

Лекция №7

Кеуектілік пен өткізгіштікті бағалау әдістері.

Пән: Арнайы гидрогеология

Лектор: Тілеуберді Нұрбол

2024

Определение пористости

По данным ГИС определяется открытая, общая и эффективная пористости. При сложной структуре порового пространства возможно раздельное определение межзерновой, трещинной и кавернозной составляющих емкостного пространства коллектора. Общая схема оценки пористости при индивидуальной интерпретации предполагает: определение интерпретационного параметра метода ГИС и использование петрофизической модели метода или петрофизических связей для расчета пористости с учетом влияния литологических и геохимических особенностей отложений на показания метода.

Содержание:

Определение пористости:

- Метод электрического сопротивления
- Метод потенциалов собственной поляризации
- Акустический метод
- Нейтронные методы
- Гамма-гамма-плотностной метод

Определение проницаемости

- метод удельного электрического сопротивления
- методы глинистости ПС и ГМ;
- метод ядерно-магнитного томографического каротажа;
- гидродинамический каротаж (испытание пластов приборами на кабеле и пластоиспытателями на трубах);

Метод электрического сопротивления

Физической основой данного способа является петрофизическая зависимость параметра пористости P_{Π} от K_{Π} и структуры порового пространства, описываемая уравнением:

$$f(x)P_{\Pi} = \frac{a}{K_{\Pi}^m}$$

где a - коэффициент, изменяющийся в пределах от 0,4 до 1,4; m - структурный показатель, зависящий от степени сцементированности породы и структуры ее порового пространства. Для реальных пород значение показателя m изменяется от 1.4 до 2.4. Зависимость $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ устанавливают на основе статистического анализа результатов лабораторных измерений на образцах керна. Параметр пористости чистой (неглинистой) породы не зависит от минерализации воды, насыщающей поровое пространство.

Определение коэффициентов водо-, нефте- и газонасыщенности

- электрические и электромагнитные методы (K_n , K_r , K_{nr});
- диэлектрический метод (K_n , K_r , K_{nr});
- импульсные нейтронные методы (K_n , K_r);
- стационарные нейтронные методы (K_f);
- Для залежей на поздней стадии разработки с применением заводнения пресными водами для оценки текущей нефтенасыщенности применяют волновой акустический каротаж (ВАК) и углерод-кислородный каротаж

В глинистых коллекторах с рассеянной глинистостью величина R_{Π} не остается постоянной при изменении минерализации C_o насыщающей жидкости. Изменение величины R_{Π} глинистой породы с уменьшением C_v и ростом удельного сопротивления $R_v = R_{\Pi}$ характеризуется коэффициентом поверхностной проводимости:

$$\Pi = \frac{R_{\Pi.ф}}{R_{\Pi.пр}}$$

где $R_{\Pi.ф}$ - текущее значение параметра пористости при насыщении водой с удельным сопротивлением $\rho_{ф}$; $R_{\Pi.пр}$ - максимальное для данной породы значение, наблюдаемое при насыщении породы водой предельной минерализации ($C_v=4-8$ н).

- Коэффициент поверхностной проводимости всегда меньше или равен 1. Для чистых пород $\Pi=1$, для глинистых $\Pi<1$. В глинистых породах отличие Π от единицы тем больше, чем выше глинистость и удельное сопротивление ρ_{ϕ} .

Величину параметра пористости устанавливают следующими способами. В водонасыщенных коллекторах:

- по удельному сопротивлению породы в неизменной Проникновением части пласта $\rho_{вп}$ и $\rho_{в}$:

$$P_{\Pi} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}}$$

- по удельному сопротивлению промытой зоны $\rho_{пп}$ и ρ_{ϕ} :

чистые породы

$$P_{\Pi} = \frac{\rho_{пп}}{\rho_{\phi}}$$

глинистые породы

$$P_{\Pi} = \frac{\rho_{вп}}{\Pi_{вп} \cdot \rho_{\phi}}$$

■ В нефтегазонасыщенных коллекторах параметр пористости находят по $\rho_{пп}$ и ρ_{ϕ} или $\rho_{зп}$ и $\rho_{вф}$ с учетом остаточного нефтегазонасыщения в промытой зоне $\rho_{но.пп}$, или в зоне проникновения $\rho_{но.зп}$:

■ чистые продуктивные коллекторы

$$P_{п} = \frac{\rho_{пп}}{P_{но.пп} \cdot \rho_{\phi}}$$

$$P_{п} = \frac{\rho_{зп}}{P_{но.зп} \cdot \rho_{вф}}$$

■ глинистые продуктивные коллекторы

$$P_{п} = \frac{\rho_{пп}}{\Pi_{пп} \cdot P_{но.пп} \cdot \rho_{\phi}}$$

$$P_{п} = \frac{\rho_{зп}}{\Pi_{зп} \cdot P_{но.зп} \cdot \rho_{вф}}$$

■ Если при определении коэффициентов пористости была использована зависимость $R_{\Pi} = f(K_{\Pi})$, полученная при атмосферных условиях, то в величину K'_{Π} , определенную для заданного течения R_{Π} , вводят поправку f за влияние термобарических условий $K_B = R_{\Pi}$. Величину поправки f устанавливают на основе обобщения экспериментальных данных.

