

Геофизические исследования скважин и интерпретация их результатов

Составил профессор Кузнецов Г.С.

Метод потенциалов собственной поляризации горных пород (СП)

Обычный метод потенциалов СП основан на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах, образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхностях раздела скважина – породы и между пластами различной литологии. (рис.1). На поверхностях раздела образуются двойные электрические слои, различные потенциалы которых создают определенные величины напряженности электрического поля между породами и скважиной.

Схема измерения потенциалов СП: электрод М передвигается по оси скважины, электрод N неподвижно заземлен на поверхности вблизи устья скважины. (рис.2). В результате измеряется разность потенциалов между электродами М и N: $\Delta U_{сп} = U_{сп,М} - U_{сп,Н}$. Во время записи потенциал электрода N постоянен. Перед началом измерения $\Delta U_{сп}$ электродная разность потенциалов $\Delta U_э = U_{э,М} - U_{э,Н}$ частично компенсируется компенсатором поляризации КП.

Регистрируемая величина имеет выражение:

$$\Delta U_{сп} = K_{сп} \lg(\rho_{\phi} / \rho_{в});$$

где $K_{сп}$ – коэффициент собственной поляризации, достигающий против чистых песчаников на границе с чистыми глинами – 69,6 мВ при температуре 18⁰С.

С увеличением температуры $K_{сп} = K_{сп18}^0 (T + 273) / 291$.

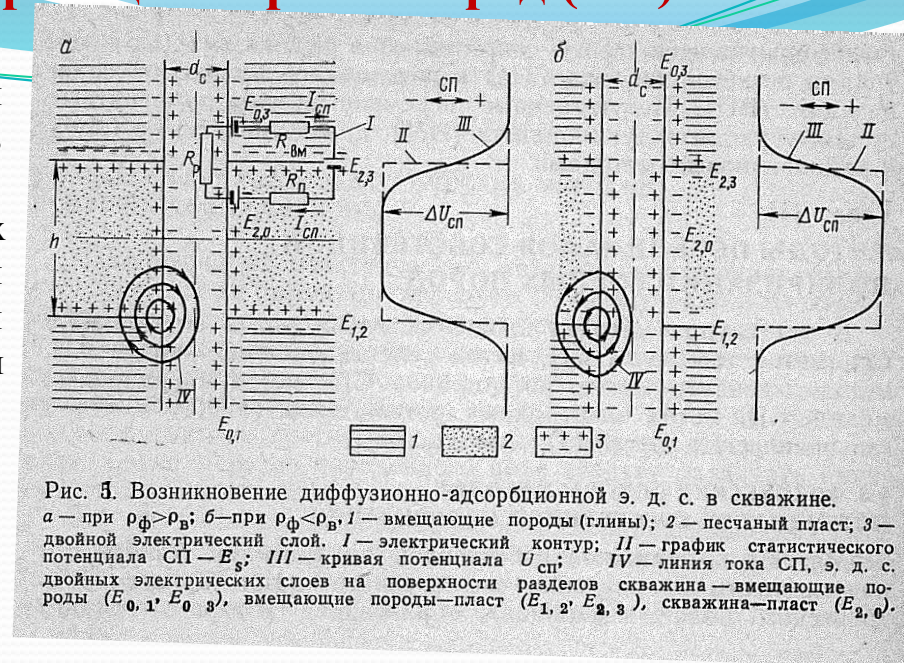


Рис. 1. Возникновение диффузионно-адсорбционной э. д. с. в скважине. а – при $\rho_{\phi} > \rho_{в}$; б – при $\rho_{\phi} < \rho_{в}$; 1 – вмещающие породы (глины); 2 – песчаный пласт; 3 – двойной электрический слой. I – электрический контур; II – график статистического потенциала СП – $E_{э}$; III – кривая потенциала $U_{сп}$; IV – линия тока СП, э. д. с. двойных электрических слоев на поверхности разделов скважина – вмещающие породы ($E_{0,1}$, $E_{0,3}$), вмещающие породы – пласт ($E_{1,2}$, $E_{2,3}$), скважина – пласт ($E_{2,0}$).

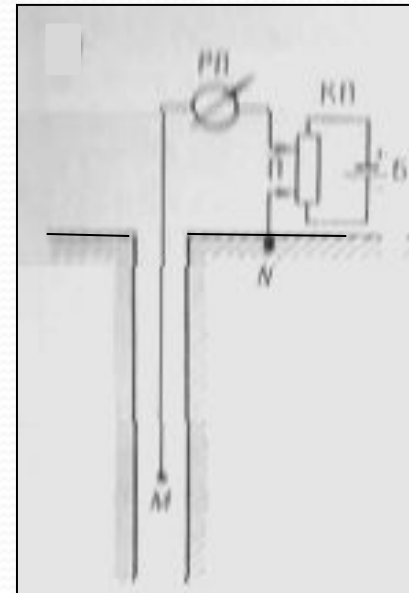


Рис. 2 Схемы изменения градиент потенциала СП:
РП-регистрирующий прибор;
КП - компенсатор поляризации;
Б - батарея;
П - потенциометр;
Г - генератор переменного тока

Точкой записи кривой СП является электрод М. Разность потенциалов записывается в милливольтгах, при этом сохраняется полярность, чтобы увеличению $U_{сп}$ соответствовало ее отклонение вправо, что обеспечивается полярностью подключения электродов М и N к измерительному прибору. Масштаб записи кривой СП обычно 12,5 или 10 милливольт на сантиметр. Скорость записи (скорость) подъема прибора до 2000 – 4000 м/ч. Масштаб глубин при записи по всему разрезу скважины 1:500 и при записи в продуктивной части разреза – 1:200, в тонкослоистом разрезе – 1 : 50. (рис.3)

Кривые СП не имеют нулевой линии. Чаще за условную линию кривой СП принимается условная «нулевая» линия глин, которая проводится по максимальным значениям $U_{сп}$ против мощных однородных глинистых толщ.

Границы пластов при их толщины более трех диаметров скважины ($h > 3d_c$) составляют половину максимального отклонения амплитуды $\Delta U_{сп}$ от линии глин. При $h < 3d_c$ границы смещаются к максимуму кривой $\Delta U_{сп}$.

