



*Петрофизика
и геофизические
исследования скважин
(ГИС)*

составил профессор Кузнецов Г. С.

1. Петрофизика

Петрофизика (физика горных пород) – дисциплина естествознания, в которой изучают закономерности изменения физических свойств горных пород и связи между этими свойствами.

Петрофизика является теоретической основой интерпретации результатов геофизических исследований скважин.

Петрофизика изучает свойства горных пород и законы их изменения:

1. физических и физико-химических процессов, во время которых проявляются их физические и физико-химические свойства (пористость, плотность, водо-, газо-, нефте-насыщенность, тепло- и электропроводимость, намагниченность, упругость, радиоактивность и др.);
2. петрофизические величины этих свойств (коэффициенты пористости, проницаемости, электропроводности, радиоактивности и др.) ;
3. причины и законы изменения петрофизических величин по разрезам скважин;
4. взаимосвязи петрофизических величин между собою и с другими величинами.
5. другие свойства горных пород и закономерности их изменения.

Неоднородность, дисперсность, глинистость горных пород

- Горная порода является гетерогенной – неоднородной – системой.
- *Фазовый состав*: порода представлена тремя фазами – твердой, жидкой и газообразной, или двумя – твердой, жидкой или твердой и газообразной.
- *Компонентный состав*: каждая фаза представлена одним, двумя или несколькими минералами (твердая фаза), жидкостями (жидкая фаза), газами (газообразная фаза).
- Каждый минерал скелетной фазы, жидкий или газообразный компонент поразполнителя имеет определенный *химический состав*.
- *Структурно-текстурное строение* характеризует более сложное образование, состоящее из двух и более различных пород, чередующихся в объеме изучаемого геологического объекта.
- *Фазовая неоднородность породы* предполагает наличие границ раздела между обособленными объемами, занимаемыми каждой фазой.
- *Компонентная неоднородность породы* характеризуется составом твердой, жидкой и газообразной фаз.
- Примером *текстурной неоднородности* являются разновидности глинистого песчаника, содержащие глинистый материал, распределенный по объему в виде прослоев, чередующихся с прослоями песчаника, линзочек или гнездовидных включений.
- Масштабы неоднородности зависят от ее природы и образуют различные уровни неоднородности.

Глинистость осадочных горных пород характеризуется содержанием в минеральном скелете частиц с эффективным диаметром менее 10 мкм.

Наличие глинистости в горных породах существенно изменяет их физические свойства: уменьшает пористость, проницаемость, увеличивает содержание связанной воды и др.

Массовая глинистость рассчитывается по данным гранулометрического анализа:

$$C_{\text{гл}} = M_{<0,01} / M_{\text{ТВ}},$$

$M_{<0,01}$ - масса фракции с $d_{\text{эф}} < 10 \text{ мкм}$. $M_{\text{ТВ}}$ - масса сухой навески анализируемого порошка - твердой фазы минерального скелета породы.

Коэффициент объемной глинистости при равенстве плотности скелетных зерен породы и глинистой фракции.

$$K_{\text{зл}} = C_{\text{зл}} (1 - K_n),$$

где K_n - коэффициент общей пористости.

Если плотности не равны $\delta_{\text{ск}} \neq \delta_{\text{гл}}$, то

$$K_{\text{зл}} = C_{\text{зл}} \delta_{\text{ск}} (1 - K_n) / \delta_{\text{зл}}.$$

Коэффициент относительной глинистости характеризует степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зернами

$$\eta_{\text{гл}} = K_{\text{зл}} / (K_{\text{зл}} + K_n).$$

Пористость

Свойство пород содержать разные, не заполненные твердой фазой объемы $V_{\text{пор}}$ в определенном сухом их объеме V_c называется пористостью.

Количественно объем всех видов пор и полостей в горных породах принято оценивать коэффициентом пористости:

$$K_n = V_n / V.$$

где V_n - объем полостей, заключенных в породе; V – объем породы (для набухающих пород V – объем сухой породы).

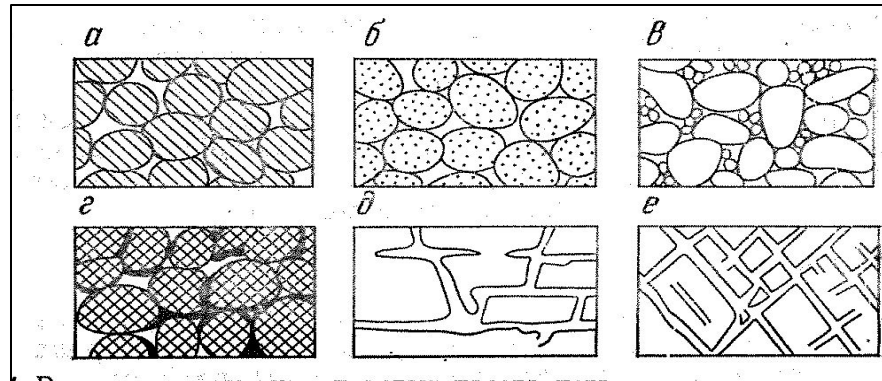


Рис.1. Различные структуры поровых пространств. Обломочные породы: *a* – высокопористые с хорошо окатанными зернами; *b* – очень высокопористые с хорошо окатанными отсортированными и пористыми зернами; *в* – низкопористые с плохо окатанными и отсортированными зернами; *г* – пониженной пористости с хорошо окатанными, но сцементированными зернами; *д* – с порами растворения; *е* – с трещинной пористостью.

Взаимосвязанные поры называются **открытыми**, а несвязанные – **закрытыми**. Сумма объемов открытой пористости $V_{\text{пор.о}}$ и закрытой пористости $V_{\text{пор.з}}$ является общей пористостью $V_{\text{пор}}$ и коэффициент общей пористости равен:

$$K_n = K_{\text{п.з}} + K_{\text{п.о}} = (V - V_{\text{ТВ}}) / V.$$

Коэффициент эффективной пористости $K_{п.эф}$ характеризует полезную емкость породы для углеводородов (нефти или газа) и представляет собой объем открытых пор за исключением объема, заполненного физически связанной и капиллярно-удержанной пластовой воды:

$$K_{п.эф} = (V_{п.о} - V_{в.св}) / V = K_{п.о} (1 - K_{в.св}),$$

где $K_{в.св}$ и $V_{в.св}$ соответственно коэффициент водонасыщения связанной воды и ее объем.