Способы определения K_{Π} по удельному сопротивлению пород, широко применяемые в практике подсчета запасов в 80-х - 60-х годах, в настоящее время используются довольно редко, в основном, при пересчете запасов по старым разрабатываемым месторождениям, где был ограниченный комплекс ГИС

Метод потенциалов собственной поляризации

- Метод ПС для определения коэффициента пористости коллекторов применяется, главным образом, в терригенных разрезах. Необходимым условием здесь является наличие тесной корреляционной зависимости между амплитудой ПС $E_{сп}$ и $K_{п}$. В таких коллекторах изменение пористости в довольно широком диапазоне происходит за счет изменения содержания рассеянного глинистого материала.
Дополнительными условиями для получения надежных результатов по методу ПС являются:
- постоянство минерализации и химического состава пластовых вод в изучаемом разрезе, а также $\rho_{ф}$ в исследуемом интервале скважины;

- однородный минеральный состав цемента при преобладании глинистого цемента заполнения пор;
- Хорошая отсортированность зерен скелетной фракции коллектора;

Возможность определения $K_{\text{п}}$ по ПС основана на близкой к прямолинейной зависимости между диффузионно-адсорбционной активностью пород $A_{\text{да.п}}$ и их относительной глинистостью $\eta_{\text{гл}}$:

$$A_{\text{да.п}} = \eta_{\text{гл}} \cdot A_{\text{да.гл}} = \frac{K_{\text{гл}}}{K_{\text{гл}} + K_{\text{п}}} \cdot A_{\text{да.гл}}$$

■ При однотипном минеральном составе вмещающих глин и рассеянных в породе:

$$\alpha_{\text{пс}} = 1 - \frac{A_{\text{да.гл}} \cdot \Pi}{A_{\text{да.гл в м}}} = 1 - \eta_{\text{гл}} = \frac{K_{\text{л}}}{K_{\text{гл}} + K_{\text{п}}}$$

При определении пористости по методу ПС предпочтение отдается относительной амплитуде , рассчитываемой по формуле:

$$\alpha_{\text{пс}} = \frac{E_{\text{сп.пл}}}{E_{\text{сп.макс}}}$$

Данный способ применим для определения пористости терригенных коллекторов с рассеянной глинистостью, независимо от характера их насыщения. Способ имеет ограничение в скважинах, пробуренных на минерализованных («соленых») промысловых жидкостях и РНО, где качественных диаграмм ПС получить не удастся.

Акустический метод

■ По данным акустического метода определяют открытую или общую пористость пород с использованием зависимостей между K_{Π} и интервальным временем ΔT_{Π} , соответствующих исследуемому геологическому объекту. Эти зависимости устанавливают на представительной коллекции образцов керна в термобарических условиях, аналогичных пластовым или получают их путем сопоставления средневзвешенных значений K_{Π} , измеренных на образцах керна, с величинами интервального времени, определенными по кривой ΔT .

Наиболее широкое применение в практической деятельности получило так называемое уравнение «среднего времени», которое для неглинистых пород имеет вид:

$$\Delta T_{\Pi} = \Delta T_{\text{ж}} \cdot K_{\Pi} + \Delta T_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\Pi})$$

- где $\Delta T_{\text{ж}}$ - интервальное время во флюиде, насыщающем поровое пространство; $\Delta T_{\text{ск}}$ - то же в минеральном скелете породы.

Уравнение распространяют также и на глинистые коллекторы с рассеянной глинистостью.

Наиболее общий характер имеет уравнение степенной связи, предложенное В.Н. Дахновым:

$$\Delta T_{\text{п}} = \Delta T_{\text{ж}} \cdot K_{\text{п}}^m + \Delta T_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}^m + \Delta T_{\text{ск}} \cdot (1 - K_{\text{п}}^m - K_{\text{гл}}^m)$$

где m - параметры, отражающие структуру, степень консолидации и глинистости пород, значения которых возрастают с увеличением уплотнения пород и находятся в диапазоне от 0.7 до 1.5.

■ В породах со слоистой глинистостью петрофизическая модель акустического метода может быть представлена следующим уравнением:

$$\Delta T_{\Pi} = \Delta T_{\text{гл}} \cdot \chi_{\text{гл}} + \Delta T_{\text{песч}} \cdot (1 - \chi_{\text{гл}})$$

