядерно - магнитного резонанса. В используемой для изучения разрезов нефтяных и газовых скважин модификации метода ЯМК изучают эффекты, характеризующие свободную прецессию ядер водорода, в частности сигнал свободной прецессии (ССП) ядер водорода  $E$ , пропорциональный величине вектора ядерной намагниченности, спустя различное время  $t$  после выключения внешнего переменного магнитного поля. Наибольший интерес представляют значения начальной амплитуды СПП  $U_0$ , соответствующий моменту выключения внешнего переменного поля. Величина  $U_0$  пропорциональна числу ядер водорода, входящих в состав подвижных молекул воды, нефти и газа, заполняющих поры породы, и следовательно, содержанию в породе свободного флюида. Ядра водорода, входящие в состав неподвижных молекул физически и химически связанной воды, не оказывают никакого влияния на величину  $U_0$ .
- Следовательно, при наличии благоприятных условий амплитуда  $U_0$  пропорциональна эффективной пористости породы  $K_{п.эф}$ , которую в методе ЯМК называют индексом свободного флюида (ИСФ). Неколлекторы и битуминозные породы, не содержащие подвижных флюидов, отмечаются нулевыми значениями ИСФ. Отличные от нулевых показания соответствуют коллекторам. Таким образом, ЯМК в варианте СПП является методом выделения и определения эффективной пористости коллекторов.

## Интерпретация диаграмм ССП

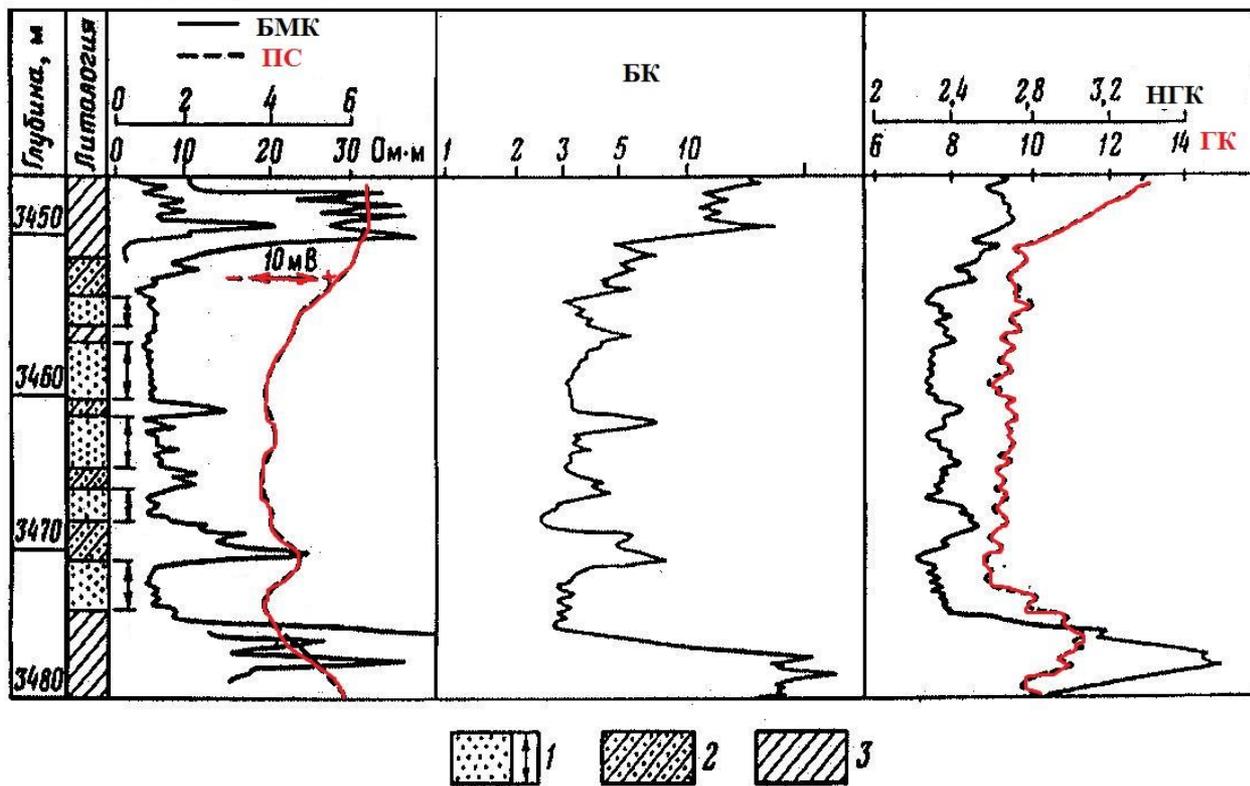
- Однородный пласт на кривых ССП выделяется симметричной аномалией с максимумом в середине пласта. Его границы определяются точками перегиба кривой.
- Величину  $I_{сф,к}$  определяют на участке максимального отклонения кривой  $U$  в середине пласта (рис. 1), мощность которого больше размера зонда. Истинные значения  $I_{сф,п}$  устанавливают по величинам  $I_{сф,к}$ , учитывая влияние скважины, глинистой корки и других факторов.
- Величина  $I_{сф,п}$  близка к значению эффективной пористости коллектора  $K_{п.эф}$ , поэтому график  $I_{сф}$  (ИСФ) рассматривают как диаграмму параметра  $K_{п.эф}$  и определяют его, полагая  $K_{п.эф} = I_{сф,п}$ . Коллекторами считают пласты, в которых  $K_{п.эф} > 1\%$ , учитывая, что значения  $K_{п.эф} < 1\%$  могут соответствовать отклонениям кривых  $U$ , обусловленным аппаратурными помехами.