Коэффициент динамической пористости $K_{п.д}$ показывает, в какой части объема породы при заданном градиенте давления может наблюдаться движение жидкости или газа.

$$K_{п.д} = (V_{п.о} - V_{в.св} - V_{н.о}) / V = (V_{п.эф} - V_{н.о}) / V = K_{п.о} (1 - K_{в.о} - K_{н.о}),$$

где $V_{н.о}$ – объем остаточной нефти.

Таким образом получается : $K_{п} > K_{п.о} > K_{п.эф} > K_{п.д}$.

Водо-, нефте-, и газонасыщенность пород

- **Влажность** характеризует содержание в породе воды. Общая максимальная влажность породы W_{Σ} представляет собой объемное содержание воды в породе поровое пространство которой полностью водонасыщено:

$$W_{\Sigma} = W_{\text{ТВ}} (1 - K_{\text{П}}) + K_{\text{П}} K_{\text{в.о}} + K_{\text{П}} (1 - K_{\text{в.о}}),$$

- где $W_{\text{ТВ}} (1 - K_{\text{П}})$ – объемное содержание химически связанной воды в твердой фазе, $K_{\text{в.о}}$ – коэффициент остаточного водонасыщения пор породы, характеризующий содержание в порах физически связанной воды, $K_{\text{П}}$ – коэффициент общей пористости породы.
- Влажность породы может изменяться в широких пределах за счет изменения содержания в порах свободной и физически связанной воды.
- **Химически связанная вода** присутствует в минералах горных пород виде H_2O , входящих в кристаллы (кристаллизационная вода), или в виде ионов OH^- , OH^+ , H_3O^+ кристаллической решетки глинистых минералов (конституционная вода).
- **Физически связанная вода**: пленочная, удерживаемая поверхностью твердой фазы; углов пор и тупиковых пор; капиллярно-удержанная.
- **Остаточная вода** это содержание в породе капиллярно-удержанной и физически связанной воды.
- **Коэффициент остаточного водонасыщения**:
 - $K_{\text{в.о}} = V_{\text{в.о}} / V_{\text{П}}$,
- где $V_{\text{в.о}}$ и $V_{\text{П}}$ – соответственно объемы остаточной воды и пор.

По смачиваемости поверхности твердой фазы горные породы разделяются на гидрофильные и гидрофобные, в которых распределение нефти и воды в порах различается.

Коэффициент нефтенасыщения в зоне предельного насыщения:

$$K_H = 1 - K_{B.O}$$

Коэффициент нефтенасыщения в зоне недонасыщения:

$$K_H = 1 - K_B$$

Аналогично различают коэффициенты газонасыщения в зоне предельного насыщения:

$$K_G = 1 - K_{B.O}$$

И в зоне недонасыщения:

$$K_G = 1 - K_B$$

В коллекторах с трехфазным насыщением (нефть, газ, вода) находят отдельно коэффициенты нефте- и газонасыщения породы, учитывая, что $K_H + K_G + K_B = 1$.

Коэффициент нефтенасыщения в зоне предельного насыщения

$$K_H = 1 - K_{B.O}$$

Коэффициент нефтенасыщения в зоне недонасыщения:

$$K_H = 1 - K_B$$

Аналогично различают коэффициенты газонасыщения в зоне предельного насыщения:

$$K_G = 1 - K_{B.O}$$

И в зоне недонасыщения:

$$K_G = 1 - K_B$$

В коллекторах с трехфазным насыщением (нефть, газ, вода) находят отдельно коэффициенты нефте- и газонасыщения породы, учитывая, что

$$K_H + K_G + K_B = 1$$

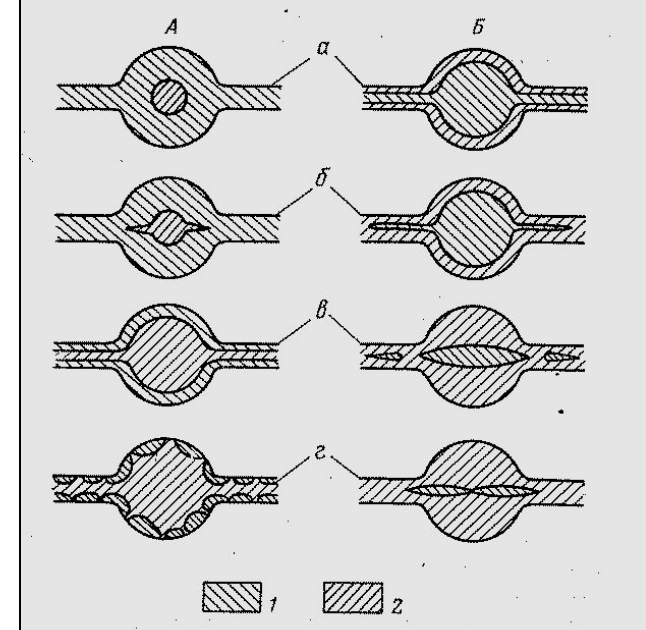
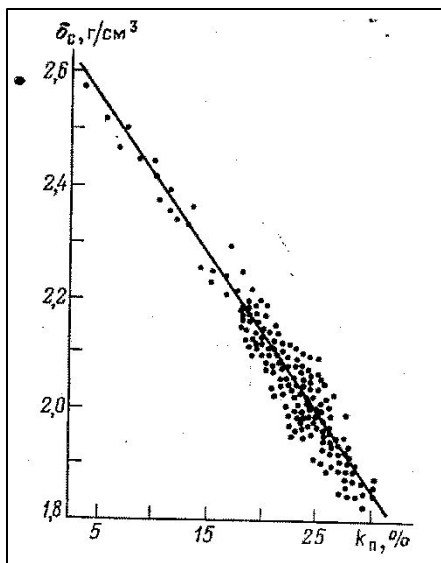


Рис. 2 Схема размещения воды и нефти (или воды и газа) в единичной поре

Плотность горных пород



Плотность – это свойство вещества, определяющее его массу, содержащуюся в единице объема:

$$\delta = m / V.$$

где m – масса и V – объем породы.

