СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ SATBAYEV UNIVERSITY

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 карбонатных разрезах

Д.т.н., профессор

Ратов Боранбай Товбасарович

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 $S_н$ нефтенасыщенной части коллектора;

– эффективную мощность $h_{эф}$ нефтенасыщенного коллектора в каждой скважине и ее среднее значение $h_{эф.ср}$;

– пористость $К_п$ и ее среднее значение $К_{п.ср}$ в пределах эффективной мощности;

– нефтенасыщенность $К_н$ и ее среднее значение $К_{н.ср}$;

– плотность $\sigma_н$ нефти при стандартных условиях (давление 0,1 МПа, температура 273 К);

– объемный коэффициент $B_н$, равный отношению объемов нефти в пластовых и стандартных условиях;

– вероятное значение коэффициента $\beta_н$ вытеснения нефти из коллектора и его среднее значение $\beta_{н.ср}$. Коэффициент вытеснения зависит от многих факторов (нефтеотдачи коллектора, определяемой разностью коэффициентов $К_н - К_{но}$, 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:

$$Q_{геол} = (\sigma_н / B_н)\,(S_н \cdot h_{эф.ср} \cdot К_{п.ср} \cdot К_{н.ср})$$

и извлекаемые запасы:

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

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 методом 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 - про 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.

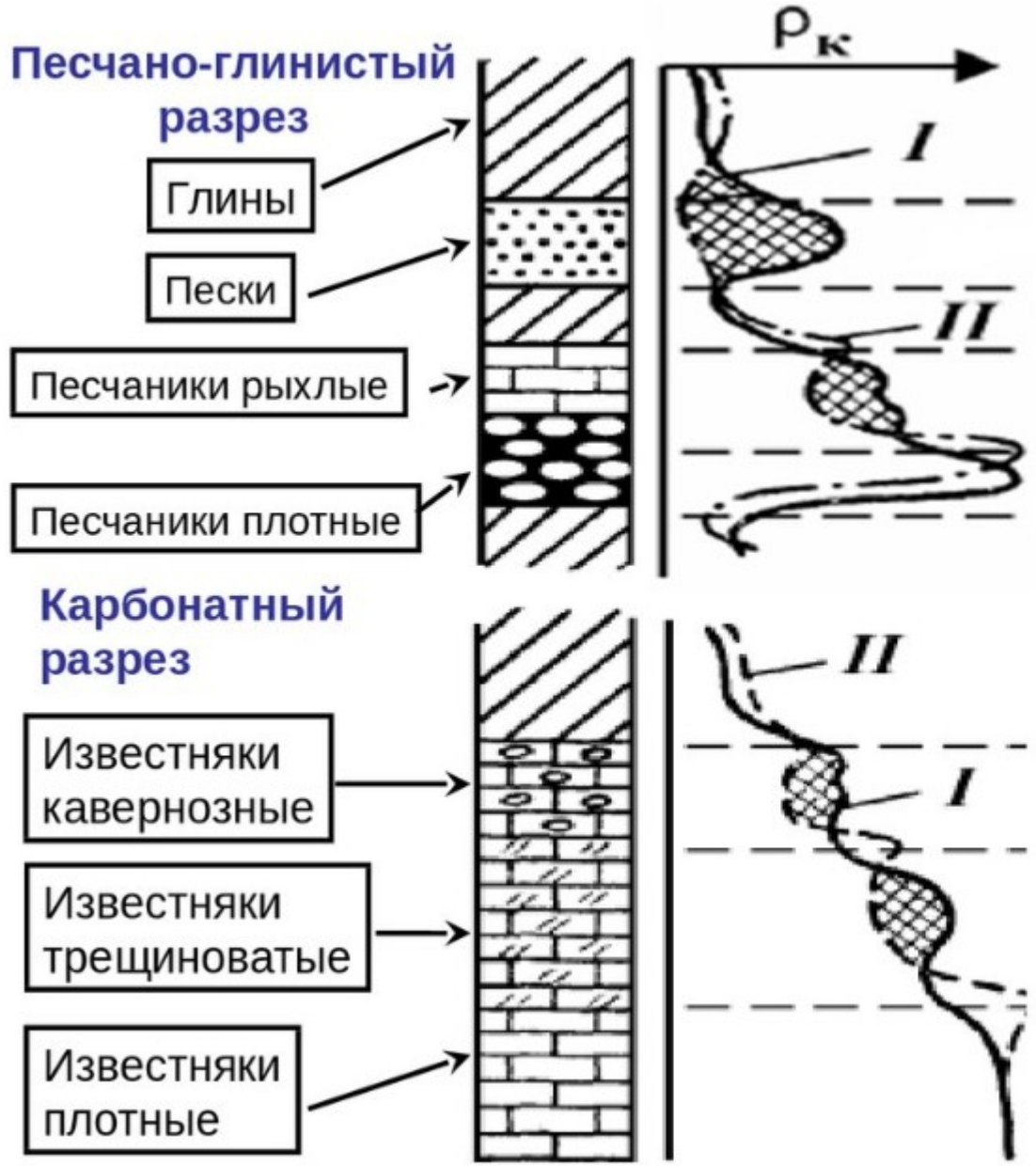
Для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород разработаны специальные комплексы геофизических исследований и их интерпретации:

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:
Рк – кажущееся удельное сопротивление
Δ*U*сп – потенциал самопроизвольной поляризации
I*γ* - интенсивность естественного гамма излучения
I*γγ* - интенсивность вторичного гамма излучения
In,т; *In,н; In,γ* – интенсивность гамма излучения по методам ННКТ, ННКН, НГК
Δтп – интервальное время пробега волны (АК)
Dc – диаметр скважины (результат исследований каверномером)
*D*н – номинальный диаметр скважины
Тпр – время проходки (бурения)



