

**Институт геологии и нефтегазового дела им. К.
Турысова**

**GEO214 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН
(ПРОДВИНУТЫЙ)**

11–12 лекции

**Изучение разрезов скважин комплексом геофизических
методов. Комплексная интерпретация диаграмм по
нефтегазовым скважинам, обобщающая интерпретация
диаграмм**

**Выделение пластов коллекторов по диаграммам комплекса
ГИС. Прямые качественные и косвенные количественные
критерии выделения коллекторов в терригенном и
карбонатном бассейне**
Ратова Ирина Александровна

Интерпретация каротажных материалов проводится для отдельных продуктивных пластов на заключительном этапе разведки нефтегазового месторождения. Она включает в себя обобщение всех геологических, геофизических материалов и результатов испытаний, полученных для продуктивных пластов.

Цель интерпретации заключается в определении исчерпывающих данных для подсчета запасов нефти и газа месторождения и составления проекта технологической схемы разработки.

Для определения запасов нефти в пласте необходимо знать следующие параметры:

- площадь S_n нефтенасыщенной части коллектора;
- эффективную мощность $h_{эф}$ нефтенасыщенного коллектора в каждой скважине и ее среднее значение $h_{эф.ср}$;
- пористость K_p и ее среднее значение $K_{p.ср}$ в пределах эффективной мощности;
- нефтенасыщенность K_n и ее среднее значение $K_{n.ср}$;
- плотность σ_n нефти при стандартных условиях (давление 0,1 МПа, температура 273 К);
- объемный коэффициент B_n , равный отношению объемов нефти в пластовых и стандартных условиях;
- вероятное значение коэффициента β_n вытеснения нефти из коллектора и его среднее значение $\beta_{n.ср}$. Коэффициент вытеснения зависит от многих факторов (нефтеотдачи коллектора, определяемой разностью коэффициентов $K_n - K_{но}$, начальной и остаточной нефтенасыщенности, охвата пласта эксплуатационными скважинами, темпов отбора), поэтому в расчете используется вероятное значение исходя из опыта эксплуатации аналогичных коллекторов.

По перечисленным параметрам определяют геологические запасы нефти:

$$Q_{\text{геол}} = (\sigma_n / B_n) (S_n \cdot h_{эф.ср} \cdot K_{п.ср} \cdot K_{н.ср})$$

и извлекаемые запасы:

$$Q_{\text{извл}} = (\sigma_{\text{н}} / B_{\text{н}}) (S_{\text{н}} \cdot h_{\text{эф.ср}} \cdot K_{\text{п.ср}} \cdot K_{\text{н.ср}} \cdot \beta_{\text{н}}).$$

На основе комплексной интерпретации данных ГИС на стадиях поисков, разведки и разработки нефтегазовых месторождений решаются следующие задачи: открытие и оконтуривание месторождения, изучение его геологического строения, выделение и исследование коллекторов в продуктивных отложениях, определение основных параметров коллекторов, необходимых для подсчета запасов и составления проектных документов на разработку нефтегазовых месторождений.

Комплексной интерпретации предшествует качественная обработка и количественная интерпретация с определением геофизических параметров по диаграммам отдельных геофизических методов.

Различают следующие этапы комплексной интерпретации данных ГИС по одной отдельно взятой скважине:

- 1) литологическое расчленение разреза скважины с составлением предварительной литологической колонки;
- 2) выделение коллекторов, оценка характера их насыщения с составлением рекомендаций на опробование перспективных пластов;
- 3) определение эффективной мощности продуктивных коллекторов, установление водонефтяного и газожидкостного контактов;
- 4) определение коэффициентов пористости / нефтегазонасыщения.

При решении этих задач используют общие геологические сведения о районе работ, информацию, полученную в процессе бурения, результаты опробования перспективных пластов испытателями на трубах и кабеле, данные образцов пород, отобранных при бурении и боковым стреляющим грунтоносом.

При подсчете запасов и составлении проекта документов на разработку проводят корреляцию разрезов скважин по геофизическим материалам; построение на основании корреляции карт структурных, равной мощности, удельного нефтегазосодержания по объектам подсчета запасов; построение детальных карт изменения коллекторских свойств для объектов разработки.

РАСЧЛЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Расчленение продуктивной части разреза скважины — это выделение **слоев** различного литологического состава, установление последовательности их залегания и в конечном итоге выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов изучения разрезов. В этом комплексе в настоящее время основное место занимают геофизические методы, которыми в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий.

Выделению коллекторов по геофизическим данным способствует наличие характерных показаний на различных **геофизических кривых**. Интерпретация кривых наиболее достоверна при совместном использовании в комплексе геофизических и геологических исследований. При этом следует иметь в виду, что керн в ряде случаев не дает достаточно полного представления о положении границ в разрезе залежи.

Выделение коллекторов в терригенном и карбонатном разрезах имеет свои особенности.

Песчаные и алевролитовые коллекторы в терригенных разрезах, являющиеся обычно поровыми коллекторами, выделяются наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы - по наибольшему отклонению кривой ПС от линии глин, по минимальной гамма-активности на кривой ГК, по сужению диаметра скважины на кавернограмме в результате образования глинистой корки при бурении скважины. Для выделения малопористых плотных песчано-алевролитовых коллекторов проводят дополнительно электрическое микрозондирование, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж.

Для распознавания глинистых коллекторов используют следующий комплекс: амплитуды кривой ПС, удельные сопротивления, кавернограммы, кривые микрокаротажа, гамма-каротажную кривую.

Коллекторы в карбонатном разрезе (известняки и доломиты) имеют различные структуры пустотного пространства. Распознавание отдельных типов по геологическим и геофизическим материалам весьма сложно.

Петрофизические свойства микрокавернового карбонатного коллектора близки к таким же свойствам гранулярных песчаных коллекторов. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе в этом случае заключается в расчленении разреза теми же методами на плотные и пустотные породы и в выделении среди последних высокопористых разностей. При тонком переслаивании плотных и пористых разностей наиболее надежные результаты могут быть получены по данным микрозондирования.