Рис. 3. Зависимость плотности δ_c от пористости для песчано-глинистых пород пластов АВ₁ Самотлорского месторождения

Плотность нефтегазонасыщенной породы определяется ее составляющими:

$$\delta_{\Pi} = (1 - K_{\Pi}) \delta_{\text{ТВ}} + K_{\Pi} (K_{\text{В}} \delta_{\text{В}} + K_{\text{Н}} \delta_{\text{Н}} + K_{\text{Г}} \delta_{\text{Г}}),$$

где $\delta_{\text{ТВ}}$, $\delta_{\text{В}}$, $\delta_{\text{Н}}$, $\delta_{\text{Г}}$ – плотность соответственно твердой фазы, воды, нефти и газа;

$K_{\text{В}}$, $K_{\text{Н}}$ и $K_{\text{Г}}$ – соответственно коэффициенты водо-, нефте- и газонасыщенности породы.

Плотность твердой фазы $\delta_{\text{ТВ}}$ – средневзвешенная величина плотности составляющих ее минералов:

$$\delta_{\text{ТВ}} = \sum \delta_{\text{Мі}} V_{\text{ві}} / V_{\text{Мі}},$$

где $\delta_{\text{Мі}}$ и $V_{\text{Мі}}$ – плотность и объем i -го минерала.

Для водонасыщенной породы:

$$\delta_{\Pi} = (1 - K_{\Pi}) \delta_{\text{ТВ}} + K_{\Pi} \delta_{\text{В}}.$$

Плотность газов зависит от его химического состава, температуры и давления.

Плотность природных вод при температуре 20^оС возрастает с повышением ее минерализации.

Плотность пластовых нефтей зависит от их химического состава, а в пластовых условиях еще и от количества растворенного в них нефтяного газа и пластового давления.

С увеличением глубины залегания происходит уплотнение горных пород т.е. плотность возрастает.

Проницаемость

Проницаемость – это свойство горных пород фильтровать через себя флюиды (жидкости и газа) под воздействием градиента давления.

Линейная скорость фильтрации в породе пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости. Для количественного определения пропорциональности пользуются линейным законом фильтрации Дарси. Коэффициент пропорциональности $K_{пр}$ в этом уравнении называют коэффициентом проницаемости породы:

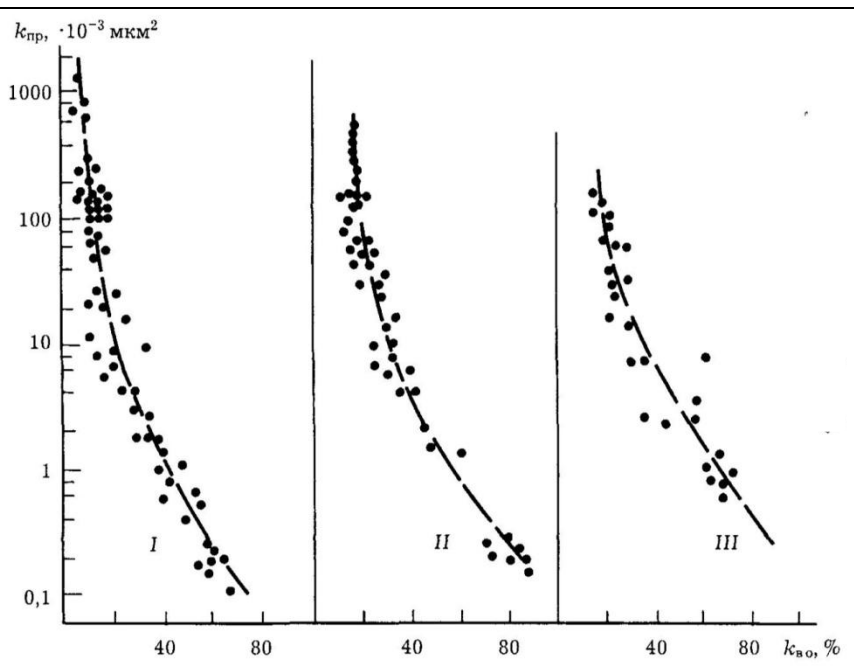
$$K_{пр} = Q \mu \Delta L / \Delta p_{пл} F$$

где Q – объемный расход жидкости; F – площадь фильтрации; μ – динамическая вязкость; $\Delta p_{пл}$ – перепад давления; Δl – длина фильтрующей пористой среды.

При измерении коэффициента проницаемости по газу:

$$K_{пр} = 2Q_0 p_0 \mu_r \Delta l / (p_1^2 - p_2^2) F,$$

где Q_0 – расход газа при атмосферном давлении p_0 ; p_1 и p_2 – соответственно давление газа на входе и выходе из образца породы.

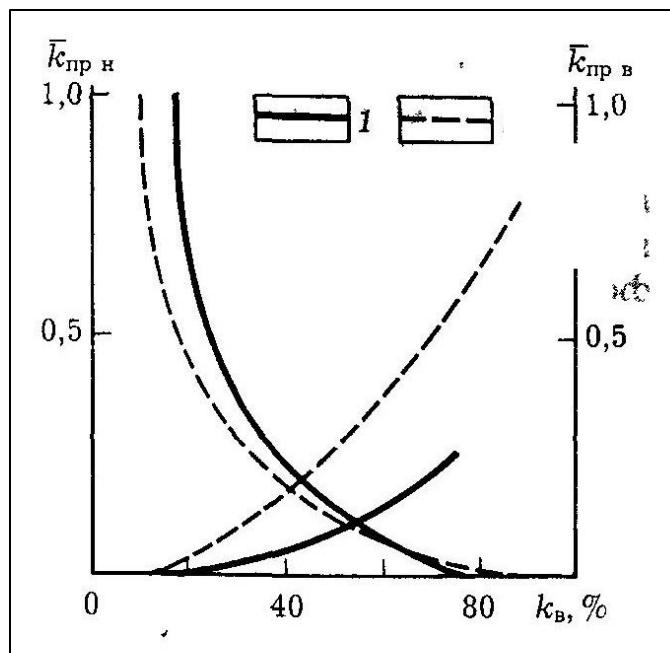


Под **абсолютной (или физической) проницаемостью** понимают проницаемость пористой среды, которая определена при фильтрации единственной фазы. Физически и химически инертной к породе. Обычно это газообразный азот или воздух.