Метод сопротивлений

Выделение коллекторов по расхождению кривых кажущихся сопротивлений $\rho_к$ зондов малого и большого размера;

I – малый потенциал-зонд

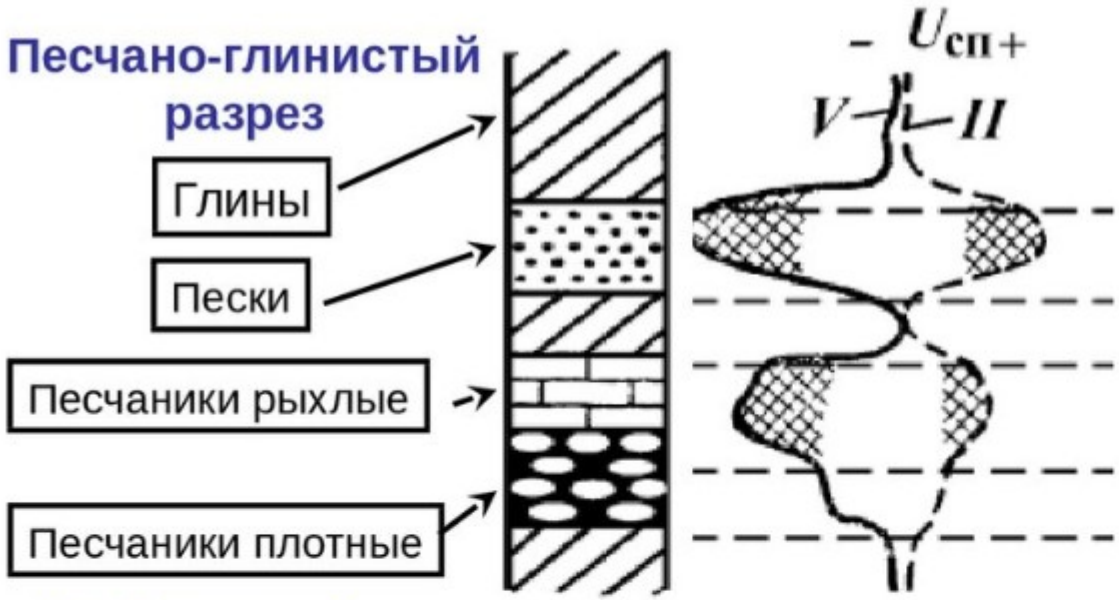
II - средний градиент-зонд



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

$$\Delta\rho_{к.мз} = \rho_{к.мз} + \rho_{к.мгз}$$

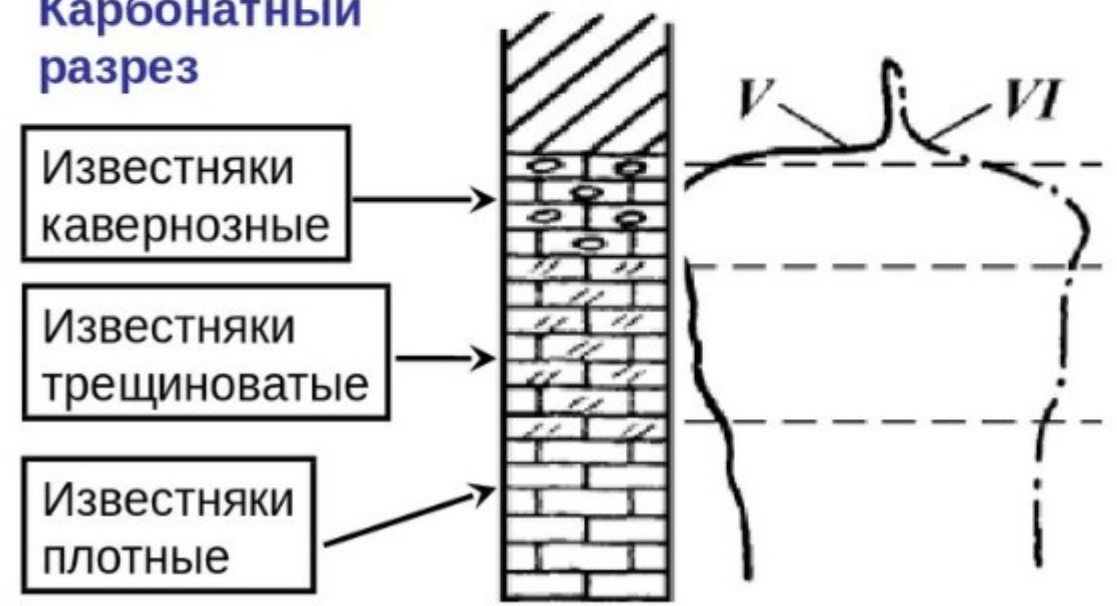
Песчано-глинистый разрез



Метод потенциалов собственной поляризации (СП)