Для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород разработаны специальные комплексы геофизических исследований и их интерпретации:

электрометрия, нейтронный каротаж, результаты анализа керна; проведение повторных измерений в скважине при смене растворов (метод двух растворов); совместное использование данных радиометрии и акустического каротажа и др.

Учитывая отмеченные особенности подходов к расчленению терригенного и карбонатного разрезов, для каждого конкретного объекта (продуктивного горизонта, толщи) в зависимости от литологического состава пород, слагающих разрез, толщин отдельных слоев и пластов выбирается определенный комплекс геофизических исследований скважин, включающий методы, наиболее информативные в данных конкретных условиях.

Далее приведены типичные кривые различных геофизических методов, позволяющих выделять интервалы пород-коллекторов в разрезах скважин.

Условные обозначения:

R_k – кажущееся удельное сопротивление

$\Delta U_{сп}$ – потенциал самопроизвольной поляризации

I_γ - интенсивность естественного гамма излучения

$I_{\gamma\gamma}$ - интенсивность вторичного гамма излучения

$I_{n,\tau}$; $I_{n,n}$; $I_{n,\gamma}$ – интенсивность гамма излучения по методам ННКТ, ННКН, НГК

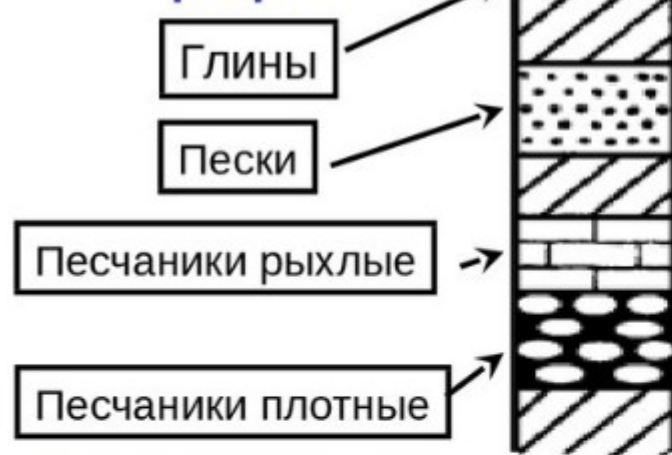
Δt_p – интервальное время пробега волны (АК)

D_c – диаметр скважины (результат исследований каверномером)

D_n – номинальный диаметр скважины

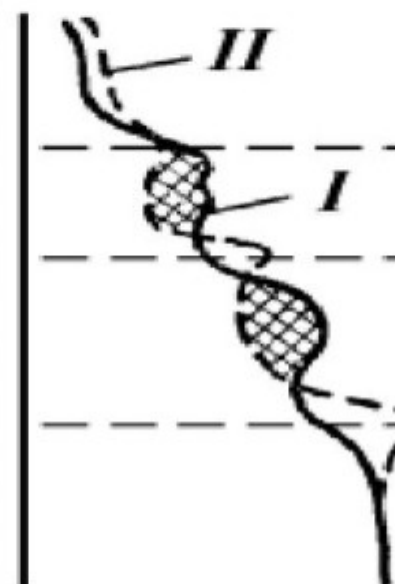
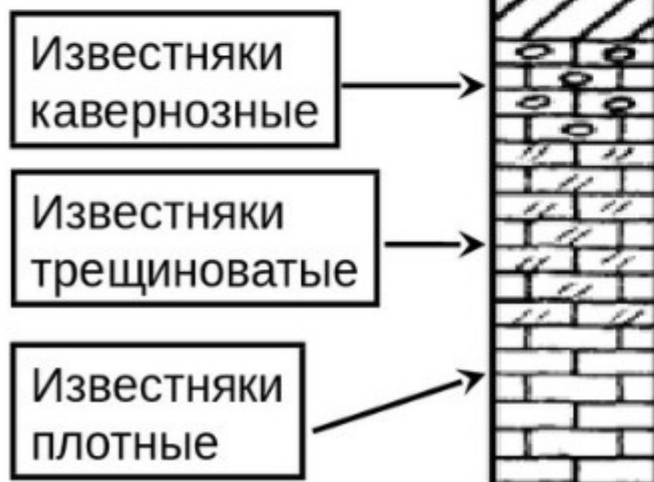
$T_{пр}$ – время проходки (бурения)

Песчано-глинистый разрез



Метод сопротивлений
Выделение коллекторов по расхождению кривых кажущихся сопротивлений ρ_k зондов малого и большого размера;

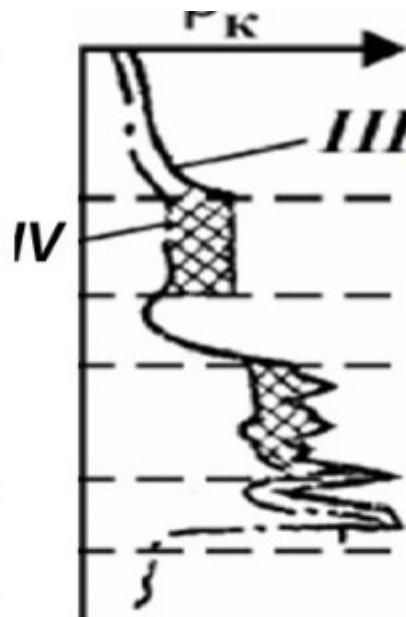
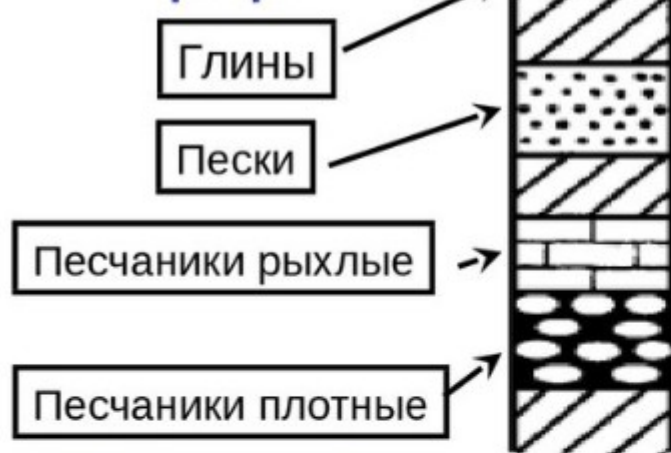
Карбонатный разрез