На практике при качественной и количественной интерпретации данных метода СП используют относительную амплитуду СП: $\alpha_{сп} = \Delta U_{сп} / \Delta U_{сп,оп}$: где $\Delta U_{сп}$ – амплитуда СП против изучаемого пласта; $\Delta U_{сп,оп}$ – амплитуда аномалии СП против неглинистого пласта большой толщины.

Амплитуда аномалии кривой $\Delta u_{сп}$ есть мера глинистости или песчаности породы.

Метод СП позволяет определять литологию разреза, границы пластов; проводить корреляцию разрезов; выделять коллекторы; определять минерализацию пластовых вод и фильтрата промывочной жидкости, коэффициенты глинистости, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщения пород.

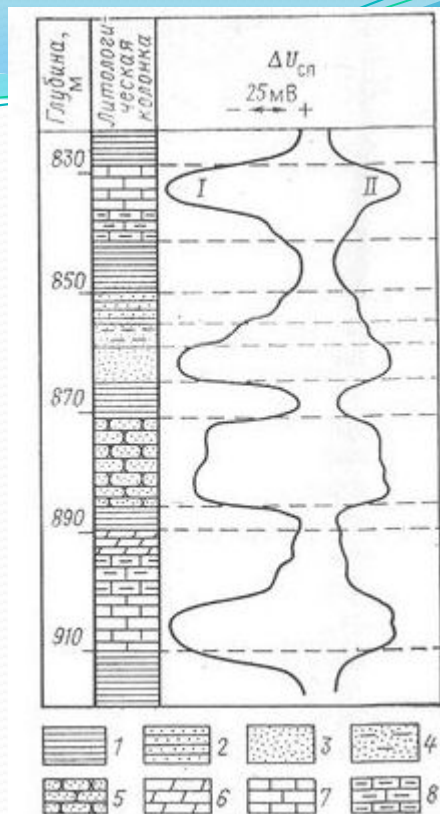


Рис. 3. Кривые потенциала СП при различных соотношениях удельных электрических сопротивлений фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды.

I - $\rho_f > \rho_p$; II - $\rho_f < \rho_p$;

1-глина; 2- глина песчаная; 3- песок; 4- песок глинистый; 5- песчаник; 6- мергель; 7 – известняк; 8- известняк глинистый.

Методы кажущегося сопротивления

● В группу методов кажущегося сопротивления (КС) входят метод обычных зондов КС, боковое электрическое (каротажное) зондирование БЭЗ (БКЗ), метод специальных зондов КС, микронзондирование (МКЗ) и резистивиметрия (Р).

● Потенциал в любой точке однородной изотропной среды U , отстоящей на расстоянии r от источника тока A (рис.4):

$$● U = \rho J / 4\pi r,$$

● ρ – удельное электрическое сопротивление среды.

● Потенциалы в точках M и N , расположенных на расстояниях AM и AN от источника тока A :

$$● U_M = \rho J / 4\pi AM;$$

$$● U_N = \rho J / 4\pi AN.$$

● Разность потенциалов между двумя точками (электродами) M и N определяется выражениями

$$\Delta U = \frac{\rho I * MN}{4\pi * AM * AN}$$

● В однородной среде истинное удельное электрическое сопротивление ρ_p , в неоднородной среде кажущейся удельное электрическое сопротивление ρ_k равно:

$$\rho_k = K \Delta U / I = 4\pi \frac{AM * AN * \Delta U}{MN * I}$$



Метод обычных зондов кажущегося сопротивления

- Кажущееся сопротивление измеряется с помощью зондов КС. Зонд КС состоит из скважинного устройства, в котором расположены три электрода и находятся в скважине, а четвертый находится на поверхности. Токовые электроды А и В, с помощью которых в скважине создается переменное электрическое поле. Электроды М и N измерительные, с помощью которых измеряют величины созданного переменного электрического поля. Электроды А и В и электроды М и N называются парными.
- Зондовые установки делятся на потенциал-зонды и градиент-зонды.
- У потенциал – зондов расстояние между непарными соседними электродами АМ меньше, чем расстояние между парными электродами (АВ или MN). Потенциал зондом измеряется электродом М потенциал электрического поля. Точкой записи условно считают середину между электродами А и М. расстояние между сближенными электродами $L_{gp} = AM$ – размер потенциал зонда, расстояние АВ (или MN) устанавливают равным или более $10 AM$.
- У градиент – зондов расстояние между парными электродами АВ или MN мало по сравнению с расстоянием между непарными электродами АМ. Градиент – зондом измеряется градиент потенциала электрического поля. Точкой записи расположена посередине между парными электродами. Расстояние $L_{гз} = AO$ между непарным электродом и серединой сближенных электродов является размером градиент – зонда.
- У градиент – зондов расстояние АО (или MO) равно $10AB$ (MN).

По назначению электродов зонды могут быть однопольными и (в скважине расположен один токовый электрод А и два измерительных – М и N, и двухполюсными (в скважине два токовых электрода А и В и один измерительный – М. По взаиморасположению электродов в скважине зонды разделяются на последовательные и обращенные: последовательные, когда парные электроды А и В или М и N находятся внизу; обращенные – зонды, у которых парные электроды расположены выше непарного. Последовательные градиент-зонды так же называют подошвенными, а обращенные - подошвенными, (рис.5).

Для сравнения между собою диаграмм КС, полученных в отдельных скважинах регионов со специфическими условиями залегания пород, разрезы скважин исследуются зондом одних и тех же размера и типа, который называется стандартным. Требования к стандартному зонду: 1) кривая КС должна быть достаточно дифференцирована по вертикали и должна выделить возможно большее число пластов в разрезе; 2) на кривой ρ_k должны достаточно четко отмечаться границы пластов разных удельных сопротивлений; 3) значения КС против отдельных пластов не должны значительно отличаться от их истинных удельных сопротивлений.

В Западной Сибири в качестве стандартных зондов применяют А2М0,5N и N11М0,5А.

Области применения обычных зондов КС и решаемые ими геологические задачи: данные метода КС стандартного зонда совместно с кривой СП представляют основу всех геологических построений. По кривой КС стандартного зонда выделяют границы пластов, определяют их мощности и глубины залегания, выделяют коллекторы и оценивают характер их насыщения, выделяют пласты нефти, газа и других полезных ископаемых.