Коэффициент проницаемости имеет размерность 1 м^2 . Это очень крупная величина и в практике применяют дольное ее значение: квадратный микрометр (мкм^2). Старая единица измерения проницаемости дарси (Д) и миллидарси (мД): $1 \text{ Д} = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,02 \text{ мкм}^2$.

Рис. 4. Зависимость коэффициента газопроницаемости от остаточного водонасыщения для различных карбонатных пород

Фазовые проницаемости определяют при наличии в поровом пространстве более одной фильтрующейся фазы. В природных условиях поры породы могут быть заполнены водой, нефтью и газом. Поэтому проницаемость для фильтрации любой из этих фаз будет ниже абсолютной проницаемости и зависеть от соотношения объемов фаз в породе и их вязкости.



Относительные фазовые проницаемости (ОФП) - это проницаемости нефти, газа или воды при двух- или трехфазном насыщении порового пространства ($K_{пр.г}$, $K_{пр.н}$ и $K_{пр.в}$). Они рассчитываются через коэффициенты относительной проницаемости $K_{пр.г}$, $K_{пр.н}$ и $K_{пр.в}$, которые зависят от объемного соотношения компонентов (газа, нефти и воды) в фильтрующихся смесях, т.е. от величин K_g , K_n и K_v :

$$K_{пр.г} = K_{пр.г} K_{пр}; \quad K_{пр.н} = K_{пр.н} K_{пр}; \quad K_{пр.в} = K_{пр.в} K_{пр}$$

Рис.5. Влияние гидрофобности коллекторов на вид кривых ОФП.
Породы: 1 – гидрофильные; 2 - гидрофобные

Удельное электрическое сопротивление горных пород (УЭС)

Удельное электрическое сопротивление пород-коллекторов в основном зависит от минерализации пластовой воды, ее количества K_B и температуры. Минералы скелета в основном являются диэлектриками и имеют очень высокие удельные электрические сопротивления (чаще всего $> 10^{11}$ Омм). Нефть и газ не проводят электрический ток.

Удельное электрическое сопротивление полностью водоносного коллектора ($K_B = 1$) можно записать как :

$$\rho_{ВП} = P_{II} \rho_B,$$

где $\rho_{ВП}$ – удельное электрическое сопротивление водоносного коллектора; P_{II} – относительное сопротивление или параметр пористости; ρ_B – сопротивление пластовой воды.

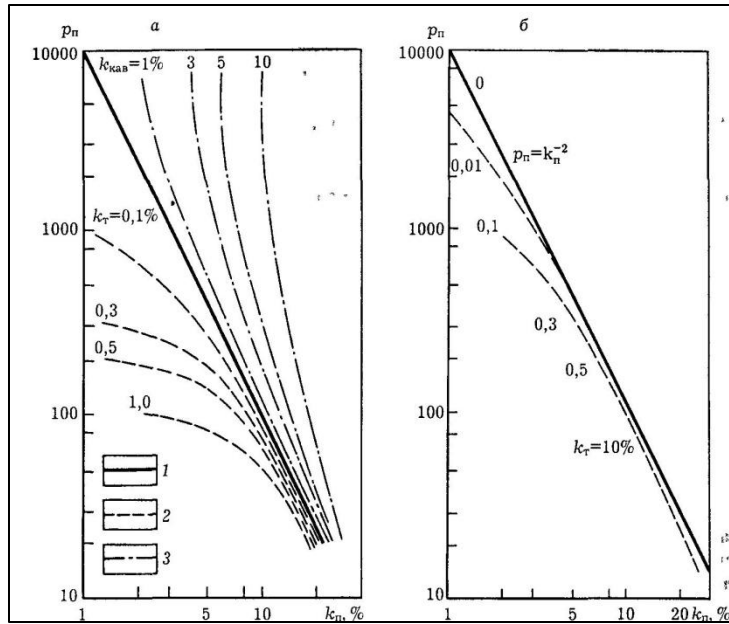


Рис. 7. Зависимость параметра пористости P_{II} от коэффициента пористости k_n для моделей пород:

а – с межзерновой (1), межзерновой и трещиной (2), межзерновой и кавернозной (3) пористостью; б – межзерновой, кавернозной и трещиной пористостью.

Все виды пор насыщены водой одинаковой минерализации, $k_{кав}/k_r = 5$.

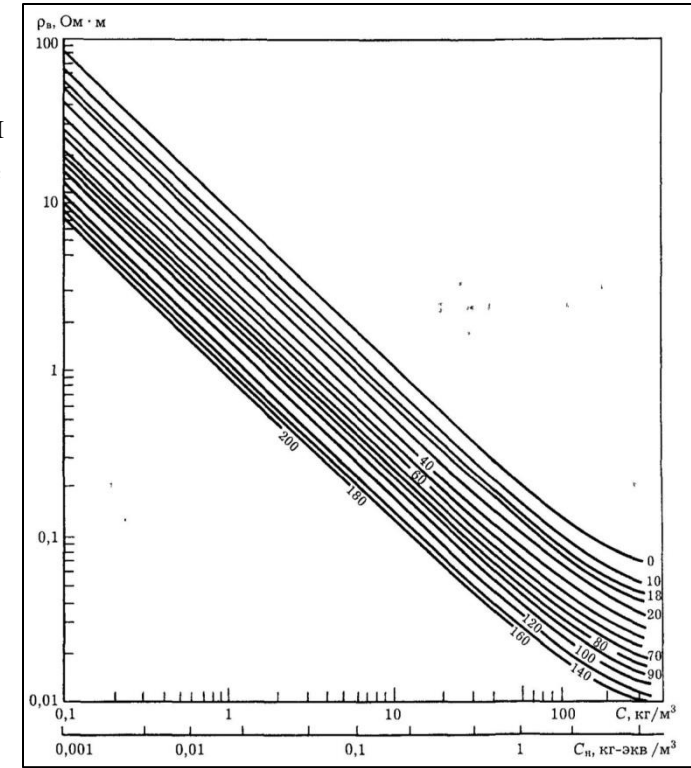


Рис. 6. Зависимость удельного электрического сопротивления водного раствора хлористого натрия от концентрации.