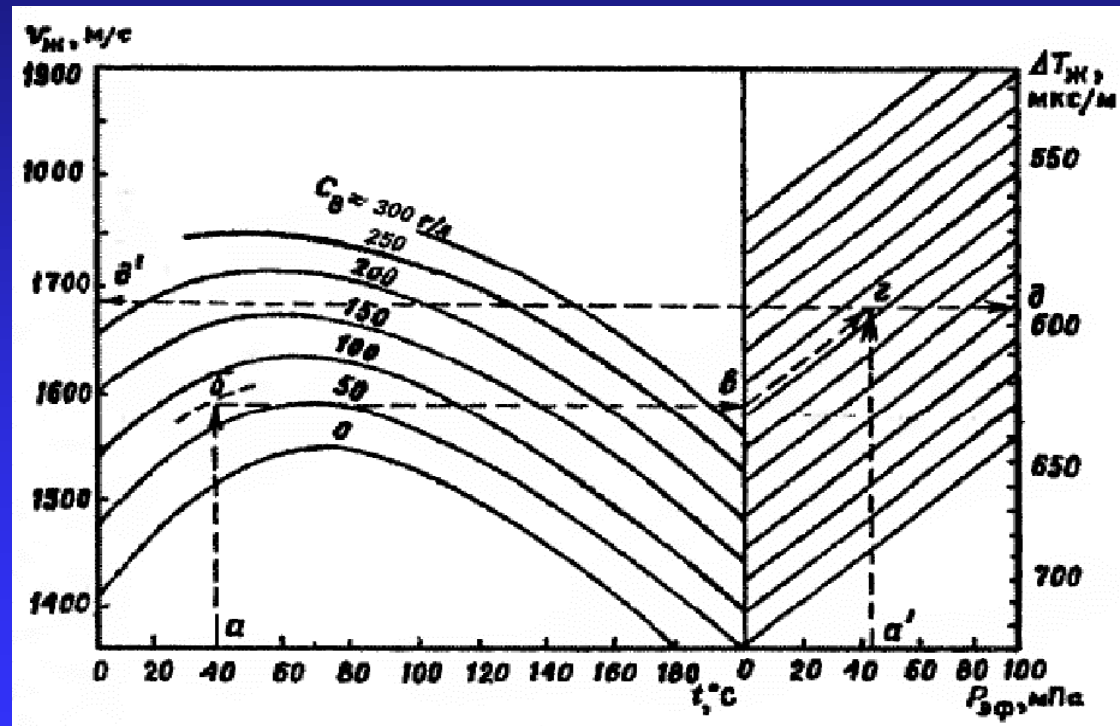
где $\chi_{\text{гл}}$ - доля глинистых прослоев в слоистом коллекторе, $\Delta T_{\text{гл}}$ и $\Delta T_{\text{песч}}$ - интервальные времена в глинистых и песчаных прослоях, соответственно.

Уравнение решают относительно $\Delta T_{\text{песч}}$ и далее определяют K_{Π} .

Приближенное значение $\Delta T_{\text{ж}}$ можно определить по эмпирической формуле, предложенной Г.И. Петкевичем и Т.З. Вербицким:

$$\Delta T_{\text{ж}} = \frac{10^6}{(1470 + K \cdot C_{\text{в}})}$$

■ где C_v - минерализация воды, г/л; K - коэффициент пропорциональности, равный $0,6 < K < 1$, обычно он близок к 1. Для зоны проникновения величину $\Delta T_{ж}$ можно найти по номограммам, учитывающим изменение скорости распространения упругой волны в воде в зависимости от ее минерализации, температуры и давления (рис.)



Значения интервального времени в жидкости составляют примерно 580 мкс/м при бурении скважин на высокоминерализованной промывочной жидкости ($C_o > 130$ г/л) и 610 ± 15 мкс/м - на низкоминерализованной жидкости.

Погрешности в определении $\Delta T_{\text{ж}}$ на 10 - 30 мкс/м не влияют существенно на точность определения $K_{\text{п}}$ по акустическому методу.

Более сильное влияние оказывают ошибки при определении $T_{\text{ж}}$ даже на несколько единиц мкс/м.

При определении $\Delta T_{\text{ск}}$ рассматривают обычно несколько способов:

- используют значения интервального времени, установленные для основных породообразующих минералов, например, 164 мкс/м для кварца, 143 мкс/м для доломита и т.д

-
- величину $\Delta T_{\text{ск}}$ определяют путем линейной экстраполяции зависимости $\Delta T_{\text{ск}} = f(K_{\text{п}})$ к нулевой пористости. При этом значения $\Delta T_{\text{ск}}$ снимают с диаграммы АК, пористость устанавливают на образцах керна;
- в случае полиминерального скелета породы величину $\Delta T_{\text{ск}}$ определяют с учетом состава и объема минералов, содержащихся в породе.
- Интервальное время в глинах $\Delta T_{\text{гл}}$ зависит от минерального состава глин, характера распределения глинистого вещества в породе и глубины залегания глин

- Для слабосцементированных и несцементированных песков и песчаников предложены
- уравнение фирмы Шлюмберже

$$K_{\Pi} = K_{\Pi\Delta T} \frac{330}{C_{\delta} \cdot \Delta T_{\text{гл}}}$$

где $K_{\Pi\Delta T}$ - коэффициент пористости, найденный по уравнению Среднего времени; $\Delta T_{\text{гл}}$ - интервальное время в глинах на глубине залегания; 330 - постоянный множитель, соответствующий интервальному времени в уплотненных глинах; C_{δ} - коэффициент уплотнения, изменяющийся от 0.6 до 1.2 в зависимости от литологии пласта и вмещающих глин;

- уравнение Г. Вахгольца

$$\Delta T_{\Pi} = A + B \cdot K_{\Pi} + C \cdot K_{\Pi}^2 + D \cdot K_{\Pi}^3$$

Нейтронные методы

- Здесь используют преимущественно стационарные методы НГМ и ННМт. Показания стационарных нейтронных методов зависят в основном от водородосодержания среды, окружающей скважинный прибор. В некоторой степени зависят и от содержания хлора в пластовых водах и промывочных жидкостях. Водородосодержание газа, нефти и воды, заполняющих пустотное пространство горных пород, а также минералов, содержащих в своем составе связанную воду (гипс, глинистые минералы и др.), выражают через водородный индекс w , равный отношению объемов концентрации атомов водорода в жидкости или газе и его концентрации в пресной воде. Водородный индекс для горной породы в целом называют эквивалентной влажностью (или нейтронной пористостью) и обозначают $w_H(K_{пп})$.