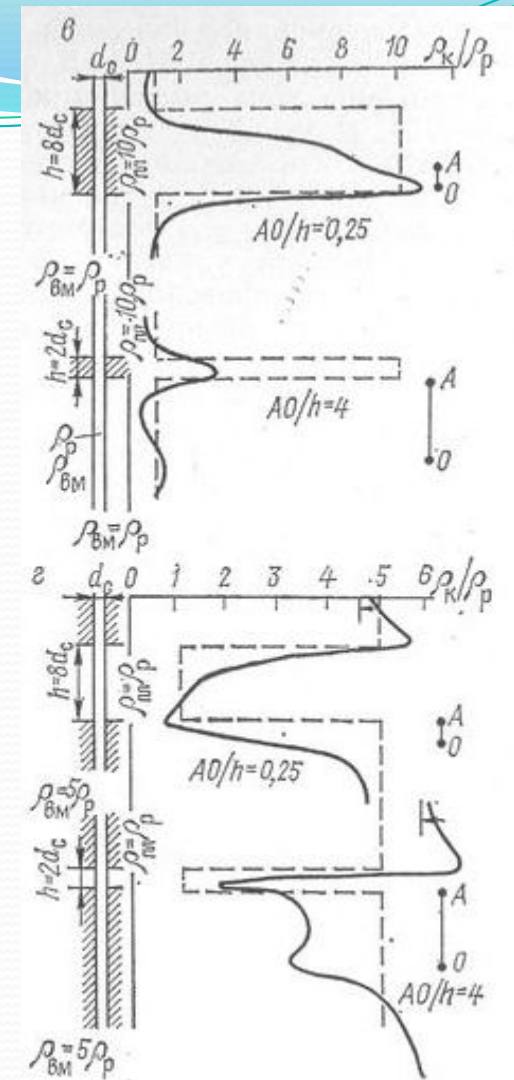


Рис. 5. Кривые КС против одиночных однородных пластов разной мощности, полученные разными зондами (по С. Г. Комарову)

Боковое электрическое зондирование (БЭЗ)

Метод бокового электрического (каротажного) зондирования (БЭЗ или БКЗ) состоит в измерении кажущегося сопротивления пластов по разрезу скважин набором однотипных зондов разной длины. Зонды разного размера имеют неодинаковый радиус исследования в вертикальном и радиальном направлениях и фиксируют величину кажущегося сопротивления, обусловленную различными объемами проводящих сред. Примеры снятия оптимального, среднего и экстремального значений кажущегося сопротивления приведены на рис. (рис.6).

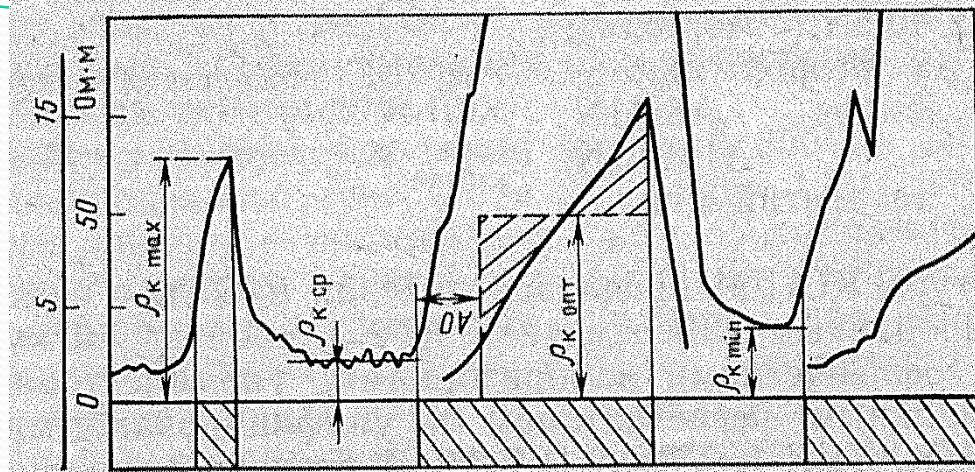


Рис. 6. Примеры снятия оптимального, среднего и экстремальных значений кажущегося сопротивления

Главная цель БЭЗ – определение истинного удельного сопротивления пластов. Кажущееся удельное сопротивление пласта зависит в общем случае от 8 параметров:

$$\rho_k = f(\rho_{пл}, \rho_p, \rho_{зп}, \rho_{вм}, d_c, L/h, \text{тип зонда}).$$

В пластах большой мощности ρ_k не зависит от мощности пласта, практически не зависит от сопротивления вмещающих пород.

Различают БЭЗ потенциал-зондирование и градиент-зондирование. Градиент-зондирование проводят набором градиент-зондов разной длины: А0,4М0,1N; А1М0,1N; А2М0,5N; А4М0,5N ; А8М1N. Для учета явления экранирования и более точной отбивки границ пластов записывают еще кривую КС стандартным обращенным градиент-зондом N0,5М2А. При значительной глубине проникновения фильтра промывочной жидкости в пласт могут записать А16М2N.

Для определения удельного электрического сопротивления пласта по данным БЭЗ построены палетки БЭЗ для пластов большой мощности при отсутствии зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт (двухслойные палетки) и при его наличии (трехслойные палетки). палетки представляют собой серии кривых $\rho_k/\rho_p = f(L/d_c)$ с различными отношениями $\rho_{пл} / \rho_p$ и фиксированными отношениями D_{pg} / d_c и $\rho_{зп} / \rho_p$. (рис.7).

Методом БЭЗ исследуются продуктивные участки разрезов скважин с целью детального изучения пластов и получения их количественных характеристик. По значениям $\rho_{пл}$ и $\rho_{зп}$ с использованием петрофизических связей выявляют в разрезе продуктивные пласты – коллекторы, оценивают их пористость, проницаемость и нефтегазосодержание.