Шифр кривых – температура $T, ^\circ C$

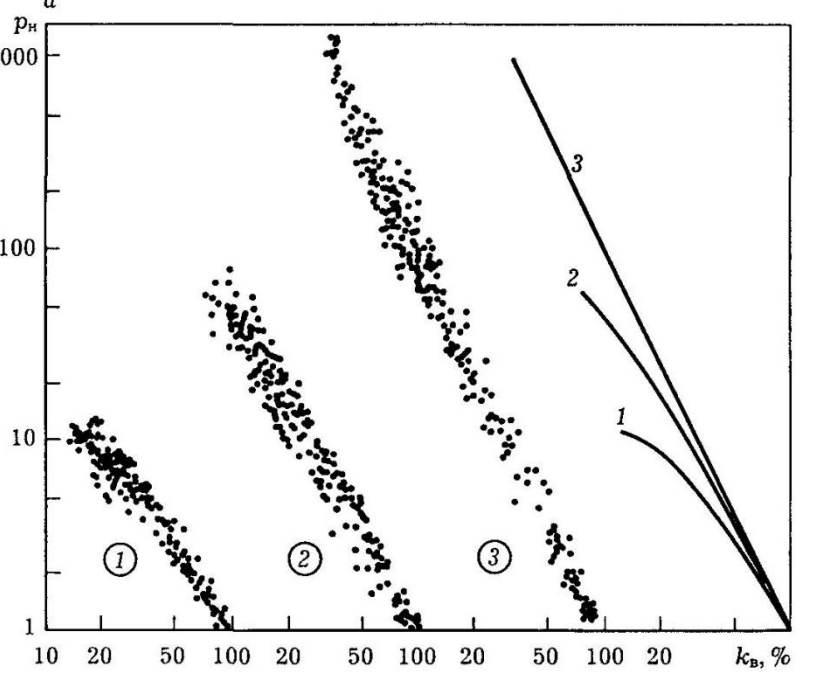
Электрический параметр пористости зависит от коэффициента пористости и геометрии пор. Для пород с размером пор больше 0,1 мкм. Когда можно пренебречь влиянием двойного электрического слоя на поверхности твердой фазы на электропроводность поровых каналов, параметр пористости P_{II} является константой данной породы:

$$P_{II} = \rho_{ВП} / \rho_B.$$

Для практических целей связь между P_{II} и K_{II} выражают эмпирической формулой

$$P_{II} = K_{II}^{-m},$$

где величину m называют показателем цементации породы.



Удельное сопротивление нефтеносного или газоносного пласта $\rho_{н.п(г.п)}$ выражается формулой:

$$\rho_{н.п(г.п)} = P_n \rho_{в.п} = P_n P_{\Pi} \rho_v,$$

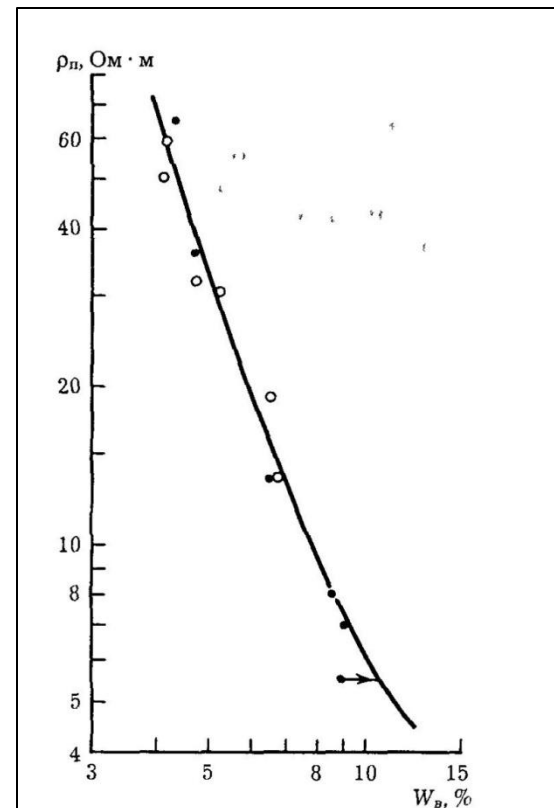
где P_n – параметр насыщения зависит от степени заполнения порового пространства нефтью или газом (K_n и K_r).

Зависимости параметра пористости P_{Π} от коэффициентов пористости K_{Π} и параметра насыщения P_n от коэффициентов водонасыщения K_v определяются в петрофизических лабораториях при исследовании керна и являются индивидуальными для каждого продуктивного пласта любого месторождения.

Рис. 8 /Экспериментальные зависимости параметра R_n от коэффициента водонасыщенности k_v для терригенных коллекторов разных классов

При отборе керна из скважин, пробуренных на растворах с нефтяной основой, определяют зависимости удельного сопротивления продуктивных коллекторов от его объемной влажности $W_v = K_{\Pi} K_v$. Эти зависимости так же являются индивидуальными для каждого продуктивного пласта.

Рис.9.Зависимость удельного сопротивления ρ_{Π} продуктивного коллектора от его объемной влажности W_v для продуктивных отложений Вартовского свода

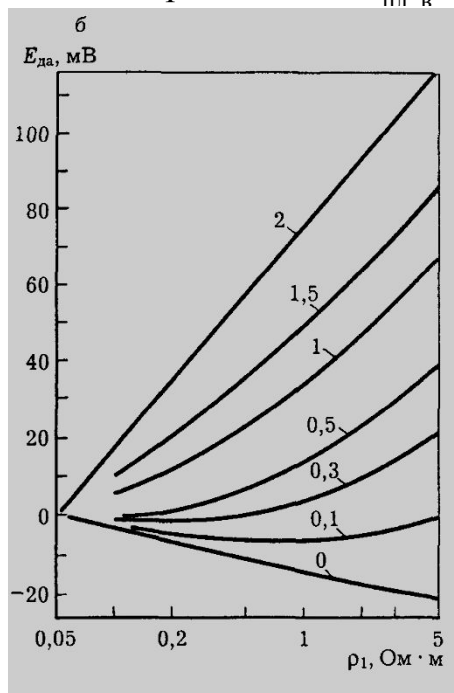


Естественная электрохимическая активность

Естественная электрохимическая активность горных пород – их способность создавать естественные электрические поля (поля собственной или самопроизвольной поляризации) в результате возникновения в породе различных электрохимических процессов, приуроченных, как правило, к границам пластов, а так же к границе скважина – порода при вскрытии геологического разреза скважиной.