Водородный индекс пресной воды $w_{\text{пр.в}} = 1$, водородный индекс нефти $w_{\text{н}} = w_{\text{пр.в}}$. Водородный индекс минерализованной (соленой) воды:

$$W_{\text{в.сол}} = \frac{\delta_{\text{в}} - C_{\text{в}}}{\delta_{\text{в.пр}}}$$


где $\delta_{\text{в}}$ и $C_{\text{в}}$ - плотность и минерализация соленой воды, соответственно; $\delta_{\text{пр}}$ - плотность пресной воды

Чистого пласта с неоднородным насыщением:

$$W_{\text{п}} = K_{\text{п}} \cdot W_{\text{фл}}$$

где w - водородный индекс флюида, содержащего воду, нефть, газ.

Основные палетки зависимости показаний стационарных нейтронных методов (СНМ) от водородосодержания породы $W_{\text{п}}$ породы представляют собой графики зависимости относительных показаний $I/I_{\text{в}}$ (для однозондовых установок), отношения показаний зондов (длиной L_1 и L_2) или пространственного декремента:


$$\alpha = \frac{\ln(I_M/I_6)}{l_2 - l_1} = \frac{\ln A}{\Delta l}$$

для двухзондовых установок от K_{Π} для чистых (без примесей) известняков, насыщенных водой заданной минерализации. Их получают, в основном, на моделях пластов и частично по скважинным данным путем сопоставления показаний метода и параметров пласта, определенных по керну, либо каким-либо другим методом. Графики составлены обычно для нескольких диаметров обсаженных скважин и для приборов, лежащих на стенке скважины без глинистой корки. В интервале $K_{\Pi}=2 - 25 \%$ зависимости близки к линейной.

■ Непосредственное использование основных палеток в условных единицах возможно лишь при применении стандартизированных приборов. В связи с существенным изменением дифференцирующей способности используемых приборов непосредственное определение по показаниям в условных единицах может привести существенным погрешностям. Поэтому в качестве стандартной часто рекомендуется интерпретация по относительно-разностному параметру ΔJ , используя эталонирование по опорным средам с разной эквивалентной влажностью:

$$\Delta J = (I - I_1)/(I - I_2)$$

Показания приборов, выраженные в виде параметра ΔJ_{π} , практически не зависят от колебаний дифференцирующей способности приборов одного типа. Относительно слабо на зависимость $\Delta J = f(K_{\pi})$ влияют также литология пласта (если она одинакова для исследуемого и опорного пласта), а также крепление скважины. Зависимость $\Delta J = f(K_{\pi})$, используемые для определения $K_{пп}$, несколько различаются не только для разных нейтронных методов (НГМ или ННМ), но и для различных приборов.

Выражение для кажущейся нейтронной пористости имеет вид :

$$K_{пп} = K_{\pi} + \sum \Delta W_i$$

$$\text{где } \sum \Delta W_i = \Delta W_{\text{лит}} + \Delta W_{\text{гл}} + \Delta W_{\text{с}} + \Delta W_{\text{гк}} + \Delta W_{\text{пл}}$$

На показания стационарных нейтронных методов оказывает влияние наличие:

- углистых примесей;
- элементов с высоким сечением поглощения (хлор, бор, кадмий, железо и др.);
- примеси редких земель и других элементов с высоким макроскопическим сечением захвата ;
- присутствие гипса;
- газонасыщенность пород в зоне исследования метода.

В карбонатных породах существенную погрешность при определении пористости может дать отсутствие точных данных о степени доломитизации и сульфатизации пород.

Гамма-гамма-плотностной метод

■ Определение пористости по ГГМ-П основано на тесной функциональной связи между плотностью породы и ее пористостью и на обратной зависимости между плотностью породы δ_p . В современной двухзондовой аппаратуре ГГМ-П по измеренным скоростям счета импульсов с использованием соответствующих алгоритмов и программного обеспечения рассчитывается электронная плотность пород b_e . Электронная плотность соответствует объемной плотности, отличаясь от нее не более, чем на 1.2%.

Связь объемной плотности с общей пористостью пород описывается следующими линейными уравнениями:

- для неглинистых (чистых) пород

$$\delta_{\text{п}} = \delta_{\text{ж}} \cdot K_{\text{п}} + \delta_{\text{ск}} (1 - K_{\text{п}})$$

- для глинистых пород

$$\delta_{\text{п}} = \delta_{\text{ж}} \cdot K_{\text{п}} + \delta_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}} + \delta_{\text{гл}} (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}})$$

Из соотношений следует, что для определения $K_{\text{п}}$ необходимо знать величины $\delta_{\text{ж}}$, $\delta_{\text{ск}}$ и $K_{\text{гл}}$.

В проницаемых породах в зоне исследования ГГМ-П, глубинность которого не превышает 10 - 15 см, плотность $\delta_{\text{ж}}$ определяется, в основном, плотностью фильтрата промывочной жидкости и может быть принята равной 1 г/см³.

Отличие $\delta_{\text{ж}}$ от единицы может наблюдаться в следующих случаях:

- в нефтяных и газовых скважинах при большой остаточной нефтегазонасыщенности в зоне проникновения;
- при бурении скважин на минерализованной промывочной жидкости, когда $\delta_{\text{ж}} > 1 \text{ г/см}^3$;
- при бурении скважин на ПЖ с нефтяной основой
- В нефтенасыщенных коллекторах учет остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{но}}$ (в зоне проникновения) при определении может быть проведен по формуле:

$$\delta_{\text{ж}} = \delta_{\text{в}} \cdot (1 - K_{\text{но}}) + \delta_{\text{н}} \cdot K_{\text{но}}$$

В газоносных коллекторах для определения плотности жидкости используют уравнение:

$$\delta_{\text{ж}} = \delta_{\text{ж}} - K_{\text{го}} \cdot (\delta_{\text{ж}} - \delta_{\text{г}})$$

■ где $\delta_{\text{ж}}$ - плотность фильтрата промывочной жидкости; $K_{\text{го}}$ - коэффициент остаточной газонасыщенности; $\delta_{\text{г}}$ - плотность газа. Значение $\delta_{\text{г}}$ находят через отношение P/T , где P - давление газа (в МПа), T - температура (в °K).