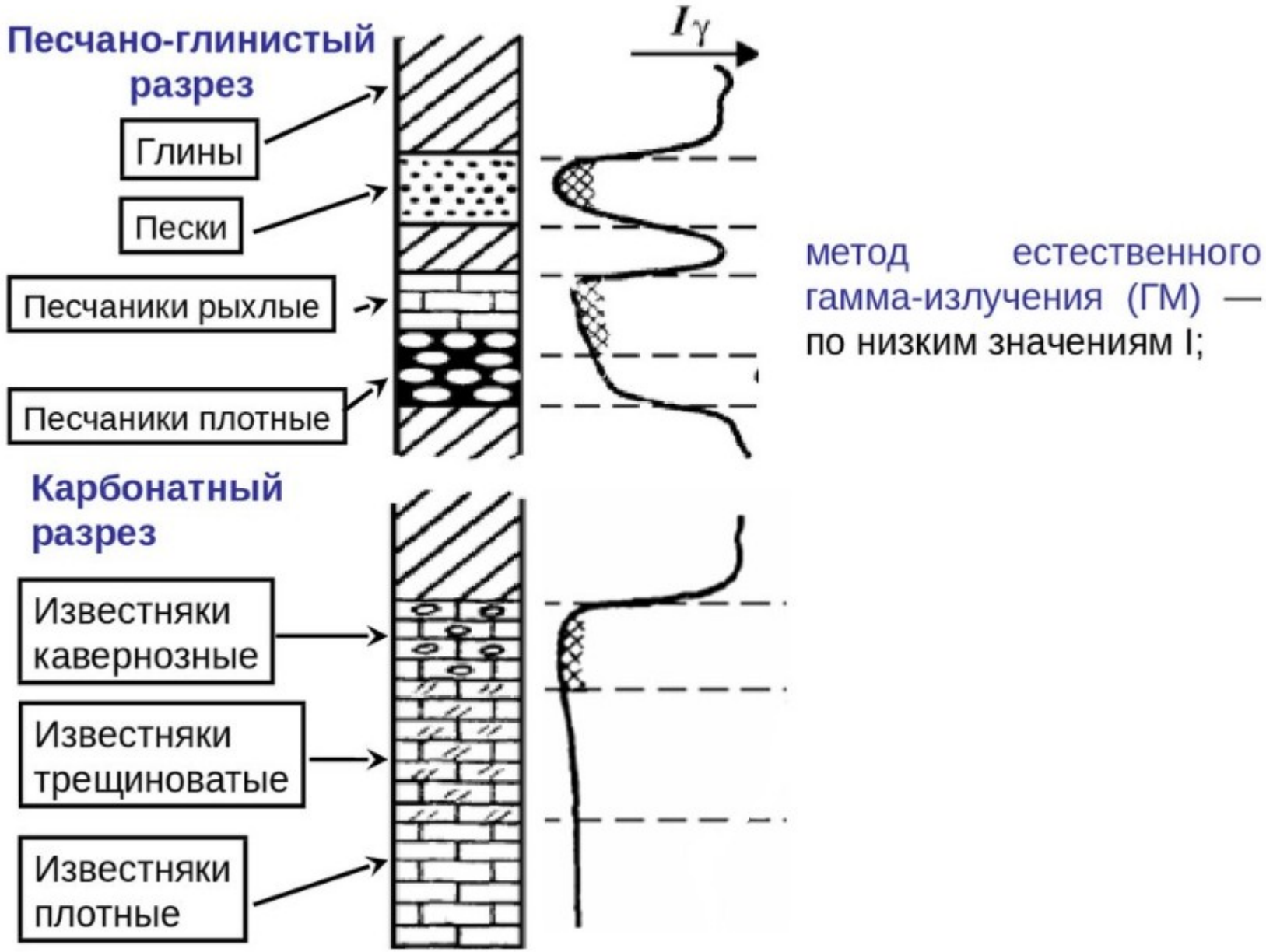
- по отрицательной аномалии ΔUсп;