# Определение эффективных толщин пластов

- *Толщина истинная* — кратчайшее (по перпендикуляру) расстояние между кровлей и подошвой пласта.
- *Толщина вертикальная* — расстояние между кровлей и подошвой пласта, измеренное по вертикальной линии.
- *Эффективная толщина*. Под эффективной толщиной пласта  $h_{\text{эф}}$  понимают суммарную толщину истинных толщин нефтегазонасыщенных прослоев - коллекторов, обладающих динамической пористостью и залегающих в пределах нефтегазонасыщенной части пласта.
- *Эффективная нефтенасыщенная толщина*. Под эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта  $h_{\text{эф.н}}$  понимают суммарную толщину истинных толщин нефтенасыщенных прослоев - коллекторов, обладающих динамической пористостью и залегающих в пределах нефтесыщенной части пласта.
- *Эффективная газонасыщенная толщина*. Под эффективной газонасыщенной толщиной пласта  $h_{\text{эф.г}}$  понимают суммарную толщину истинных толщин газонасыщенных прослоев - коллекторов, обладающих динамической пористостью и залегающих в пределах газонасыщенной части пласта.
- *Общая толщина* пласта определяется как разница абсолютных глубин залегания подошвы и кровли пласта.

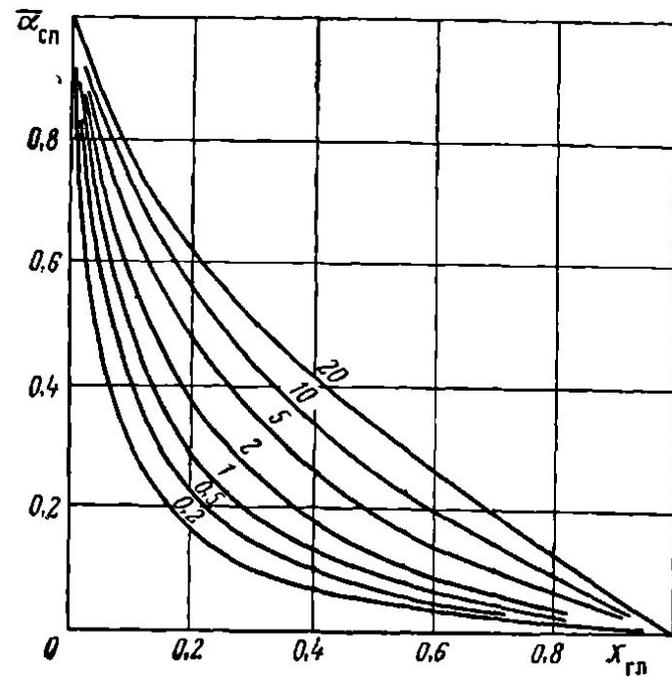
- Определение эффективной нефтенасыщенной толщины неоднородного коллектора с однородным насыщением.* Пласт-коллектор содержит прослой неколлектора, породы-коллекторы насыщены только нефтью или только газом (рис.). Прослой неколлектора имеют истинную толщину ( $h_{\text{пл}}$ ) более 0,2 м, так что каждый можно выделить самостоятельно по комплексу ГИС. В этом случае прослой неколлекторов выделяют по комплексу ГИС и суммарную толщину истинных толщин этих прослоев  $\sum h_{\text{пл}}$  исключают из общей толщины ( $H$ ) неоднородного коллектора. Эффективную толщину рассчитывают по формуле  $h_{\text{эф}} = H - \sum h_{\text{пл}}$ .
- Расчёт  $\sum h_{\text{эф}}$  для слоистой пачки, представленной чередованием тонких прослоев чистого (слабоглинистого) продуктивного коллектора и прослоями глинистого алевролита или глины.*
- При известной величине доли глинистых прослоев в пачке  $\chi_{\text{гл}}$  и общей толщине пачки  $h_{\text{пач}}$  эффективную рассчитывают толщину по формуле
- $h_{\text{эф}} = h_{\text{пач}}(1 - \chi_{\text{гл}})$ .
- Величину  $\chi_{\text{гл}}$  определяют:
- а) решая относительно  $\chi_{\text{гл}}$  уравнение
- $1/\rho_{\text{п}} = \chi_{\text{гл}}/\rho_{\text{п.гл}} + (1 - \chi_{\text{гл}})/\rho_{\text{нп}}$ ,
- где  $\rho_{\text{п}}$  – среднее удельное электрическое сопротивление (УЭС) пачки;  $\rho_{\text{нп}}$ ,  $\rho_{\text{п.гл}}$  – УЭС прослоев продуктивного коллектора и глинистого неколлектора соответственно;
- б) по палеткам расчетных зависимостей (рис.), связывающих снижение относительной амплитуды ПС в пачке по сравнению с максимальной амплитудой в пласте чистого песчаника, с параметром  $\chi_{\text{гл}}$ .



Определение эффективной толщины продуктивного коллектора в неоднородном пласте, содержащем прослойки неколлектора:

- 1 - продуктивный коллектор (стрелками показана эффективная толщина),
- 2 - неколлектор, 3 - глины

• В последнем случае в качестве относительной амплитуды ПС для пачки ( $\bar{\alpha}_{\text{ПС}}$ ) принимается отношение средней статической амплитуды ПС против неё к максимальной статической амплитуде ПС в близлежащем чистом коллекторе. Для определения  $\chi_{\text{ГЛ}}$  предварительно рассчитывают значения УЭС прослоев продуктивного коллектора в неизменной части  $\rho_{\text{НП}}$ , в зоне проникновения  $\rho_{\text{ЗП}}$  и глинистых прослоев  $\rho_{\text{П.ГЛ}}$ .