При бурении на минерализованных растворах $\delta_{\text{ж}} = 1 + 0.64 * C_{\text{ф}}$, где $C_{\text{ф}}$ - минерализация фильтрата. При использовании промывочной жидкости на нефтяной основе часто принимают $\delta_{\text{ж}} = 0.85 \text{ г/см}^3$.

- Плотность минеральной матрицы породы (скелета) $\delta_{ск}$ определяется ее составом и изменяется от 2.55 г/см³ для полимиктовых песчаников до 2.87 г/см³ для доломита. В пределах даже одного продуктивного горизонта с относительно выдержанным составом породообразующих минералов $\delta_{ск}$ может изменяться вследствие неравномерного распределения примесей глин, сульфатов, углистых остатков, твердого органического вещества (керогена) и т.п.

В случае полиминерального состава скелета породы плотность скелета является линейной суммой составляющих скелет компонент с учетом их вкладов:

$$\delta = \sum_{i=1}^n \delta_i \cdot V_i$$

Определение проницаемости

К геофизическим методам определения проницаемости пород относятся следующие:

- метод удельного электрического сопротивления;
- методы глинистости ПС и ГМ;
- метод ядерно-магнитного томографического каротажа;
- гидродинамический каротаж (испытание пластов приборами на кабеле и пласто испытателями на трубах);

Методы электрического сопротивления



Основу данного способа составляет уравнение Козени-Кармана, устанавливающее связь физической проницаемости породы с коэффициентом эффективной пористости $K_{п.эф}$, гидравлической извилистостью каналов фильтрации T_r и их удельной поверхностью S_f :

$$K_{пр} = \frac{K_{п.эф}^3}{f \cdot T_r^2 \cdot S_f^2}$$

В уравнении параметр f учитывает геометрию сечения поровых каналов и изменяется от 2 до 3 ($f=2$ для кругового сечения), возрастая с усложнением формы сечения.

■ Уравнение получено для идеального грунта, в котором фильтруется однородная жидкость во всем объеме порового пространства, представленного цилиндрическими каналами, и позволяет определять абсолютную проницаемость породы.

Одним из способов определения $K_{пр}$ по данным метода сопротивлений является преобразование уравнения Козени-Кармана и приведение его к параметрам, устанавливаемым по методам ГИС. В результате несложных преобразований уравнение можно привести к следующему выражению:

$$K_{пр} = \frac{(1 - K_{п.св})^3 \cdot \tau_{св}^2 \cdot K_{п}}{f \cdot T_{г}^2 \cdot K_{в.св}^2}$$

■ Учитывая близость величин T_v и T_r , а также наличие связи между параметрами P_n и $K_{v,св}$, выражаемой уравнением Дахнова - Арчи, формула может быть приведена к следующему уравнению:

$$K_{пр} = \frac{\tau_{св}^2 (1 - P_n^{-1/n})^3 \cdot P_n^{n/2}}{f \cdot P_n}$$

Определение $K_{гр}$ по P_n можно проводить двумя способами:

- Для коллекторов, сложенных достаточно однородными слабоглинистыми кварцевыми песчаниками, близкими по своим свойствам к идеальным грунтам, устанавливают зависимости $P_n = f(K_{пр})$ по экспериментальным данным, где определяют по керну или гидродинамическим исследованиям.

■ Для коллекторов глинистых, имеющих более сложную структуру порового пространства, предпочтительно использовать многомерные связи типа $K_{пр} = f(P_n, K_n)$; $K_{пр} = f(P_n, P_n)$; $K_{пр} = f(K_n, K_v)$, что будет способствовать повышению точности определения $K_{пр}$.

Здесь можно привести ряд уравнений, полученных различными авторами:

$$K_{пр} = \frac{A \cdot P_n^{2/п}}{P_n^{b/m}} \text{ (Дахнов)}$$

$$K_{пр} = c^2 \cdot P_n \cdot P_n^2 \text{ (Вили и Роуз)}$$

$$K_{пр} = A \cdot K_n^b \cdot K_{во}^{-c} \text{ (Тимур)}$$

Известен ряд способов для определения $K_{пр}$ в недонасыщенных коллекторах по данным метода сопротивлений:

1. Способ Л. Л. Раймера

$$K_{пр} = \frac{c \cdot K_{п}^a}{(c \cdot K_{во})}$$

c - эмпирическая константа; a и b - показатели, зависящие от вида используемого соотношения. Параметр c определяют по формуле:

$$c = (0,00083 \cdot K_K^{1,3} + 0,2) \cdot (160\sqrt{K_{во}} - 0,04)$$

где P_K - капиллярное давление, устанавливаемое по данным плотности воды и нефти и высоте залегания пласта над уровнем ВНК; $K_{во}$ - остаточная водонасыщенность на глубине определения P_K . Предложенная формула может быть использована в интервале изменения $K_{во}$ от 4 до 60 %.