Карбонатный разрез

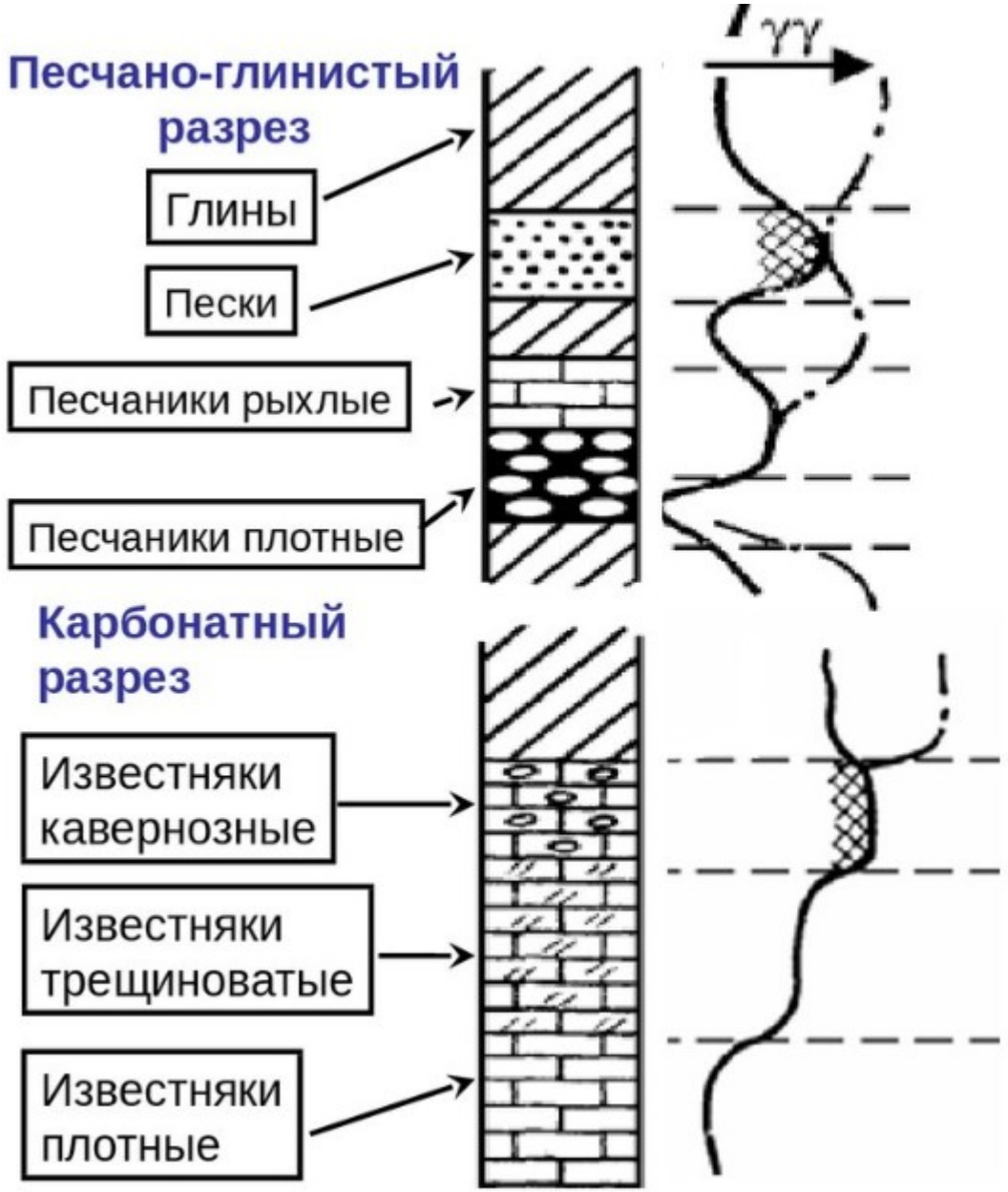


V: $P_ф > P_z$

VI : $P_ф < P_z$

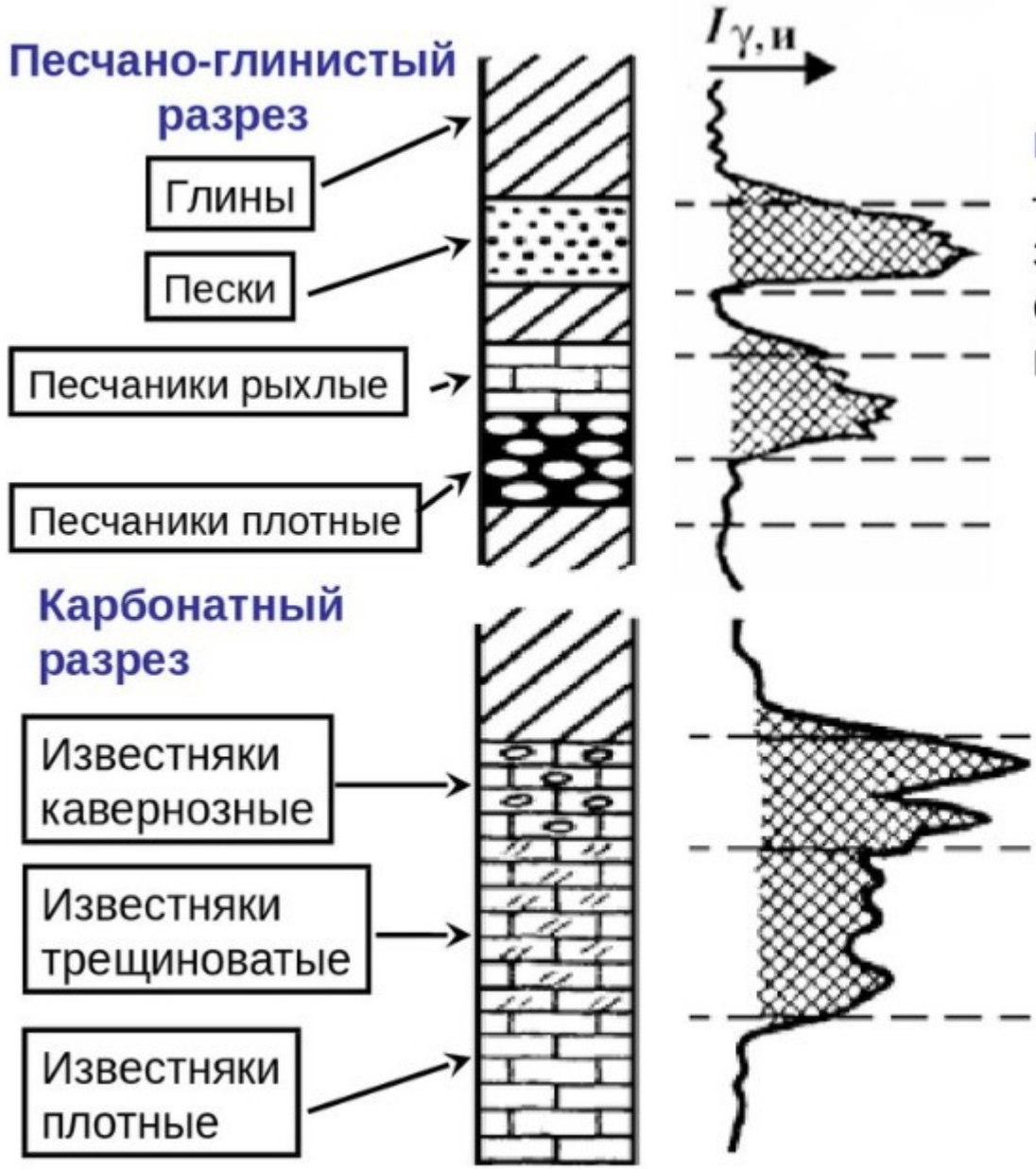


метод естественного гамма-излучения (ГМ) — по низким значениям I;