I – малый
потенциал-зонд

II - средний
градиент-зонд

Песчано-глинистый разрез

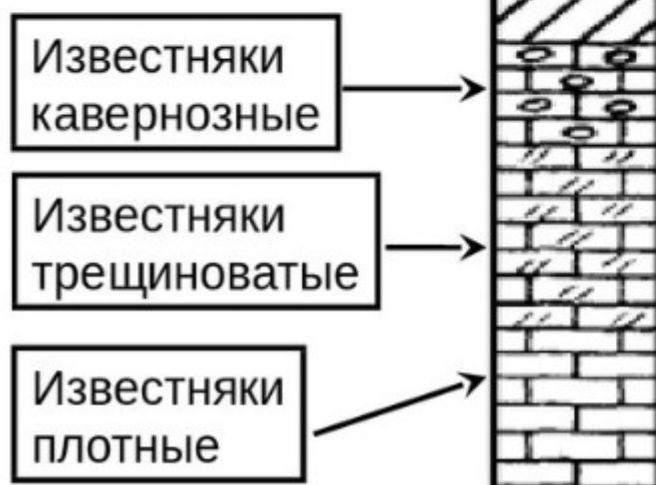


метод микрозондов

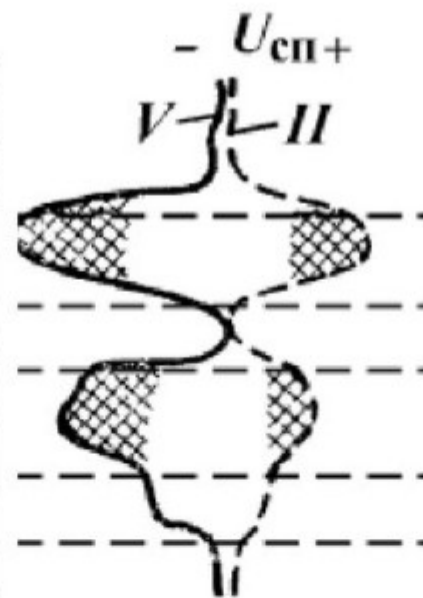
(МЗ) по
положительному
приращению
микропотенциал-зонда
(МПЗ) над
микроградиент-зондом
(МГЗ):

$$\Delta\rho_{\text{К.МЗ}} = \rho_{\text{К.МЗ}} + \rho_{\text{К.МГЗ}}$$

Карбонатный разрез

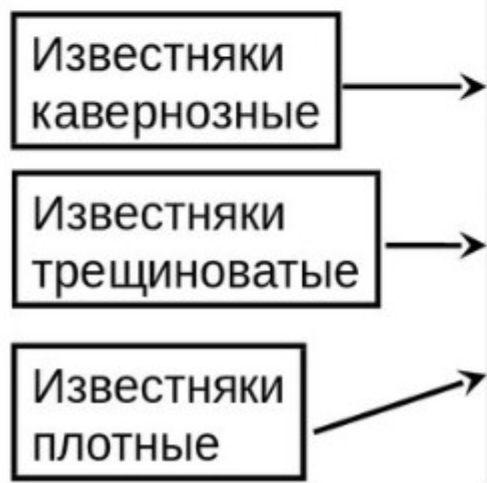


Песчано-глинистый разрез



Метод потенциалов
собственной
поляризации (СП)
- по отрицательной
аномалии $\Delta U_{сп}$;