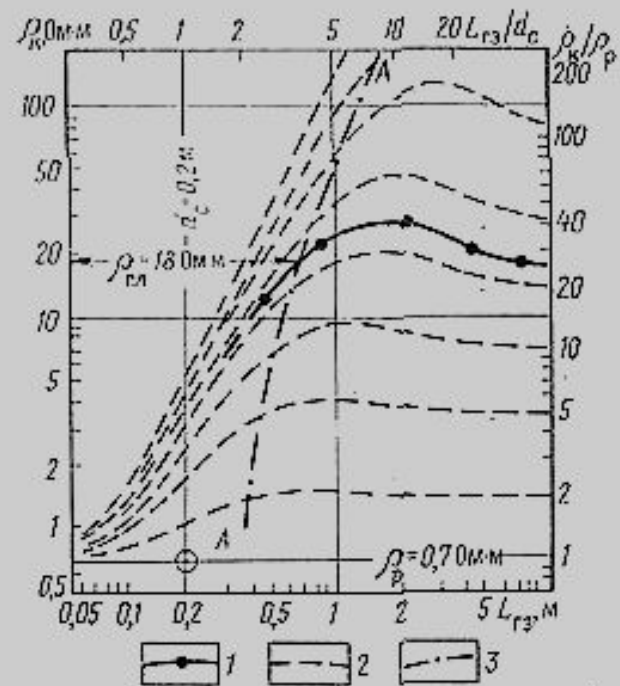
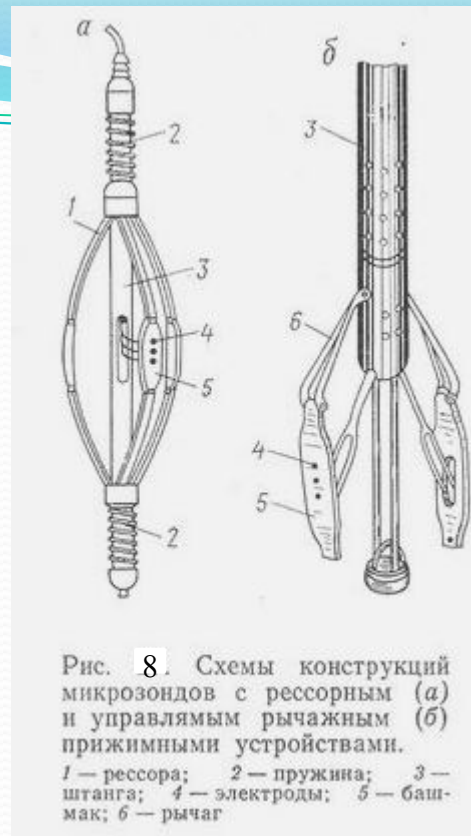


Рис. 7 Сопоставление практической кривой зондирования с теоретическими кривыми БЭЗ градиент-зондов.

1, 2 – практическая и теоретические кривые зондирования соответственно; 3 – линия, соединяющая точки пересечения теоретическими кривыми своих правых асимптот

Микрозондирование

Микрозондирование (МКЗ) заключается в детальном исследовании сопротивления прискважинной части разреза зондами очень малой длины – микрозондами (Рис.8). Используют потенциал – микрозонд $A0,05M_2$ и градиент - микрозонд $A0,025M_1$ $0,025M_2$. Радиус исследования градиент-микрозондом равен его длине (3,75 см), а глубина исследования потенциал – микрозонда в 2,25 раза больше, т. е. составляет 10 – 12 см. между электродами зонда и породой находятся промежуточный слой – глинистая корка или пленка промывочной жидкости. За счет этого ρ_k отличается от истинного удельного сопротивления породы.



Коэффициенты микрозондов определяются только экспериментальным путем, так как размеры электродов микрозондов соизмеримы с длиной микрозондов.

Данные микрозондирования исследуются скважины, заполненные слабо минерализованной промывочной жидкостью, с целью детального изучения строения пластов (выделение пластов мощностью 5 – 10 см) и получения количественных и качественных физических характеристик пород (рис.9).

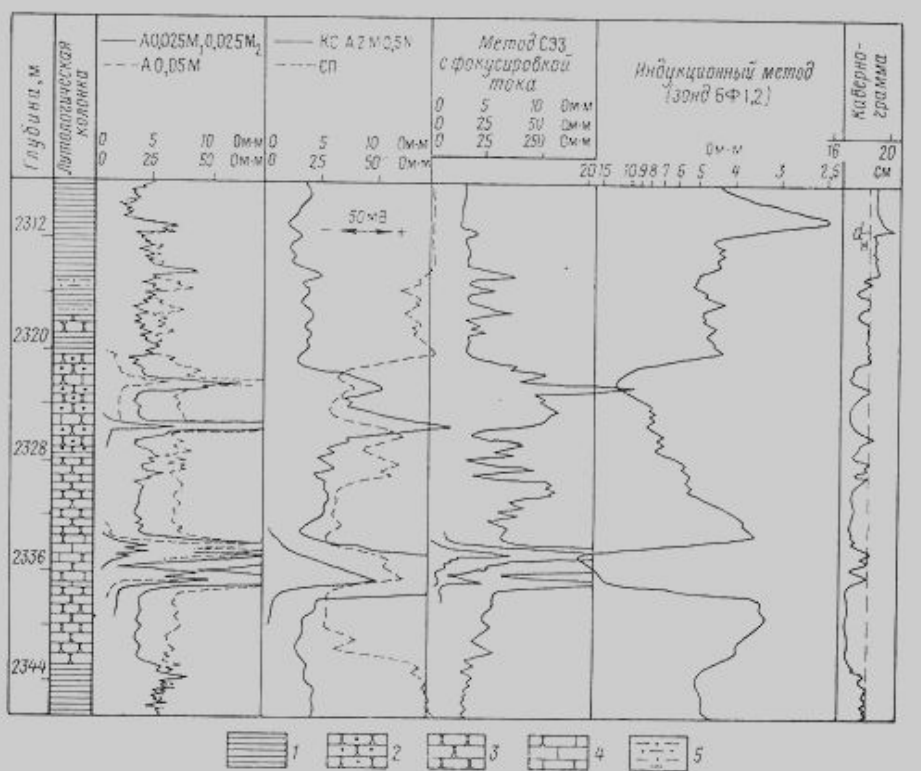


Рис. 9. Кривые, полученные разными геофизическими методами. 1 – глина; 2 – песчаник нефтеносный; 3 – песчаник водоносный; 4 – песчаник известковый плотный; 5 – алевролит

Резистивиметрия

Метод резистивиметрии (Р) применяется для определения удельного электрического сопротивления промывочных жидкостей, заполняющих скважины (рис. 10). Обычно применяются резистивиметры с градиент – зондами, так как на показания резистивиметры с потенциал – зондом большое влияние оказывают горные породы ввиду большого радиуса исследования последнего. Коэффициент резистивиметра экспериментально в водном растворе электролита с известным удельным электрическим сопротивлением по выражению:

$$\rho_p = K_{рез} \Delta U / J$$

Данные резистивиметрии необходимы для решения как геологических, так и технических задач. Сведения об удельном электрическом сопротивлении промывочной жидкости используются для количественной интерпретации данных БЭЗ, микрозондирования, определения минерализации пластовых вод по данным СП, интерпретации данных индукционных методов. Резистивиметрия применяется для установления мест притоков и скорости фильтрации подземных вод, **ВЫДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ** мест нарушения обсадных колонн и типа флюида в эксплуатационных скважинах.