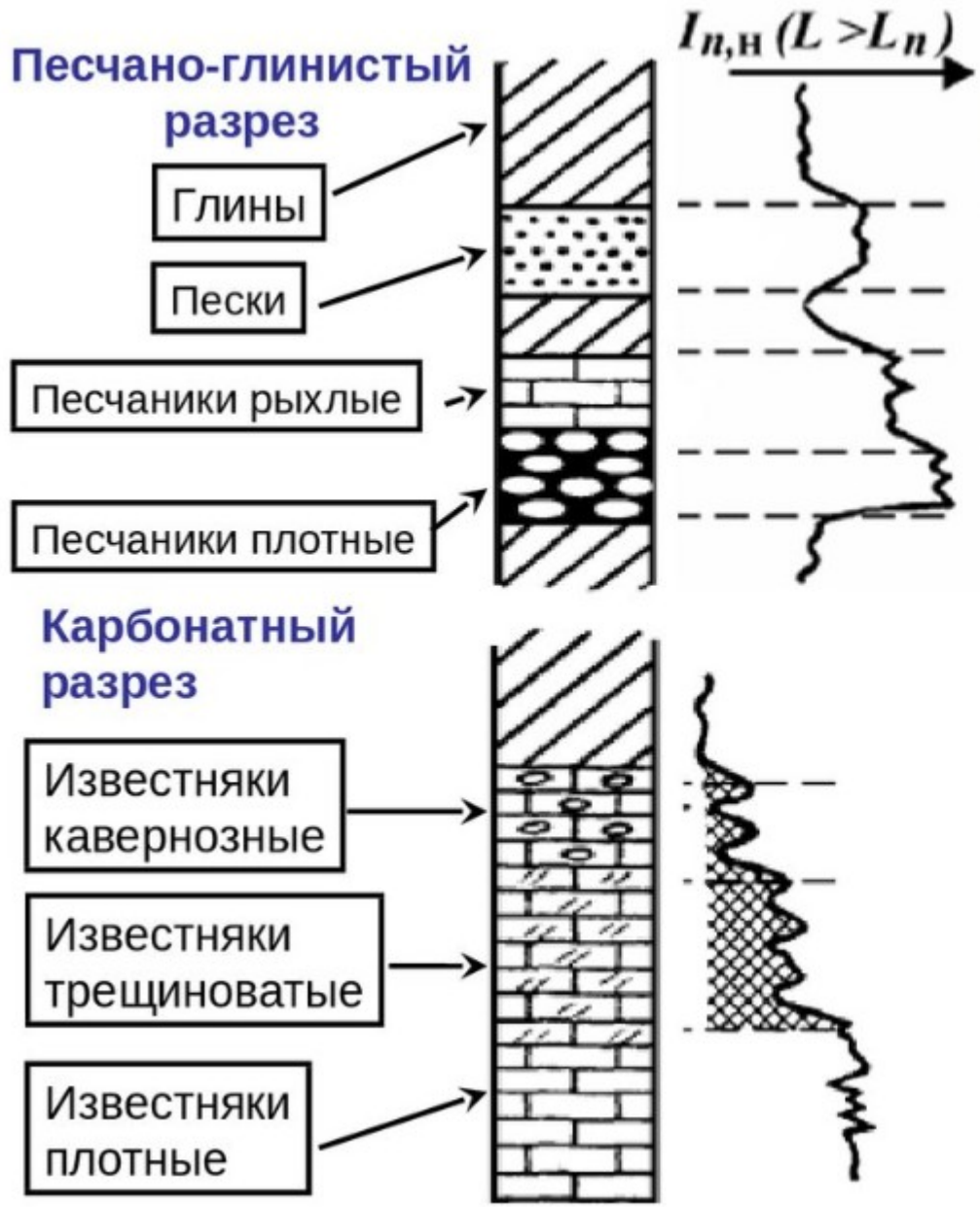


гамма-гамма метод (ГГМ)

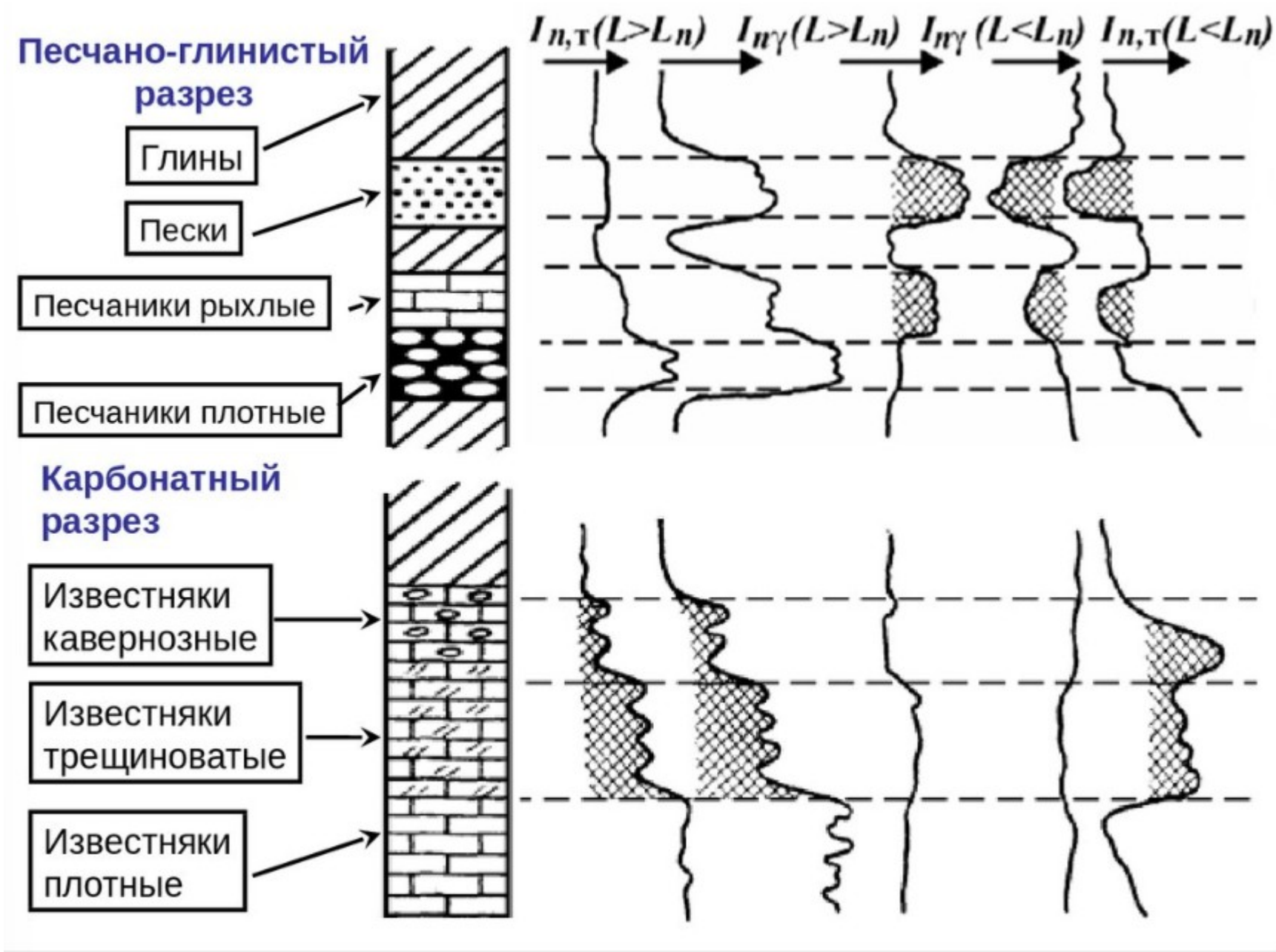
— по повышенным значениям *I*;