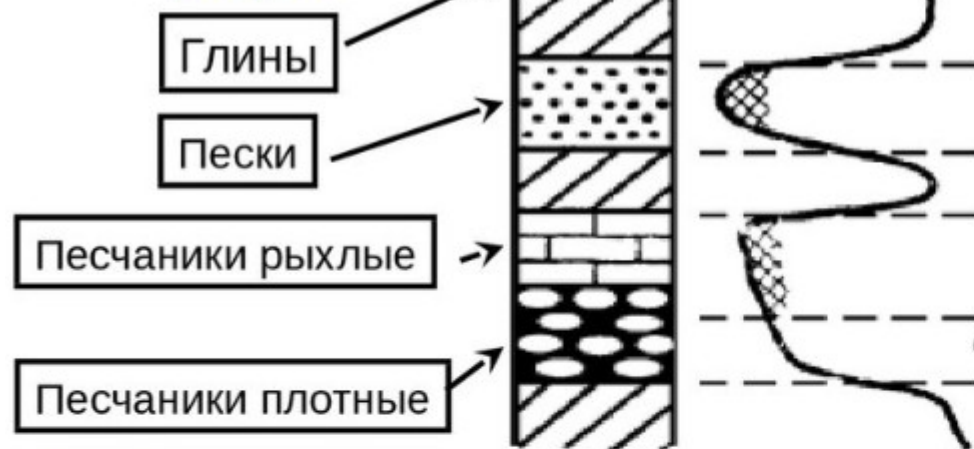
Карбонатный разрез



V: $P_{\phi} > P_z$

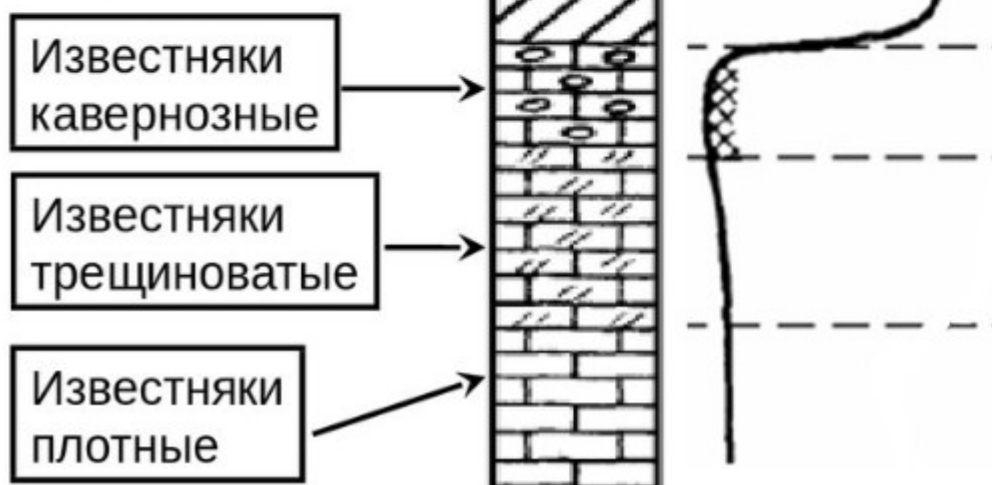
VI : $P_{\phi} < P_z$

**Песчано-глинистый
разрез**

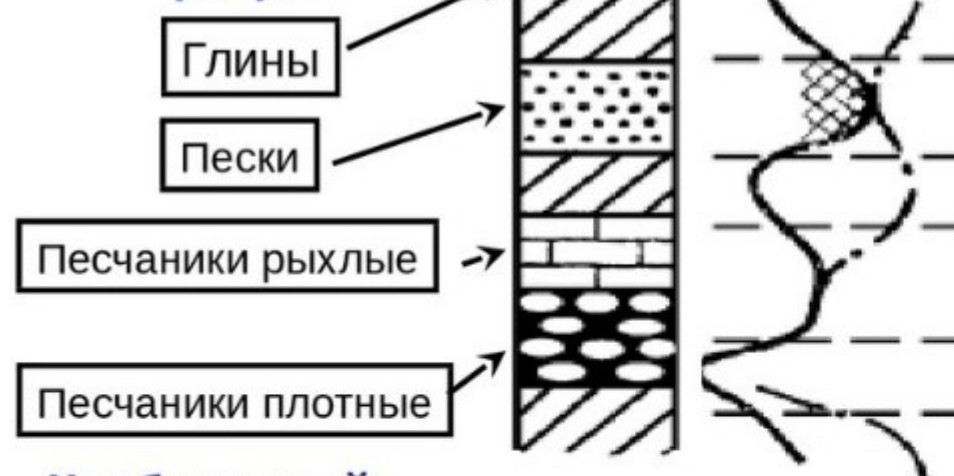


метод естественного
гамма-излучения (ГМ) —
по низким значениям I ;

**Карбонатный
разрез**



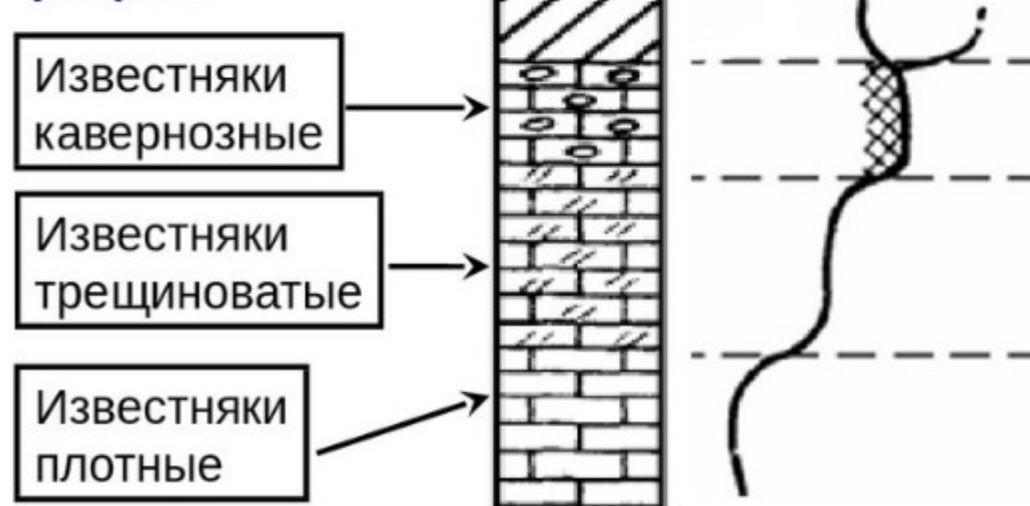
Песчано-глинистый разрез



гамма-гамма метод (ГГМ)

— по повышенным
значениям I ;