Диффузионно-адсорбционная активность – способность пород поляризоваться на контакте с электролитом или другой влажной породой и создавать в этих условиях разные диффузионно-адсорбционные потенциалы.

Для возникновения диффузионно-адсорбционных потенциалов необходим контакт двух электролитов с разной концентрацией солей. В пробуренных скважинах мы имеем контакт пластовой воды с минерализацией $C_{пл.в}$ с фильтратом бурового раствора с минерализацией $C_{ф}$ (обычно $C_{пл.в} > C_{ф}$).



В результате на контакте скважина – горная порода возникает диффузионно-адсорбционный потенциал величиной:

$$U_{сп} = K_{да} \lg(\rho_{ф} / \rho_{в}) = (K_{д} + A_{да}) \lg(\rho_{ф} / \rho_{в}),$$

где $K_{да}$ – коэффициент диффузионно-адсорбционной э.д.с.,

$K_{д}$ – коэффициент диффузионной э.д.с.,

$A_{да}$ – диффузионно-адсорбционная активность породы.

Для растворов NaCl при температуре 18° С $K_{д} = -11,6$ мВ. $A_{да}$ изменяется от -10 до +70 мВ в зависимости от глинистости пород. С увеличением глинистости $A_{да}$ возрастает.

Рис. Зависимость $E_{да} = f(\lg \rho_1)$ при $\rho_2 = \text{const}$

Естественная радиоактивность горны пород



Значительная дифференциация горных пород по естественной радиоактивности является основой бескернового изучения геологического разреза скважин по данным гамма – метода(ГМ).

Среди осадочных горных пород наименьшую гамма-активность имеют ангидриты, гипсы, кварцевые песчаники, чистые (неглинистые) разности известняков; наибольшую – глинистые полимиктовые песчаники, глины, калийные осадки. [рис.141](#)

Основное назначение ГМ в нефтегазопромысловой геологии – количественное определение содержаний калия, урана и тория. Наличие калия, урана и тория устанавливается по энергетическому спектру регистрируемого гамма-излучения: для радия 0,6; 1,76 МэВ; для тория 0,9; 1,6; 2,6 МэВ и для калия 1,46 МэВ. На этом основана возможность определения глинистости, идентификации минерального состава глинистого материала, оценки содержания органического вещества, изучения условий осадконакопления.

При распаде естественных радиоактивных элементов испускаются альфа-, бета-частицы и гамма-кванты.

Поскольку альфа- и бета-частицы в веществе испытывают сильное кулоновское взаимодействие и обладают очень малой проникающей способностью, в радиометрии нефтегазовых скважин используется только гамма-излучение. Гамма-излучение ослабляется в породах вследствие фотоэффекта, комтоновского эффекта и образования электрон-позитронной пары.

При фотоэффекте гамма-кванты взаимодействуют с электронной оболочкой атома. Фотоэлетрон уносит

часть энергии гамма-излучения, гамма – квант гибнет. Процесс идет при энергии гамма-кванта не более 0,5 МэВ. При комптоновском эффекте гамма-излучение взаимодействует с электронами при энергиях гамма-квантов .значительно превышающих энергию электронов на электронных орбитах

Гамма-кват рассеивается и поглощается. Микроскопическое сечение комптоновского взимодействия как и при фотоэффекте зависит от порядкового номера элемента и энергии гамма-кванта, т.е. от плотности среды.

Рис Основные типы взаимодействия гамма-излучения с веществом

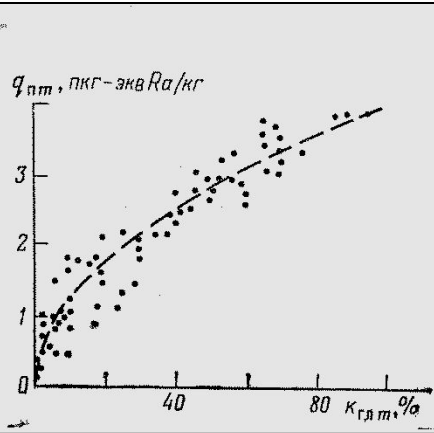
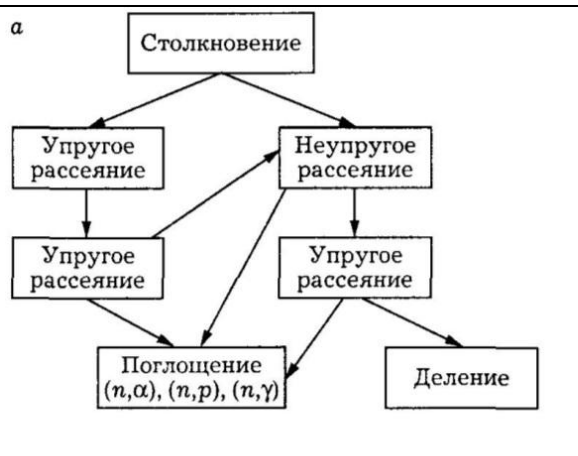


Рис Зависимость γ -активности $Q_{ГМ}$ от коэффициента $K_{ГМ}$ массовой глинистости для песчано-глинистых пород

Взаимодействие нейтронов с веществом



Нейтрон – нейтральная (не обладающая электрическим зарядом) ядерная частица n_0^1 . Свободный нейтрон – нестабильная частица, распадающаяся на протон, электрон и антинейтрино с выделением энергии 0,78 МэВ. Среднее время жизни свободного нейтрона 16 мин. В веществе свободные нейтроны живут единицы и сотни микросекунд. По энергии нейтроны делятся на тепловые с энергией менее 0,025 эВ и надтепловые с энергией выше 0,025 эВ. Взаимодействие нейтронов с горной породой : неупругое рассеяние, упругое рассеяние на ядрах элементов и поглощение (захват) ядрами элементов , слагающих горную породу, с испусканием других частиц. При неупругом рассеянии нейтрон не меняется, но приходит в возбужденное состояние. Затем ядро отдачи переходит в основное первоначальное состояние с излучением гамма-квантов. Неупруго рассеянный нейтрон в результате отдает часть своей кинетической энергии, равной энергии возбуждения ядра отдачи. При энергии нейтрона менее 0,1 МэВ замедление нейтрона происходит путем упругих столкновений.