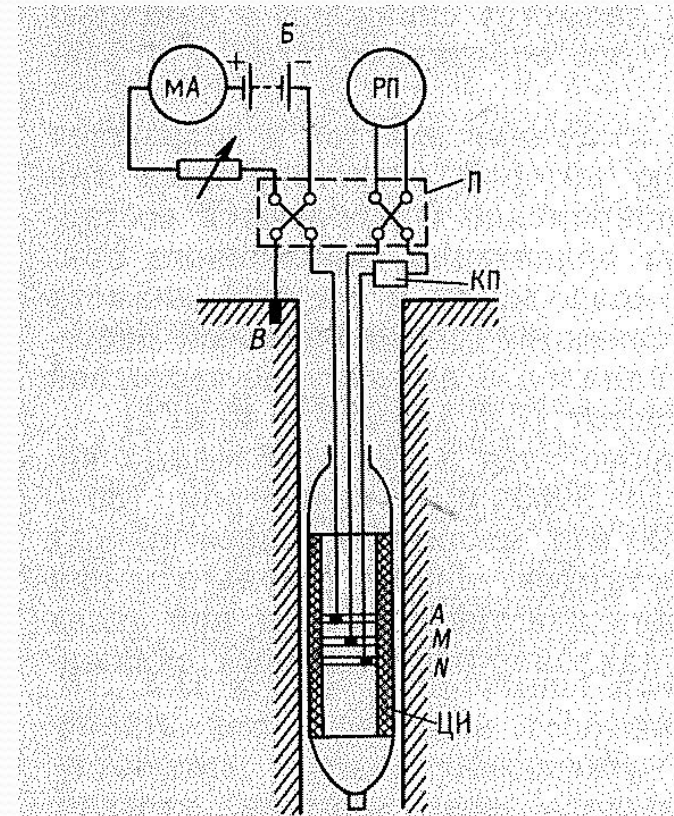


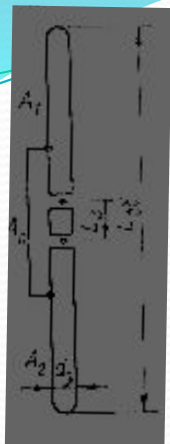
Рис. 10. Электрическая схема измерения скважинным резистивиметром.

ЦИ — цилиндрический изолятор;
П — переключатель полярности тока; Б — батарея; КП — компенсатор поляризации

Метод сопротивления экранированного заземления с автоматической фокусировкой тока (метод СЭЗ или боковой метод)

Наиболее широкое применение нашел метод СЭЗ с автоматической фокусировкой тока в модификации трехэлектродного зонда Рис. 10.

Рис.10. Схема трехэлектродного зонда метода СЭЗ с автоматической фокусировкой тока



Трехэлектродный зонд с автоматической фокусировкой тока представляет собой длинный проводящий цилиндрический электрод, разделенный изоляционными промежутками на три части. Центральный короткий электрод A_0 зонда является токовым, а крайние A_1 и A_2 соосные и равные по диаметру первому, но более длинные, - экранные. Экранные электроды соединены между собой и через них пропускается ток той же полярности, что и через электрод A_0 . Вторым токовым электродом, на который замыкается цепь источника тока, служит электрод В, расположенный на поверхности или в скважине.

Для записи кривой эффективного сопротивления необходимо обеспечить равенство потенциалов питающего и экранирующих электродов. Это достигается двумя способами: 1) сила тока через экранные электроды поддерживается такой, чтобы разность потенциалов между питающим и экранирующими электродами была равна нулю; 2) все три электрода соединяются гальванически через небольшое сопротивление (порядка 0,01 Ом); в этом случае их потенциалы будут равны и ток от электрода A_0 распространяется в слое среды, перпендикулярном к оси скважины. (Рис. 11, 12).

Радиус исследования составляет 1 – 2м. Выделяет пласты мощностью 0,5 – 1м. Кривые $\rho_{эф}$ симметричны относительно середины пласта (рис.44 а). Методы СЭЗ предназначены для изучения высокоомных пластов разрезов скважин, заполненных соленой промывочной жидкостью ($\rho_p < 0,1 - 0,5 \text{ Ом м}$), для определения $\rho_{пл}$ и ρ

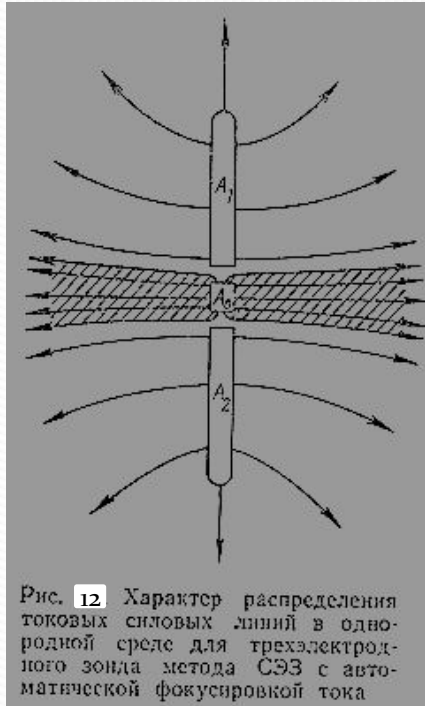
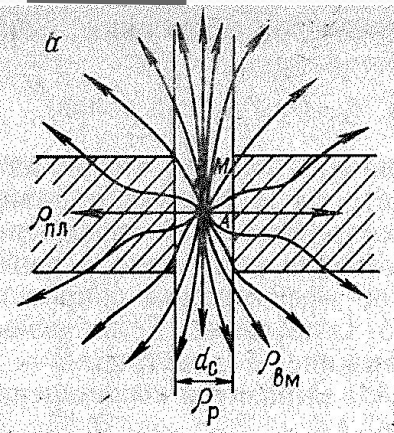