Карбонатный разрез



Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

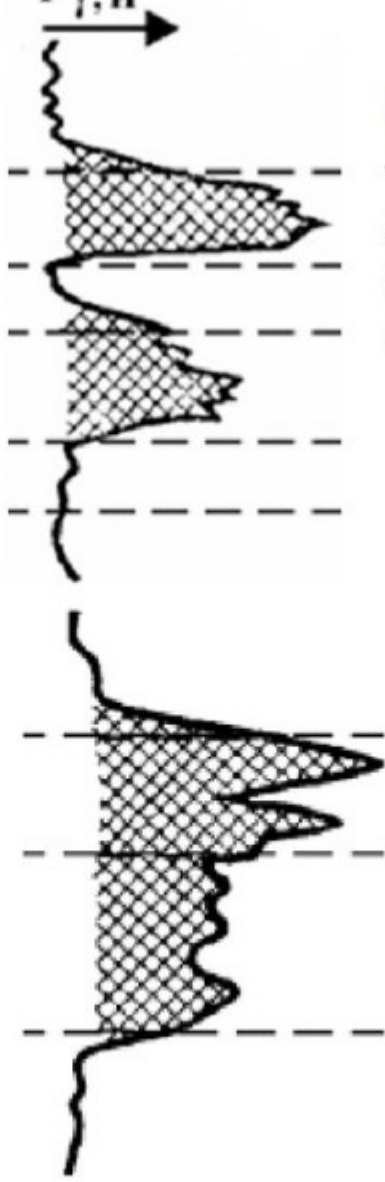
Известняки
трещиноватые

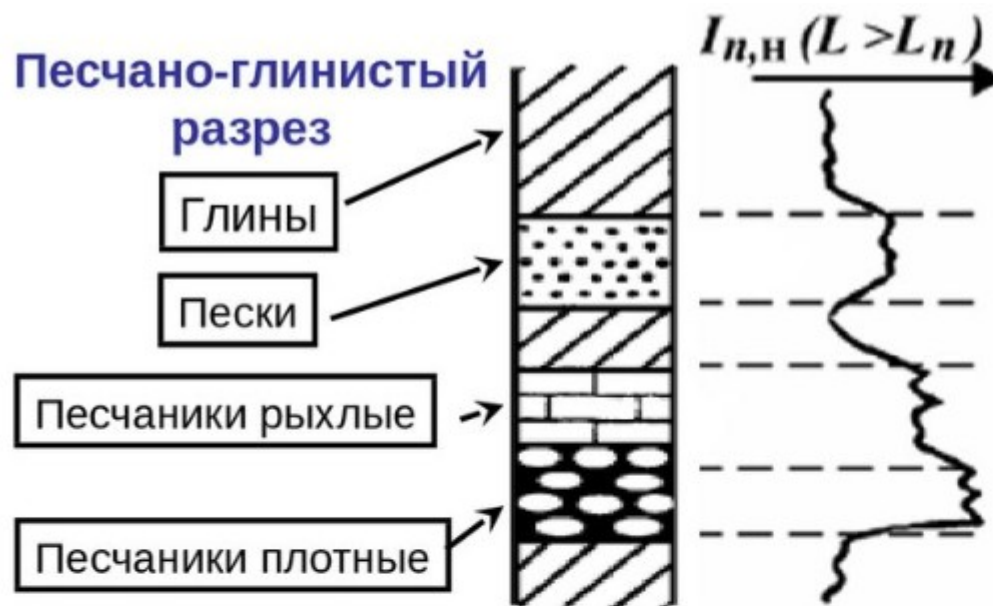
Известняки
плотные

$I_{\gamma, n}$

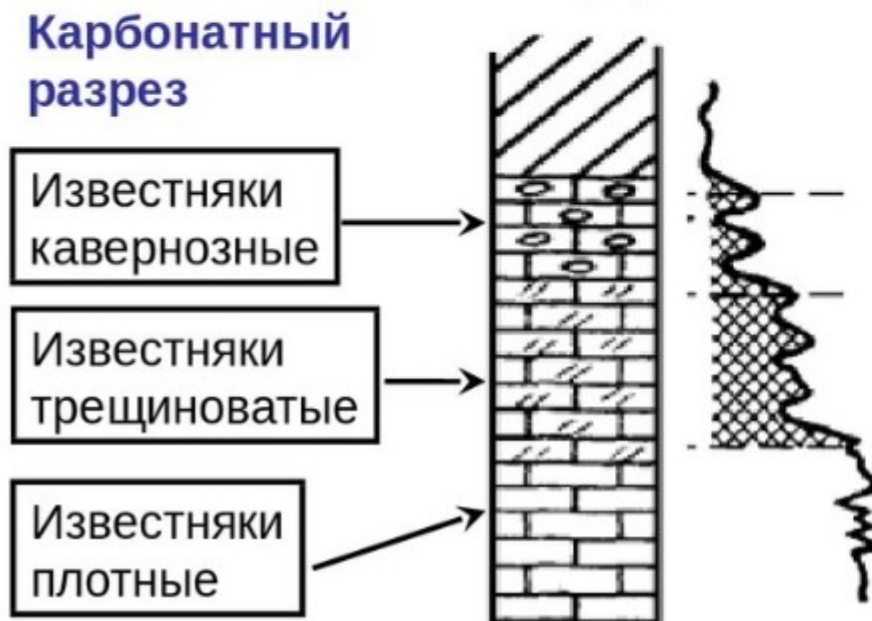
метод изотопов

— по повышенным
значениям I в сравнении
с фоновыми значениями
после закачки изотопов;

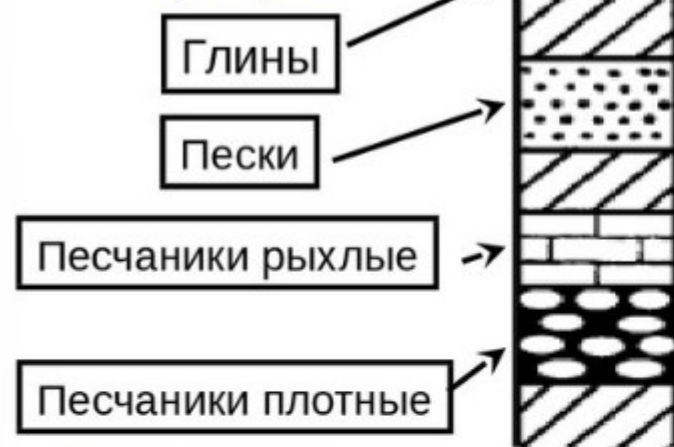




Нейтронные и нейтронные гамма-методы (ННМ и НГМ) — по понижающимся значениям $1n,t$; $1n,n$; $1n,y$ (карбонатные коллекторы); при высокой минерализации вод по хлору коллекторы могут выделяться повышенными значениями I_n и пониженными значениями I_n , измеренными зондами разного размера (L и L_n);