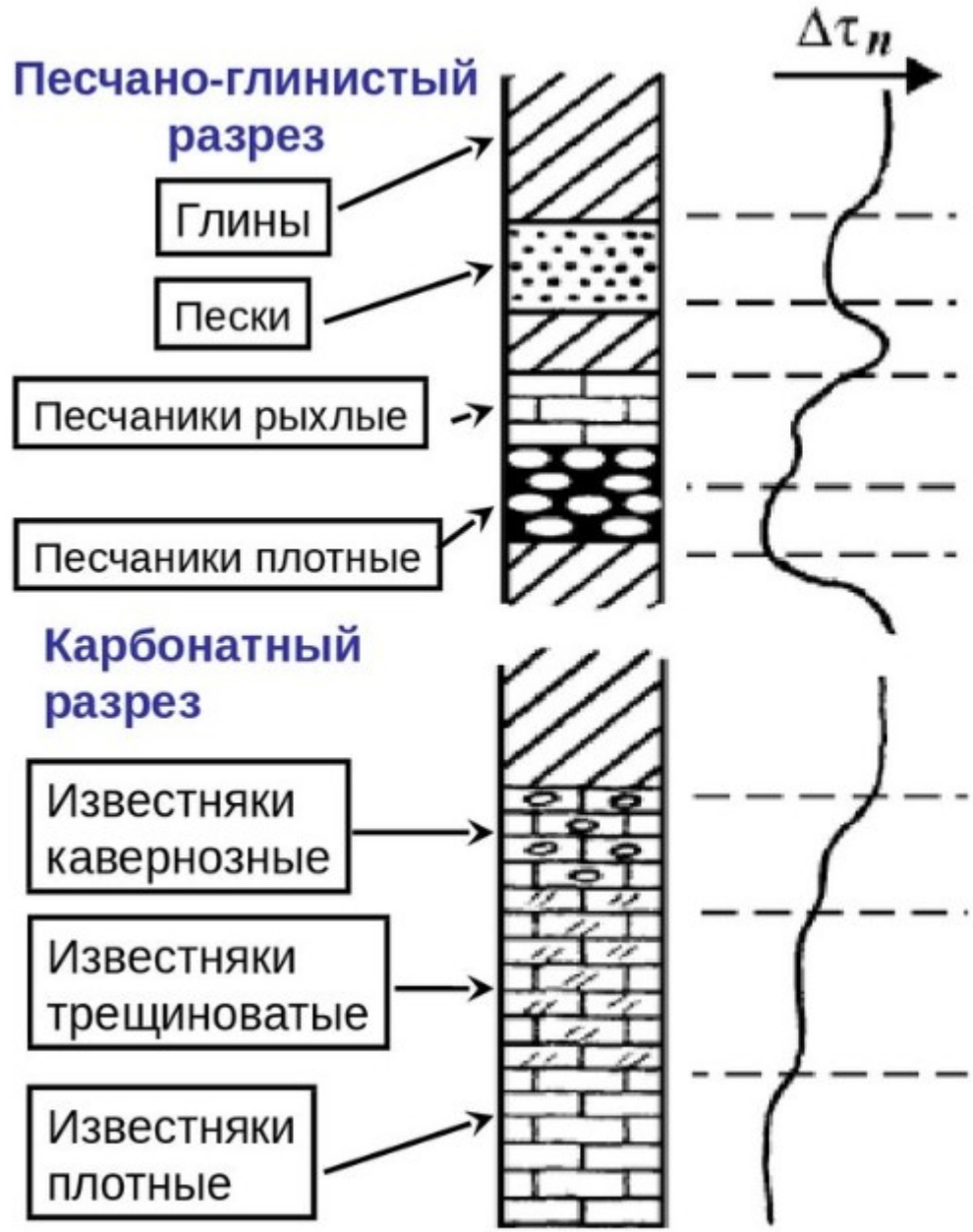


метод изотопов
— по повышенным значениям I в сравнении с фоновыми значениями после закачки изотопов;