Рис. 12. Характер распределения токовых силовых линий в однородной среде для трехэлектродного зонда метода СЭЗ с автоматической фокусировкой тока

Рис. 11. Характер распределения токовых силовых линий от заземления электрода А в случае отклонения зондов в пласте большого сопротивления ($\rho_{пл} > \rho_{вм} > \rho_p$)

Метод микрозондов сопротивления экранированного заземления с автоматической фокусировкой тока

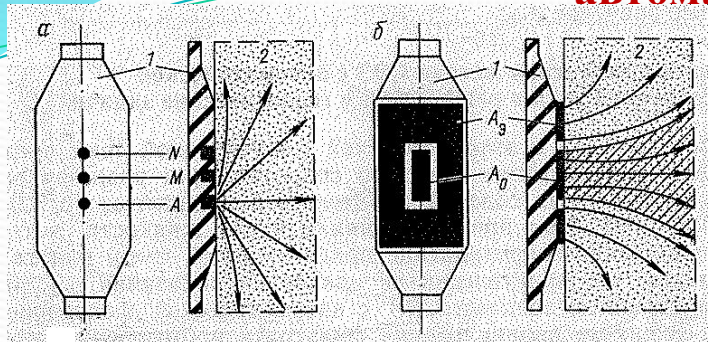
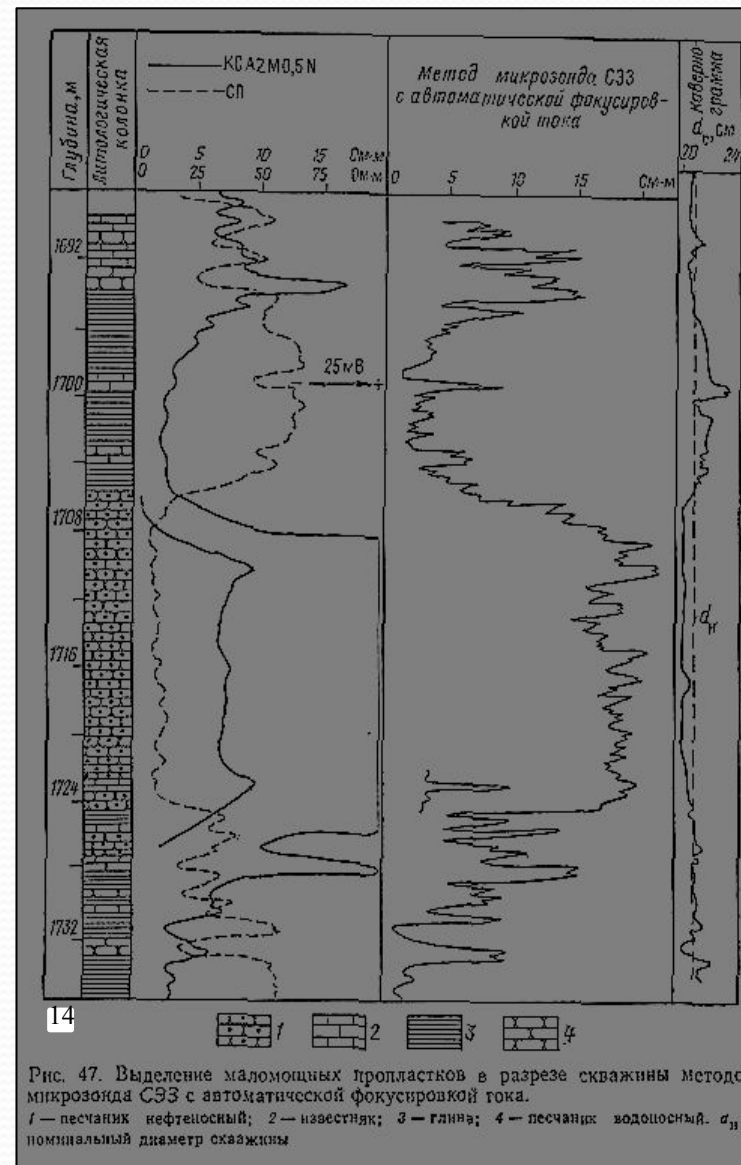


Рис. 13 Характер распределения токовых силовых линий в изучаемой среде при применении обычного микрозонда (а) и микрозондов метода СЭЗ с автоматической фокусировкой тока—двухэлектродного (б), трехэлектродного (в), четырехэлектродного (г).

1—башмак микрозонда; 2—изучаемая среда (пласт, зона проникновения, глинистая корка, слой промывочной жидкости). Заштрихованы области фокусировки тока

На показания обычных микрозондов значительное влияние оказывают слой промывочной жидкости и глинистая корка, которые находятся между башмаком и стенкой скважины. Поэтому часто кривые микрозондов не пригодны не только количественной, но и качественной интерпретации.

В методе микрозондов СЭЗ с фокусировкой тока используются замкнутые электроды кольцевой или прямоугольной формы, смонтированные на изоляционном башмаке, который прижимается пружиной к стенке скважин, при этом на показания микрозондов уменьшается влияние глинистой корки и слоя промывочной жидкости, (рис.13 а, б.) При применении микрозондов СЭЗ одновременно с кривой $\rho_{\text{эф}}$ микрокаверномером регистрируется кривая изменения диаметра скважины, (рис. 14).



Поэтому применяют многокатушечные зонды индукционного метода. Многокатушечный зонд представляет собой систему катушек, представляет собой систему катушек, укрепленных на одном изоляционном стержне. (рис.16) Генераторная ГК и измерительная ПК катушки являются основными, остальные называются компенсационными и фокусирующими Ф (ФМ) в генераторной ФГ и измерительной ФП цепях. Компенсационные катушки служат для исключения в измерительной э.д.с. прямого поля, индуцированного генераторной катушкой. Фокусирующие катушки предназначены для уменьшения влияния бесполезных сигналов путем создания в приемной катушке э.д.с. вызванных вихревыми токами, которые циркулируют в скважине, зоне проникновения и вмещающих породах.