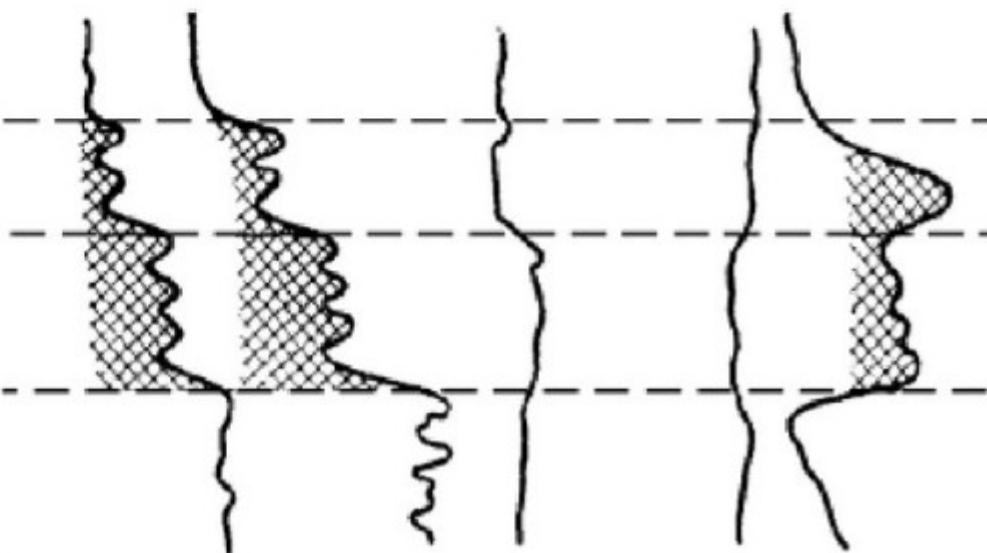
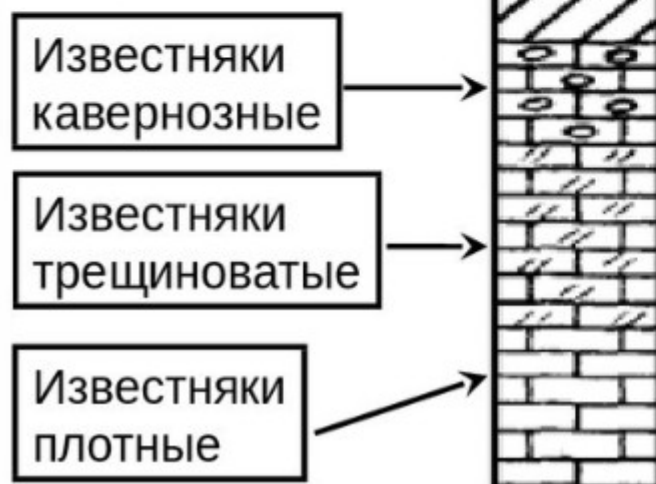
Песчано-глинистый разрез



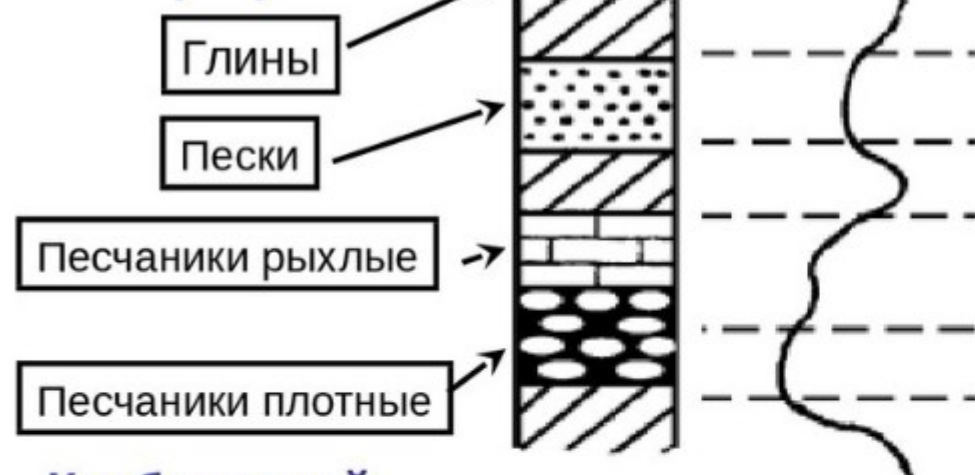
$I_{n,\tau}(L > L_n)$ $I_{n\gamma}(L > L_n)$ $I_{n\gamma}(L < L_n)$ $I_{n,\tau}(L < L_n)$



Карбонатный разрез



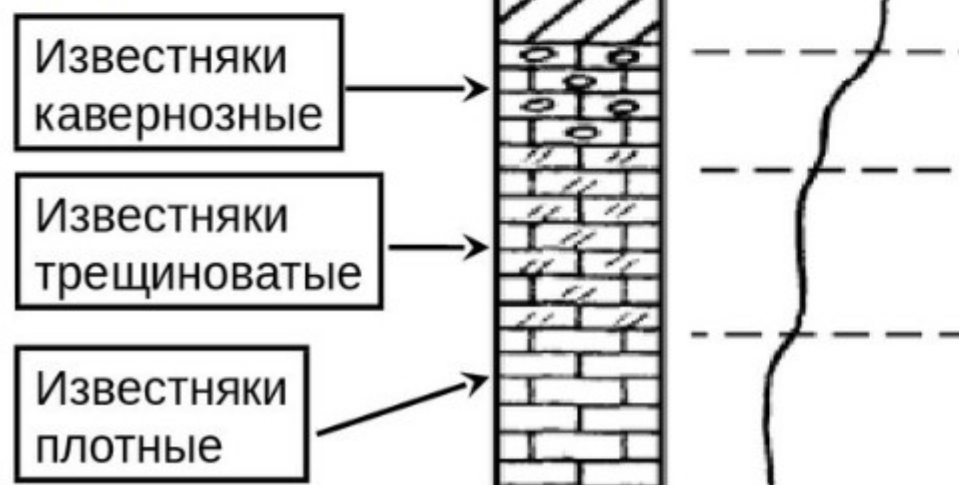
Песчано-глинистый разрез



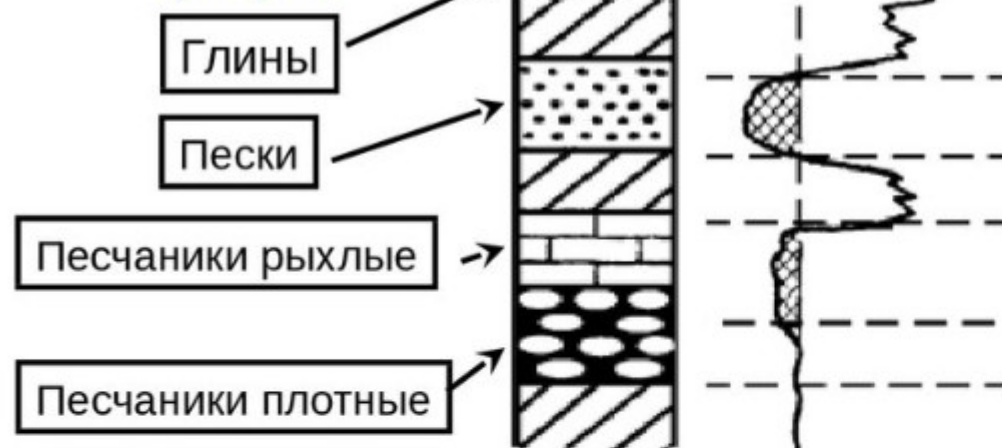
ультразвуковой метод

— по достаточно высоким значениям интервального времени пробега волны Δt_n ;