Рис. Схема взаимодействия нейтронов с атомными ядрами

- При упругом рассеянии между нейтроном и ядром происходит перераспределение кинетической энергии без изменения внутреннего состояния ядра. В результате чего быстрый нейтрон теряет часть своей энергии и рассеивается под некоторым углом. Аномальным замедлителем нейтронов является водород, так как их массы равны.
- Радиационный захват нейтронов с испусканием гамма-квантов наиболее вероятен для тепловых нейтронов на ядрах кадмия, хлора, бора, лития и др.
- Образование электронно-позитронных пар происходит при энергии 1,02 МэВ и выше. Электронно-позитронные пары образуются при взаимодействии гамма-квантов с гравитационным полем ядра за счет поглощения энергии гамма-кванта.

Упругость

- **Упругость** – свойство горных пород сопротивляться изменению размеров, объема и нередко формы под внешним воздействием (внешняя нагрузка, объемная сила, нагрев и др.) и полностью или частично возвращаться к первоначальному состоянию, если внешнее воздействие на породу устранено и не превышало предела упругости.
- Для нефтегазовой геофизики важным являются скорости распространения упругих продольных и поперечных волн и их поглощение.

- **Скорость продольной волны:**
$$v_p = \sqrt{\frac{3(1-\nu_{II})}{\beta_0 \delta_{II} (1+\nu_{II})}} \quad ;$$

- **Скорость поперечной волны:**
$$v_s = \sqrt{\frac{3(1-2\nu_{II})}{2\beta_0 \delta_{II} (1+\nu_{II})}} \quad ;$$

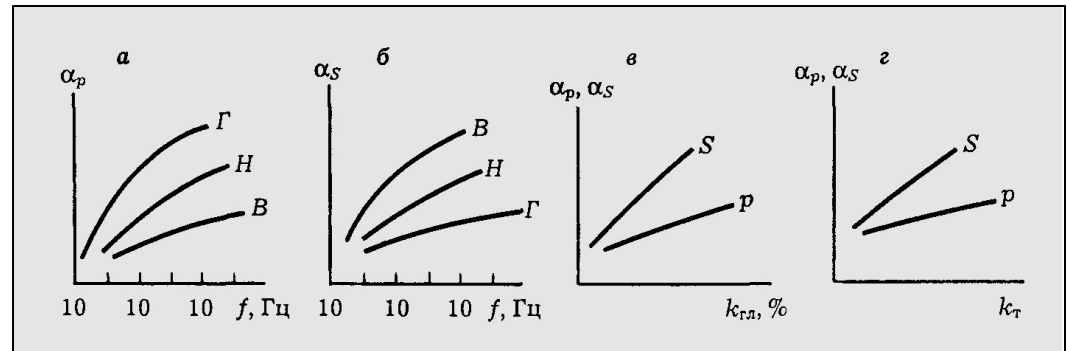
- где :
$$\beta_0 = \frac{k_{II} \beta_{II}}{[1 + \beta_{II} / (\beta_{ж} - \mu_p \beta_{ТВ})]} + \beta_{ТВ} \quad ;$$

- ν_{II} – коэффициент Пуассона породы; δ_{II} – плотность породы; K_{II} – коэффициент пористости; β_0 , β_{II} , $\beta_{ТВ}$, – коэффициенты сжимаемости горной породы, пор, твердой фаза (скелета).
- Коэффициент Пуассона – отношение относительных линейных деформаций тела в направлении, поперечном действию напряжения, к относительной линейной деформации в продольном направлении

- **Интервальное время пробега продольных волн:**
$$\tau_{II} = \frac{1}{v_{II}} = \sqrt{\frac{\beta_0 \delta_{II} (1+\nu_{II})}{3(1-\nu_{II})}}$$

- **Поглощение упругих волн.** В сплошных твердых, жидких и газообразных средах энергия волн упругости расходуется на трение между колеблющимися частицами, превращаясь в тепловую, и рассеивается в пространстве.

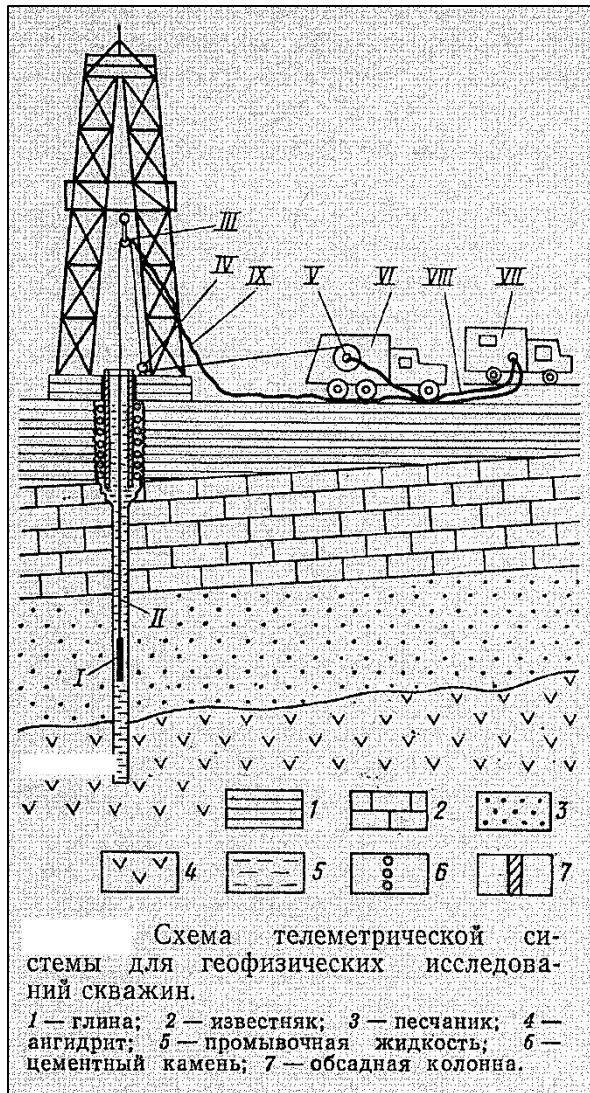
$$\alpha = \frac{1}{S} \ln \frac{A_0}{A}$$