В обозначениях зондов первая цифра соответствует общему числу катушек, буква Ф означает, что зонд фокусирующий последняя цифра отражает длину зонда. Например, индукционный зонд 6Ф1 – шестикатушечный, фокусирующий, длиной 1м.

Точка записи является середина расстояния между центрами генераторной и измерительной катушек.

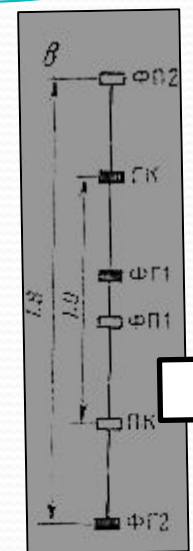


Рис. 16 Схема индукционного зонда 6Ф1 (аппаратура АИК-3, АИК-М)

Кривые индукционного метода симметричны относительно середины пласта. Шкала эффективного сопротивления $\rho_{эф}$ гиперболическая, Рис.17.

Низкочастотный индукционный метод получил широкое применение при исследовании нефтяных и газовых скважин с промывочными жидкостями низкой минерализации ($\rho_p > 1$ Ом·м), а также скважин с непроводящей промывочной жидкостью.

Применение низкочастотного индукционного метода ограничено в случае использования соленых промывочных жидкостей, наличия зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, понижающей сопротивление пласта, и при исследовании пород удельного сопротивления свыше 50 Ом·м.

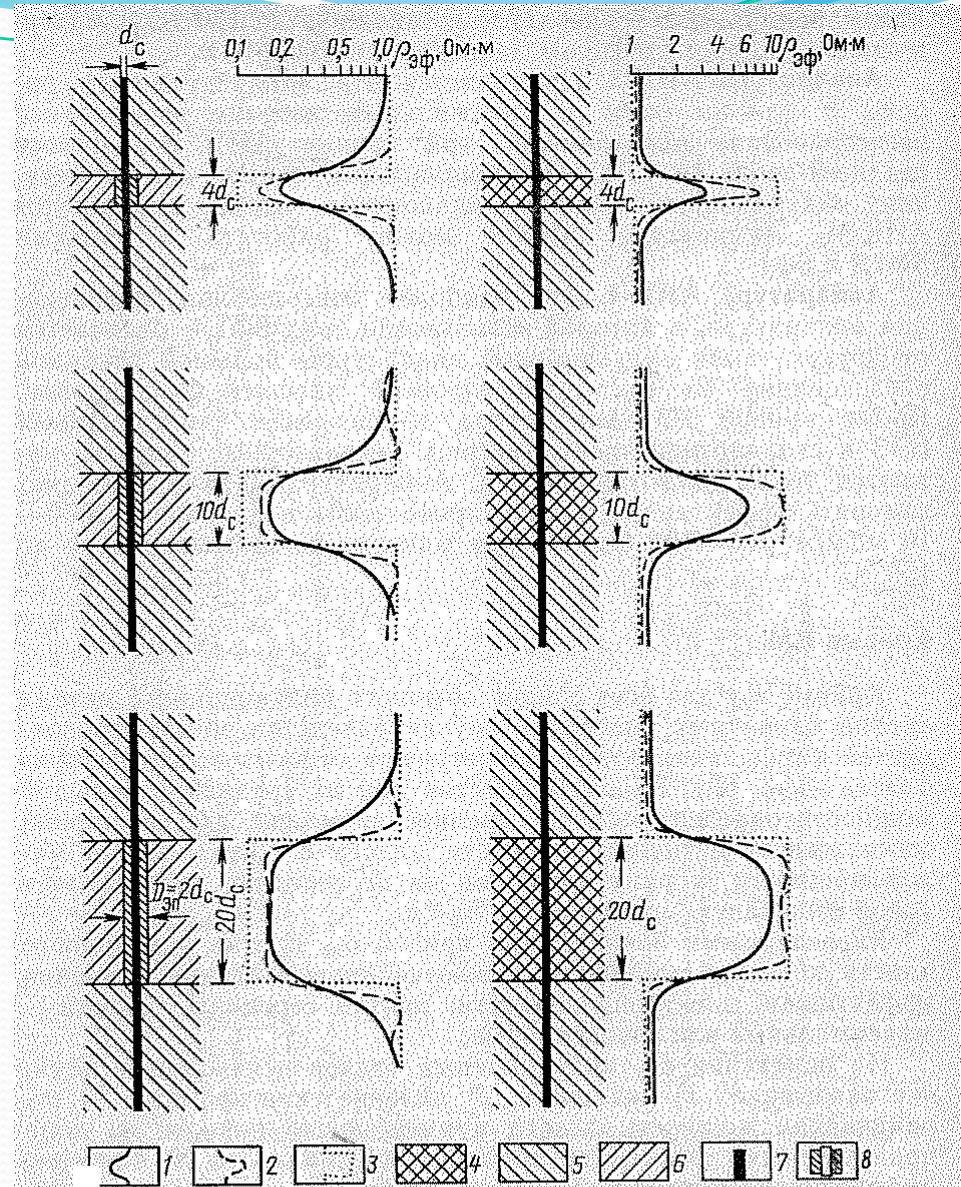


Рис. 17 Теоретические кривые обычного индукционного метода.
 1 — для двухкатушечного зонда, $L_H/d_c = 1,875$; 2 — для фокусирующего зонда, $L_H/d_c = 2,25$; 3 — уровни значений истинного удельного электрического сопротивления пород; пласты различного удельного электрического сопротивления: 4 — $\rho_{пл} = 10$ Ом·м; 5 — $\rho_{пл} = 10$ Ом·м; 6 — $\rho_{пл} = 0,1$ Ом·м; 7 — $\rho_p \rightarrow \infty$; 8 — зона проникновения промывочной жидкости

Гамма - метод

Естественная радиоактивность горных пород в скважине измеряется специальным измерительным прибором – скважинным радиометром. В общем случае индикатор гамма – излучения регистрирует интенсивность гамма – поля:

$$I_{\gamma \text{ рег}} = \kappa_1 I_{\gamma \text{ п}} + \kappa_2 I_{\gamma \text{ р}} + \kappa_3 I_{\gamma \text{ к}} + \kappa_4 I_{\text{ощ}},$$

где κ_1 , κ_2 , κ_3 , κ_4 – эффективности индикатора для спектров гамма – излучения соответственно горной породы, промывочной жидкости, стальной колонны и цемента.