Карбонатный разрез



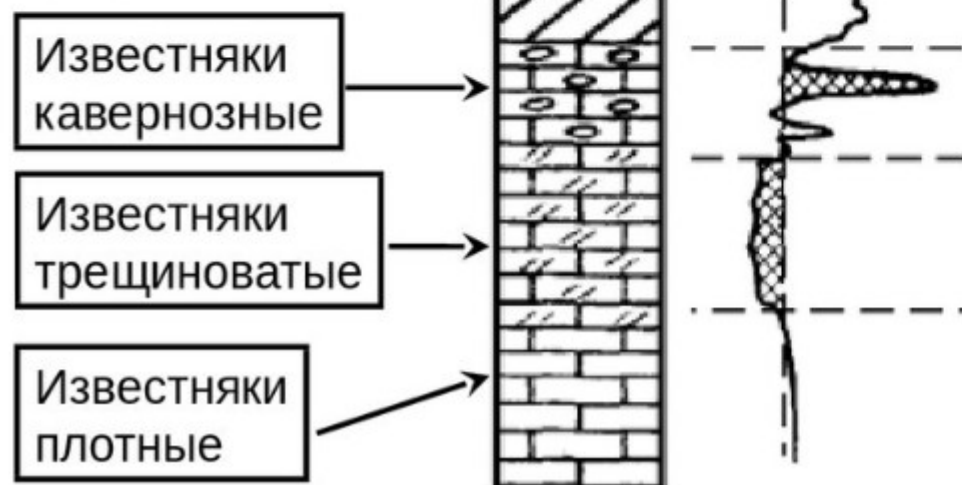
Песчано-глинистый разрез

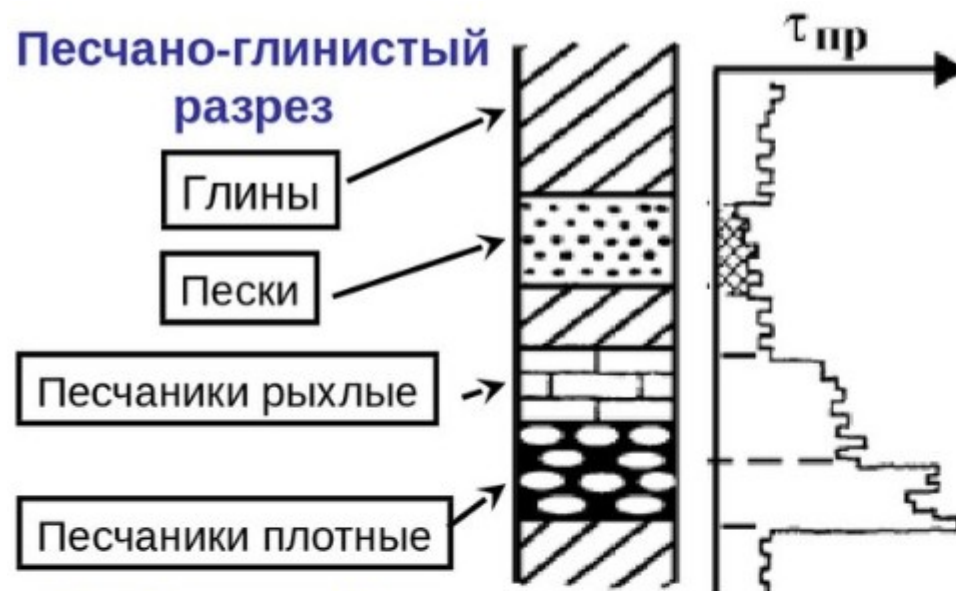


метод кавернометрии

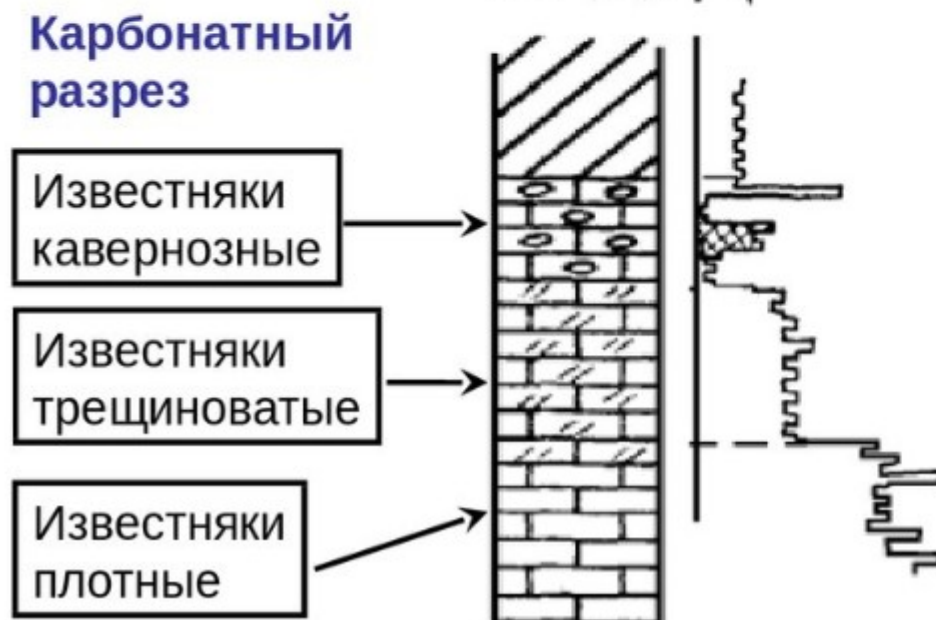
— по увеличению
толщины глинистой корки
(сужению диаметра
ствола скважины d_c по
сравнению с
номинальным ее
диаметром d_n);

Карбонатный разрез





метод продолжительности
проходки — по НИЗКИМ
значениям $\tau_{пр}$.