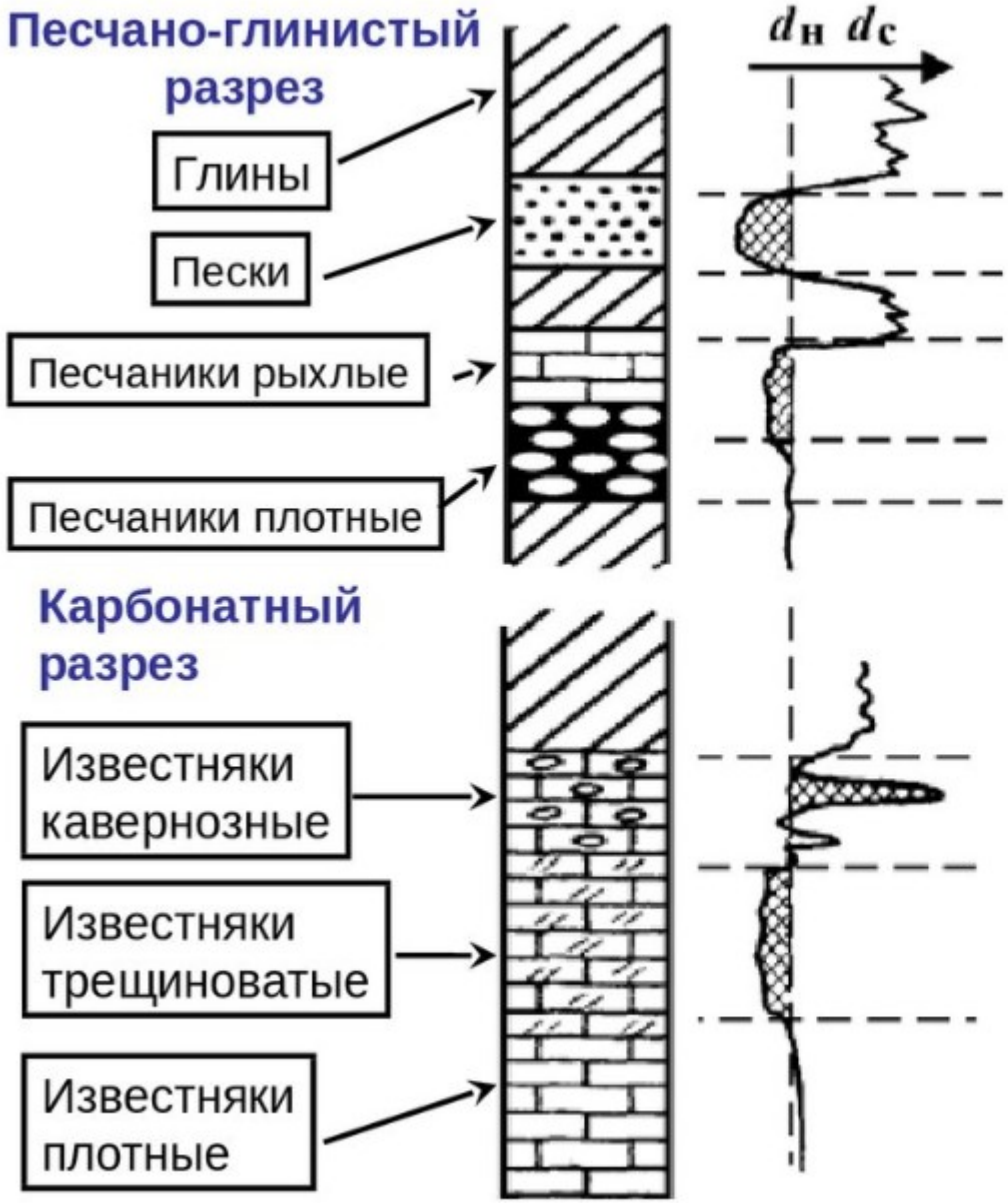
Нейтронные и нейтронные гамма-методы (ННМ и НГМ) — по понижающимся значениям *1n*,т; *1n,н; 1n,γ* (карбонатные коллекторы); при высокой минерализации вод по хлору коллекторы могут выделяться повышенными значениями I_n и пониженными значениями I_n, измеренными зондами разного размера *(L* и *Ln);*


Песчано-глинистый разрез
Глины
Пески
Песчаники рыхлые
Песчаники плотные
Карбонатный разрез
Известняки кавернозные
Известняки трещиноватые
Известняки плотные
$I_{n,\tau}(L>Ln)$
$I_{n\gamma}(L>Ln)$
$I_{n\gamma}(L<Ln)$
$I_{n,\tau}(L<Ln)$