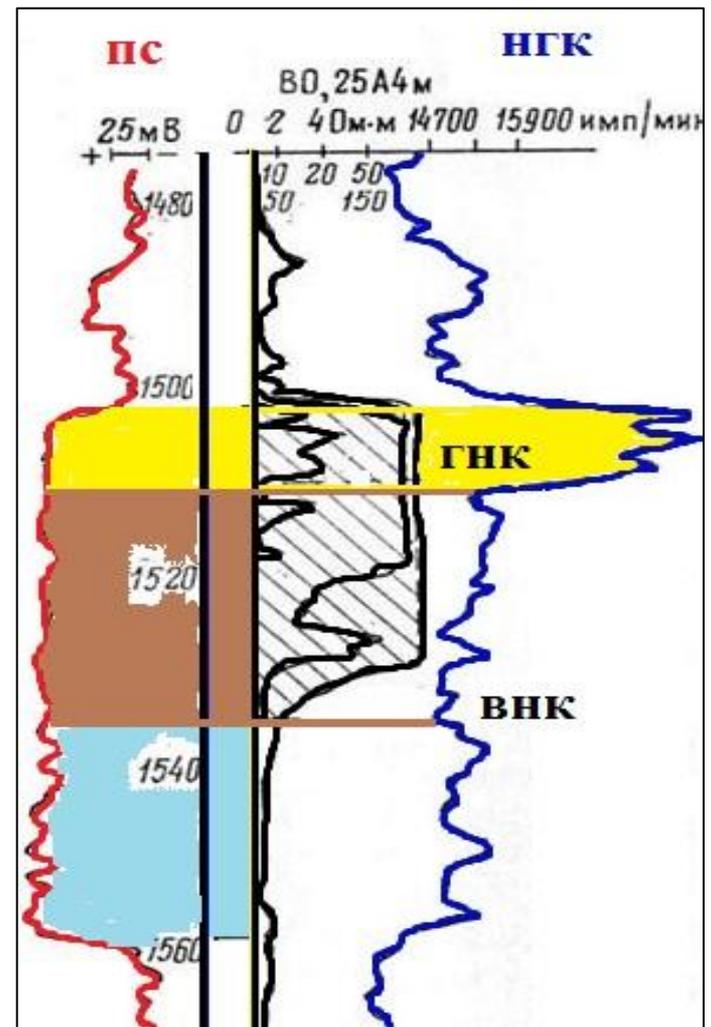


Кривые зависимости  $\alpha_{\text{ПС}} = f(\chi_{\text{ГЛ}})$  при  $\rho_{\text{НП}} / \rho_{\text{П.ГЛ}} = 10$ .  
 Шифр кривых -  $\rho_{\text{НП}} / \rho_{\text{ЗП}}$

*Расчёт  $\sum h_{эф}$  для слоистой пачки, представленной чередованием тонких прослоев чистого (слабоглинистого) продуктивного коллектора и прослоями неколектора с неактивным цементом*

- При значительном различии  $\rho_{нп}$  (сопротивление нефтенасыщенных прослоев) и  $\rho_{пл}$  (сопротивление плотных прослоев), т. е. при  $\rho_{пл} \gg \rho_{нп}$  или  $\rho_{пл} < \rho_{нп}$ , величину  $\chi_{пл}$  можно определить, решая уравнение:
- $1/\rho_{п} = \chi_{пл}/\rho_{пл} + (1-\chi_{пл})/\rho_{нп}$ .
- При  $\rho_{нп} = \rho_{пл}$  оценка  $\chi_{пл}$  возможна решением относительно искомой величины  $\chi_{пл}$  уравнения
- $K_{п} = \chi_{пл} K_{п.пл} + (1-\chi_{пл}) K_{п.нп}$ ,
- где  $K_{п}$ ,  $K_{п.пл}$ ,  $K_{п.нп}$  — коэффициенты соответственно пористости пачки в целом (усредненное значение по данным одного из методов пористости ГИС), плотных прослоев и продуктивного коллектора.

- *Определение эффективной толщины однородного коллектора с неоднородным насыщением.* Пласт-коллектор не содержит прослоев неколлектора, но в разных интервалах насыщен разными флюидами.
- Нефтеводяной пласт, контакт нефть — вода четкий. К эффективной нефтенасыщенной толщине  $h_{эф}$  относят всю истинную толщину нефтенасыщенной части коллектора.
- Нефтеводяной пласт между предельно нефтенасыщенной и водоносной частями пласта имеет переходную зону. За  $h_{эф}$  принимают интервал между кровлей пласта и ВНК.
- Газоводяной пласт с четким контактом и переходной зоной. Правила определения газонасыщенной эффективной толщины коллектора  $h_{эф}$  аналогичны правилам определения нефтенасыщенной эффективной толщины коллектора  $h_{эф}$ .
- Газонефтяной пласт с ГНК. Положение ГНК определяют по данным повторных замеров НК в колонне. Эффективную газо- и нефтенасыщенную толщину  $h_{эф.г}$  и  $h_{эф.н}$  определяют интервалами между соответственно кровлей пласта и ГНК, ГНК и подошвой пласта.
- Газонефтеводяной пласт с ГНК и ВНК (рис.). Устанавливают ГНК и ВНК. За эффективную газонасыщенную толщину  $h_{эф.г}$  принимают интервал между кровлей пласта и ГНК, за эффективную нефтенасыщенную толщину  $h_{эф.н}$  — интервал между ГНК и ВНК.



Определение ВНК и ГНК по данным электро- и радиометрии в терригенном коллекторе