Песчаники характеризуются:

- широким диапазоном изменения ρ_k (**кажущегося сопротивления**, измеренного методом **электрокаротажа**) ; для газоносных и нефтеносных пород обычно характерны высокие значения ρ_k , для водонасыщенных — низкие;
- отрицательными аномалиями $\Delta U_{сп}$ (**потенциала самопроизвольной поляризации**), уменьшающимися при увеличении глинистости песчаного пласта;
- более высокими, чем у глин, значениями $\rho_{кз}$ (**сопротивления измеренного микрозондами**), при этом $R_{кмпз} > R_{кмгз}$ (кривые расходятся, сопротивление по микропотенциал зонду > чем по микроградиент зонду);
- низкими значениями I_{γ} (**интенсивность** естественного гамма излучения, измеренного методом гамма-каротажа) , повышающимися против глинистых полимиктовых и глауконитовых песчаников;

- понижением значений $I_{\gamma\gamma}$ (интенсивность гамма излучения, измеренная методом гамма-гамма каротажа) и Δt_p (интервальное время пробега, измеренное с помощью акустического каротажа) с уменьшением пористости и возрастанием их с увеличением глинистости;
- широким диапазоном изменений $I_n\gamma$ (интенсивность гамма излучения, измеренного с помощью нейтронного гамма каротажа), и I_n в зависимости от пористости, степени цементации и характера насыщенности;
- уменьшением d_c (диаметра скважины) из-за образования глинистой корки.

Глины обычно характеризуются:

- низкими значениями ρ_k (**кажущегося сопротивления**, измеренного методом **электрокаротажа**), которые увеличиваются при повышении плотности и карбонатности глин;
- положительными аномалиями **ΔU_p (потенциал самопроизвольной поляризации)** (кривая занимает крайнее правое положение);
- высокими значениями **I_γ (интенсивность** естественного гамма излучения, измеренного методом гамма-каротажа);
- высокими значениями **$I_\gamma \gamma$ (скорость счёта гамма-квантов, измеренная методом гамма-гамма каротажа)** и **Δt_p (интервальное время пробега, измеренное с помощью акустического каротажа)**, снижающимися в более плотных разностях;

- низкими показаниями $I_{n,y}$ и I_n ;
- увеличением d_c по сравнению с d_H ;
- максимальными значениями Δt_p ;

Глинистые сланцы характеризуются более высокими, чем у глин, значениями r_k , $I_n v$ и I_n , большими показаниями $\Delta U_{сп}$, более низкими значениями I_{vv} и Δt_p ; незначительным увеличением d_c или номинальным его значением.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) характеризуются:

- широким диапазоном изменения r_k в зависимости от типа и значения пористости, характера насыщения; нефтегазонасыщенные породы имеют более высокие значения r_k , чем водонасыщенные;
- отрицательными амплитудами $\Delta U_{сп}$, уменьшающимися при увеличении глинистости;
- низкими значениями I_y , возрастающими с увеличением глинистости;
- низкими значениями I_{yy} , возрастающими с увеличением пористости пород;
- широким диапазоном изменения $ln y$ и ln в зависимости от пористости, плотности пород и характера их насыщения;
- низкими значениями Δt_p , увеличивающимися при повышении глинистости;
- зависимостью величины dc от структуры пустотного пространства: в плотных разностях $dc = dH$, в карстовых полостях $dc \gg dH$, в карбонатных породах с трещинным пустотным пространством возможно $dc > dH$, в породах с межзерновой пористостью $dc < dH$;

При изучении разрезов скважин **выделяются**:

- 1) общая толщина горизонта (пласта) — расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах;
- 2) эффективная толщина, равная общей толщине за вычетом толщины прослоев неколлекторов, выделенных в разрезе горизонта;
- 3) нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина, равная суммарной толщине прослоев нефтегазонасыщенных коллекторов.

В чисто нефтяной зоне залежи (во внутреннем контуре нефтеносности) эффективная толщина равна нефтенасыщенной. В водонефтяной (водогазовой) зоне пласта нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина определяется как часть эффективной в интервале от его кровли до поверхности ВНК или ГВК.

Значения **эффективной** и **нефтегазонасыщенной** толщин в пределах площади залежи различаются, иногда довольно существенно. Для отображения изменения названных толщин строятся карты в изолиниях, называемые картами изопакит (изопакиты - линии равных значений толщины).

Метод построения карты изопакит такой же, как и структурной карты, — линейная интерполяция. В пределах внутреннего контура нефтегазонасыщенные значения конфигурации изопакит эффективной и продуктивной толщин совпадают. От внутреннего контура к внешнему идет закономерное уменьшение нефтегазонасыщенной толщины. Внешний контур нефтегазонасыщенный одновременно является линией нулевых значений эффективной нефтегазонасыщенной толщины, т.е. фактически границей залежи.

От полноты комплекса геофизических исследований, правильного его выбора, для конкретных условий, освещенности разреза керном зависит степень детальности расчленения разреза скважины.

Еще раз следует отметить, что в терригенном разрезе петрофизические свойства пород обусловлены глинистостью и поэтому здесь наиболее информативны показания ρ_k , U_{sp} и I_y . Карбонатные породы в основном различаются по типу пустотного пространства и его величине, поэтому в карбонатном разрезе более информативны нейтронные и акустические методы и метод сопротивлений.

Результаты расчленения разреза скважины представляются в виде литологической колонки, на которой приводятся кривые основного комплекса геофизических исследований.

Выделение коллекторов и неколлекторов позволяет определить в каждой скважине один из важных параметров, необходимый как для подсчета запасов, так и для эффективной организации разработки залежей и эксплуатации отдельных скважин, — толщины пластов и горизонта.