■ 2. Способ М.П. Тиксье. Основан на наличии связи между $K_{пр}$, капиллярным давлением и разницей плотности воды и нефти. Получено следующее соотношение:

$$K_{пр} = \left(\frac{850000 \cdot \delta_n}{141,5 - 131,5 \cdot \delta_n} - 0,945 \cdot H \right) \cdot \frac{\rho_v^2}{P_{ц} \cdot \rho_{пп} \cdot \rho_{нп}}$$

где δ_n - плотность нефти; H - глубина залегания. Способ рекомендуется применять для легких нефтей ($\delta_n < 0.82$ г/см³) и при глубинах менее 2 км.

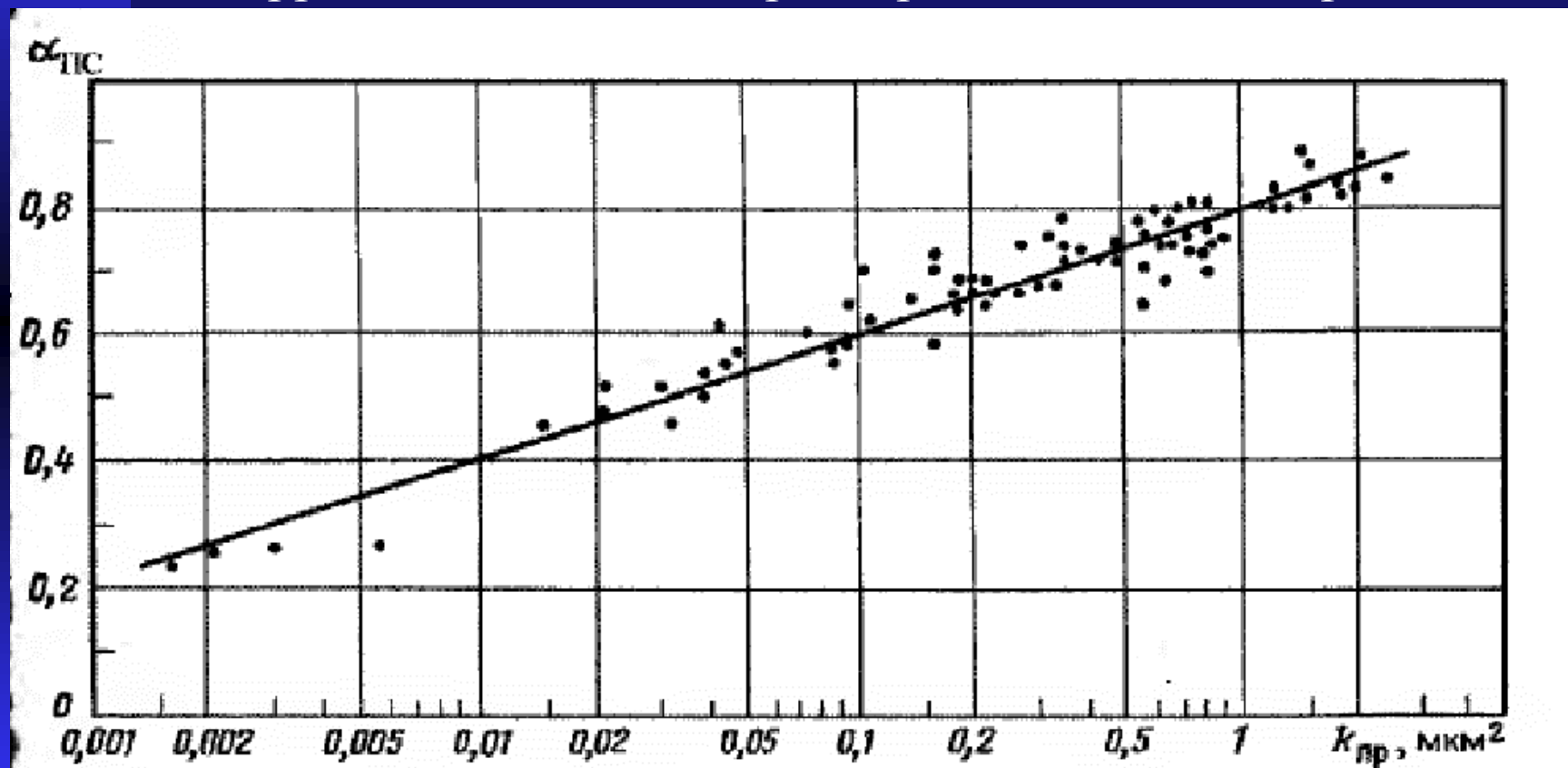
Как уже было отмечено, ограничение всех перечисленных выше способов оценки $K_{пр}$ связано с возможностью их использования в чистых или слабоглинистых коллекторах.

Для глинистых коллекторов разработаны способы определения $K_{пр}$ по методам ПС и ГМ.

Метод ПС

- Физической предпосылкой для использования метода ПС при определении проницаемости пород является связь диффузионно-адсорбционной активности с глинистостью, а также связь между проницаемостью и глинистостью коллектора. Наиболее тесные связи $A_{да}$ с $K_{пр}$ наблюдаются при достаточно высокой глинистости коллекторов. В тех случаях, когда глинистость низка и изменяется в узких пределах, связи менее тесные или отсутствуют. Это объясняется тем, что в слабоглинистых породах величина проницаемости определяется не только содержанием глинистого материала, но и свойствами самого скелета породы.

Впервые связи $A_{\text{да}}$ с $K_{\text{пр}}$ для песчано-глинистых пород были получены В.Н. Дахновым и В.Н. Кобрановой. В дальнейшем рядом исследователей установлены корреляционные связи между относительной амплитудой метода ПС и величиной $K_{\text{пр}}$ для терригенных коллекторов различных месторождений.