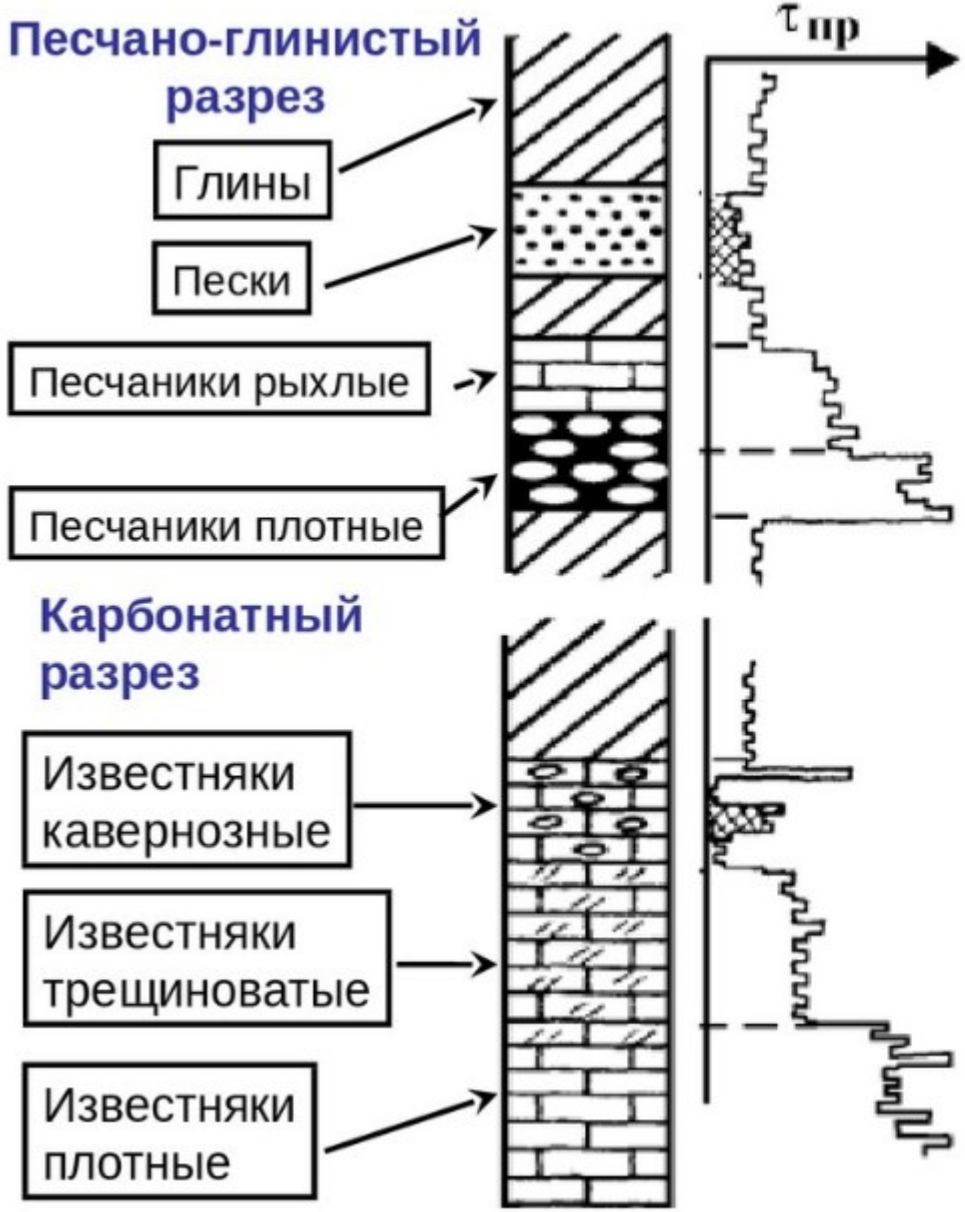


ультразвуковой метод

— по достаточно высоким значениям интервального времени пробега волны Δτп;



метод кавернометрии — по увеличению толщины глинистой корки (сужению диаметра ствола скважины *dc* по сравнению с номинальным ее диаметром *d*н);



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

Песчаники характеризуются:

- широким диапазоном изменения **$\rho_к$** (**кажущегося сопротивления**, измеренного методом **электрокаротажа**) ; для газоносных и нефтеносных пород обычно характерны высокие значения $\rho_к$, для водонасыщенных — низкие;

- отрицательными аномалиями **ΔUсп** (**потенциала самопроизвольной поляризации**), уменьшающимися при увеличении глинистости песчаного пласта;

- более высокими, чем у глин, значениями **ркз (сопротивления измеренного микрозондами)**, при этом **Ркмпз > Ркмгз** (кривые расходятся, сопротивление по микропотенциал зонду > чем по микроградиент зонду);

- низкими значениями **I *у (интенсивность*** естественного гамма излучения, измеренного методом гамма-каротажа) , повышающимися против глинистых полимиктовых и глауконитовых песчаников;

- понижением значений I *γ γ* ***(интенсивность гамма излучения, измеренная методом гамма-гамма каротажа)*** и **Δтп (интервальное время пробега, измеренное с помощью акустического каротажа)** с уменьшением пористости и возрастанием их с увеличением глинистости;

- широким диапазоном изменений I *n γ* **(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 ρк (**кажущегося сопротивления**, измеренного методом **электрокаротажа**), которые увеличиваются при повышении плотности и карбонатности глин;

- положительными аномалиями **ΔUп (потенциал самопроизвольной поляризации)** (кривая занимает крайнее правое положение);

- высокими значениями **I *γ* *(интенсивность*** естественного гамма излучения, измеренного методом гамма-каротажа);

- высокими значениями I *γ γ* ***(скорость счёта гамма-квантов, измеренная методом гамма-гамма каротажа)*** и **Δtп (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 Δτп;

Глинистые сланцы характеризуются более высокими, чем у глин, значениями ρк, I*n v* и I*n* , большими показаниями Δ*U*сп, более низкими значениями I*vv* и Δτп ; незначительным увеличением *d*c или номинальным его значением.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) характеризуются:

- широким диапазоном изменения рк в зависимости от типа и значения пористости, характера насыщения; нефтегазонасыщенные породы имеют более высокие значения рк, чем водонасыщенные;

- отрицательными амплитудами Δ*U*сп, уменьшающимися при увеличении глинистости;

- низкими значениями I *y,* возрастающими с увеличением глинистости;

- низкими значениями I *y y* , возрастающими с увеличением пористости пород;

- широким диапазоном изменения I*n y* и I*n* в зависимости от пористости, плотности пород и характера их насыщения;

- низкими значениями Δтп, увеличивающимися при повышении глинистости;

- зависимостью величины *d*с от структуры пустотного пространства: в плотных разностях *dc* = *d*Н, в карстовых полостях *dc* » *d*Н, в карбонатных породах с трещинным пустотным пространством возможно *dc* > *d*Н, в породах с межзерновой пористостью *dc* < *d*Н;

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 изопахит (изопахиты - линии равных значений толщины).

Метод построения карты изопахит такой же, как и структурной карты, — линейная интерполяция. В пределах внутреннего контура нефтегазоносное значения конфигурации изопахит эффективной и продуктивной толщин совпадают. От внутреннего контура к внешнему идет закономерное уменьшение нефтегазонасыщенной толщины. Внешний контур нефтегазоносное 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 рк, *Ucn* и Iy. 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.