- Рис. Схематические зависимости коэффициентов поглощения продольных (α_p) и поперечных (α_s) волн от частоты поля и характеристик упругой среды
- Коэффициенты поглощения возрастают с увеличением глинистости, коэффициентов пористости и характера их насыщения (вода, нефть, газ), зависят от флюидов насыщения порового пространства (вода, нефть, газ) и от коэффициентов трещиноватости трещиновато-кавернозных пород.

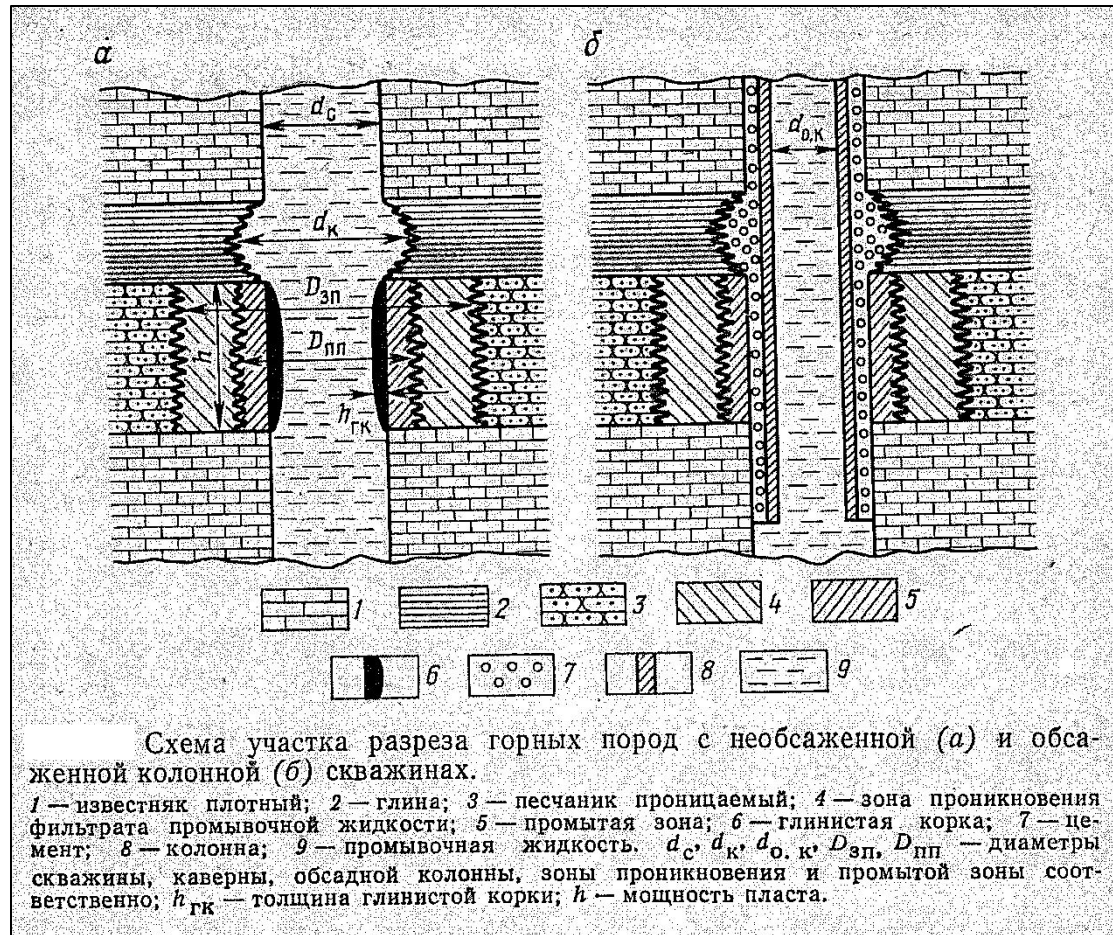
II. Геофизические исследования скважин (ГИС)

- Геофизические исследования скважин один из разделов прикладной геофизики.
- Геофизические исследования скважин проводят в четырех основных направлениях:
- 1) для изучения геологических разрезов, вскрытых скважинами;
- 2) для изучения технического состояния скважин;
- 3) для контроля разработки месторождений нефти и газа;
- 4) проведение прострелочно-взрывных и других работ в скважинах.
- Наиболее важным направлением является изучение геологического разреза, при котором решаются задачи:
- 1) геофизическое расчленение разрезов и выявление геофизических реперов;
- 2) определение пород, слагающих разрезы скважин;
- 3) выделение коллекторов и изучение их свойств (пористости, проницаемости, глинистости и др.);
- 4) выделение продуктивных (нефтегазонасыщенных) коллекторов и определение их коэффициентов нефте- и газонасыщенности;
- 5) подсчет запасов нефти и газа.
- Для решения этих задач проводят комплекс геофизических методов, основанных на разных петрофизических свойствах горных пород, изученных в петрофизике.
- Только **комплекс геофизических методов**, основанных на изучении разных физических полей взаимодействия с горной породой, позволяет решать поставленные задачи.



- Геофизические исследования скважин позволяют дистанционно регистрировать геофизические параметры вдоль разрезов скважин.
- Масштаб глубин и масштаб регистрируемых геофизических величин устанавливается в зависимости от детальности исследования. Так обычно по всему стволу скважин геофизические параметры регистрируются в масштабе глубин 1:500, а в интервале продуктивных пластов в масштабе 1:200.

Характеристика объекта исследования



Геофизические исследования скважин проводятся в открытом стволе скважины (необсаженная скважина) и обсаженных колонной скважинах.

Комплексы ГИС, проводимых в этих скважинах, различаются.