При установлении связи $a_{\text{пс}} = f(K_{\text{пр}})$ величины проницаемости определяют по данным представительного керна или гидродинамическими методами.

Применение метода ПС для определения проницаемости пород возможно в терригенных глинистых коллекторах с рассеянной глинистостью при условии, что в изучаемых объектах глинистость меняется в широких пределах и является главным фактором, влияющим на изменение проницаемости. Метод имеет ограничение в чистых и слабоглинистых коллекторах с преимущественным содержанием карбонатного и силикатного цемента.

Гамма-метод

- Определение коэффициента проницаемости по данным ГМ основано на существовании тесной корреляционной связи интенсивности гамма-излучения с глинистостью пород, следовательно, и с проницаемостью. Для различных геологических объектов установлены зависимости $\Delta J_\gamma = f(K_{пр})$. Следует отметить, что степень тесноты связей между параметрами ΔJ_γ и $K_{пр}$ такая же, как и для связей $a_{пр}$ и $K_{пр}$, однако опыта использования диаграмм ГМ для определения меньше, чем диаграмм ПС.

Не рекомендуется применять ГМ для оценки коллекторов:

- в разрезах с повышенным содержанием радиоактивных минералов;
- в битуминозных породах в случае их повышенной радиоактивности;
- зоне ВНК при наличии радиогеохимического эффекта.

Комплексирование методов ПС и ГМ

- Коллективом авторов ВНИИнефти (под руководством Л. П. Долиной) разработана методика определения с использованием комплексного параметра $a_{\text{па}} / \Delta J_{\gamma}$. Было установлено, что параметр $a_{\text{па}} / \Delta J_{\gamma}$ тесно связан с $K_{\text{пр}}$, чем порознь $a_{\text{па}}$ с $K_{\text{пр}}$ и ΔJ_{γ} с $K_{\text{пр}}$. Это объясняется тем, что коэффициент проницаемости увеличивается с увеличением $a_{\text{пс}}$ и уменьшением ΔJ_{γ} . С другой стороны, применение комплексного относительного параметра позволяет уменьшить влияние ряда искажающих факторов, таких как толщина пласта, диаметр скважины и др. Например, для основных продуктивных горизонтов месторождения Узень (XIII - XV) связь между $a_{\text{пс}} / \Delta J_{\gamma}$ и $K_{\text{пр}} / \Delta J_{\gamma}$ описывается соотношением:

$$K_{\text{пр}} = a \cdot \left(\frac{\alpha_{\text{пс}}}{\Delta J_{\gamma}} \right)^3 + b \cdot \left(\frac{\alpha_{\text{пс}}}{\Delta J_{\gamma}} \right)^2 + c \cdot \left(\frac{\alpha_{\text{пс}}}{\Delta J_{\gamma}} \right) + d$$

Гидродинамические исследования

В процессе гидродинамических исследований отбирают пробы пластового флюида. Для определения по притоку необходимо знать постоянный расход флюида в единицу времени, перепад давления, вязкость флюида и геометрию притока:

$$K_{пр} = \frac{\Gamma_{уд} \cdot \mu}{h_{эф}}$$

Найденные по ГДК значения коэффициентов проницаемости для водоносных пластов и продуктивных без зон проникновения являются абсолютными, а для нефтегазоносных в промытой зоне - эффективными (по фильтрату).

При испытаниях пластов инструментами на трубах гидродинамические параметры пласта устанавливают по кривым восстановления давления (КВД).

Связь коэффициента удельной гидропроводности $\Gamma_{уд}$ со средним дебитом притока и перепадом давления ΔP описывается следующим выражением:

■ Уравнение позволяет по найденному значению $\Gamma_{уд}$ и установленной по ГИС эффективной толщине пласта рассчитать:

$$K_{пр} = \frac{\Gamma_{уд} \cdot \mu}{h_{эф}}$$

Если при испытании отобрана пластовая вода или безводная нефть, то найденная проницаемость является абсолютной. При отборе из пласта фильтрата ПЖ с пленками нефти измеренное значение проницаемости будет эффективной проницаемостью по нефти.

Волновой акустический метод

По данным волнового АМ проницаемость оценивают на качественном уровне с использованием динамических параметров волн Лэмба – амплитуды и коэффициента затухания. С этой целью на диаграммах аналоговых кривых выделяют интервалы, характеризующиеся повышенным затуханием и снижением амплитуд волн Лэмба относительно плотных непроницаемых участков разреза. Затем выделенные аномалии исправляют за влияние мешающих факторов (изменение диаметра скважины, наличие глинистых прослоев).

По величине аномалий оставшихся после исправления кривых, судят о проницаемости коллектора.

Изучая изменение динамических параметров S- и L- волн во времени, можно контролировать изменение проницаемости коллектора в процессе разработки залежи. По результатам A_s (a_s), полученным до и после обсадки скважины, можно определить изменение проницаемости вследствие проникновения в поровое пространство цементного раствора и изменение раскрытое пор за счет перераспределения горного давления.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВОДО- , НЕФТЕ- И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

- Методы ГИС, применяемые для определения коэффициентов нефтегазонасыщенности горных пород:
- электрические и электромагнитные методы (K_n , K_g , K_{ng});
- диэлектрический метод (K_n , K_g , K_{ng});
- импульсные нейтронные методы (K_n , K_g);
- стационарные нейтронные методы (K_f)
- Для залежей на поздней стадии разработки с применением заводнения пресными водами для оценки текущей нефтенасыщенности применяют волновой акустический каротаж (ВАК) и углерод-кислородный каротаж

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности по электрическим (электромагнитным) методам

- Объем пор в гидрофильном и частично гидрофобном продуктивном коллекторе заполнен нефтью (или газом) и водой. Содержание воды характеризуется коэффициентом водонасыщенности K_v (или остаточного водонасыщения K_{vo}). Содержание нефти или газа - коэффициентами нефте- или газонасыщенности.

$$K_v + K_{нг} = 1$$

Определение параметров K_v и $K_{нг}$ по данным метода сопротивлений основано на использовании следующих выражений:

$$R_n = \rho_{вп} / \rho_{пп} = \rho_{пп} / R_p \cdot \rho_v \text{ и } R_n = a_p / K_v^n$$

где a_p и n - эмпирические константы, установленные для данного типа коллектора. Величина показателя n определяется главным образом характером смачиваемости, но зависит также и от степени глинистости коллектора.

В гидрофильных глинистых породах его величина составляет 1.3 - 1.8, в чистых и слабоглинистых $p=1.8-2.0$. В гидрофобных коллекторах p имеет более высокие значения от 2.5 до 5.0 и выше.

При определении K_n коллектора необходимо располагать информацией об удельном сопротивлении неизменной части пласта, пористости породы и удельном сопротивлении пластовой воды. Достоверная оценка $K_{нг}$ возможна при правильном выборе зависимости $P_n = f(K_v)$. Известны два способа ее получения. В первом способе на одном и том же образце определяют несколько значений P_n при разных величинах K_v , т.е. для того образца строят свою зависимость.

В дальнейшем группируя эти зависимости для коллекции образцов по коллекторским свойствам, получают серию кривых $P_H = f(K_B)$ для различных классов пород, характеризующихся конкретным диапазоном проницаемости или глинистости.

Во втором способе в каждом образце создают минимальное значение водонасыщенности $K_B = K_{B_{св}}$ и строят единую зависимость $P_H = f(K_{B_{св}})$.

Зависимости второго типа применимы для всех коллекторов изучаемого месторождения и соответствуют условиям удельной нефте- или газонасыщенности.

- В ряде районов, где пористость коллекторов меняется в пределах, следовательно P_n изменяется мало, для определения K_v используют связи:

$$P_0 = \frac{\rho_{нп}}{\rho_v} = f(W_n)$$

где W_v коэффициент объемной влажности породы, связанной с коэффициентом удельного нефтегазонасыщения $W_{нг}$ соотношением:

$$\omega_{нг} = 1 - \omega_v$$

В зоне предельного нефтегазонасыщения коллекторов $W_{нг} = K_{п.эф}$

Определение $K_{нг}$ по удельному сопротивлению породы включает в себя следующие операции:

- Установление удельного сопротивления породы K_n (БЭЗ, индукционный метод, ВИКИЗ, боковой каротаж при неглубоком проникновении).
- Определение коэффициента пористости коллектора по методам пористости (НМ, ГГМ-П, АМ и др) и параметра пористости P_n .

- Определение удельного сопротивления пластовой воды (по данным анализа образцов вод, отобранных при опробовании законтурных скважин или по данным метода потенциалов собственной поляризации).
- Расчет удельного сопротивления пласта при 100%-ном водонасыщении.

При определении $K_{нг}$ необходимо учитывать следующие факторы:

- распределение глинистого материала (дисперсное, слоистое);
- характер смачиваемости породы флюидами (гидрофильность и гидрофобность);
- особенности структуры емкостного пространства (межзерновая, трещинная, каверновая).

Импульсные нейтронные методы

- С помощью импульсных нейтронных методов определяют время жизни тепловых нейтронов в породе или обратный ему временной декремент затухания плотности тепловых нейтронов. Времена жизни тепловых нейтронов в минерализованной пластовой воде, нефти и газе различаются существенно: $T_G > T_H > T_B$.

Величину T_B для растворов NaCl или растворов с преобладанием NaCl рассчитывают по формуле:

где C - минерализация воды, г/см³.

Параметр T_H для нефти с учетом химического состава нефти и пластовых условий вычисляют по формуле:

где x, y — число атомов углерода и водорода в молекуле нефти; b - объемная плотность нефти в пластовых условиях. Для нафтеных нефтей C_nH_{2n} формула расчета T_B имеет вид:

- Величину τ_r рассчитывают по формуле:

$$\tau_r = 129 / P_{пл}$$

которая справедлива для пластовой температуры $T=20 - 40$ С. В чистых (неглинистых) породах декремент затухания определяется уравнением:

$$\lambda_{п} = \lambda_{ТВ} \cdot (1 - K_{п}) + \lambda_{в} \cdot K_{п} \cdot K_{в} + \lambda_{н} \cdot K_{п} \cdot (1 - K_{в})$$

Уравнение решают относительно $K_{в}$. Параметры устанавливают для каждого пласта. Аналогичная процедура применяется при определении по данным ИНМ коэффициента газонасыщенности пород. При этом, чем ниже пластовое давление, тем выше точность оценки K_r .

Количественная оценка нефтенасыщенности пород по данным ИНМ возможна, если минерализация пластовых вод **выше** 50 г/л, а пористость более 10 %. Определение K_r возможно для тех же условий при $P_{пл} = 30$ МПа.

Any Questions?