Интенсивность промывочной жидкости, стальной колонны и цемента небольшая и изменяется в нешироких пределах по сравнению с интенсивностью горных пород. Регистрируемая интенсивность естественной гамма – активности прямо пропорциональна радиоактивности горных пород, вскрытых скважиной. Радиус исследования ГМ мал (около 40 см).

Для количественной интерпретации кривые ГМ исправляют за влияние промывочной жидкости, обсадной колонны, цемента и мощности пластов.

Для исследования разрезов скважин методами радиометрии применяется одноканальная и двухканальная аппаратура. Двухканальная аппаратура позволяет одновременно регистрировать две кривые - ГМ и НГМ, ГМ и ННМ-Г или ГМ и ННМ-НТ. Счетчиками гамма – квантов являются газоразрядные, сцинтилляционные или полупроводниковые счетчики.

Масштаб записи кривых ГМ устанавливается 1 – 2 мкР/ч или 10^{-14} А/кг. Запись ГМ проводится при подъеме скважинного прибора со скоростью 300 - 500 м/ч. Масштаб глубин диаграмм ГМ устанавливают 1 : 500 по всему разрезу скважины и 1 : 200 в продуктивной части разреза, при детальном исследовании – 1 : 50 или 1 : 20.

Концентрация радиоактивных элементов в определенных литологических разностях изменяется в нешироких пределах, что позволяет проводить литологическое расчленение разрезов скважин. Границы пласта повышенной радиоактивности можно определять с достаточной для практики точностью по точкам, соответствующим началу подъема кривой ГМ в подошве пласта и началу ее спада в его кровле (Рис. 18).

В комплексе с материалами других методов промысловой геофизики данные исследования ГМ используется для решения следующих геологических задач: литологическое расчленение, выделение пород – коллекторов, оценка глинистости, пористости, остаточной водонасыщенности, проницаемости пород – коллекторов.

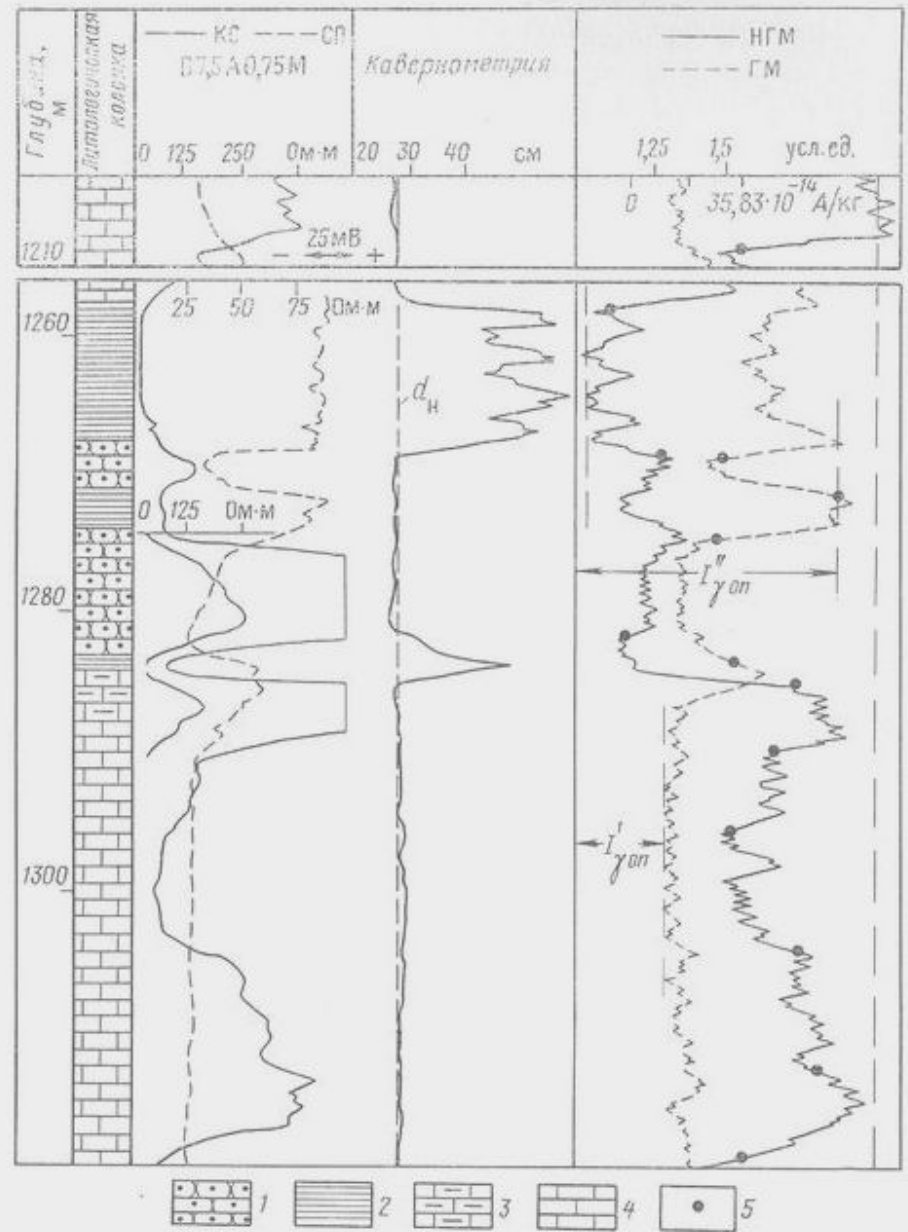


Рис. 18 Пример расчленения разреза по водородосодержанию и глинистости пород, определения границ пластов и выбора опорных пластов по диаграммам ГМ и НГМ в комплексе с электрическими методами.
 1 — песчаник нефтеносный; 2 — глина; 3 — известняк глинистый; 4 — известняк чистый; 5 — точки, соответствующие границам пластов на кривых ГМ и НГМ.

Плотностной гамма – гамма – метод (ГГМ- П)

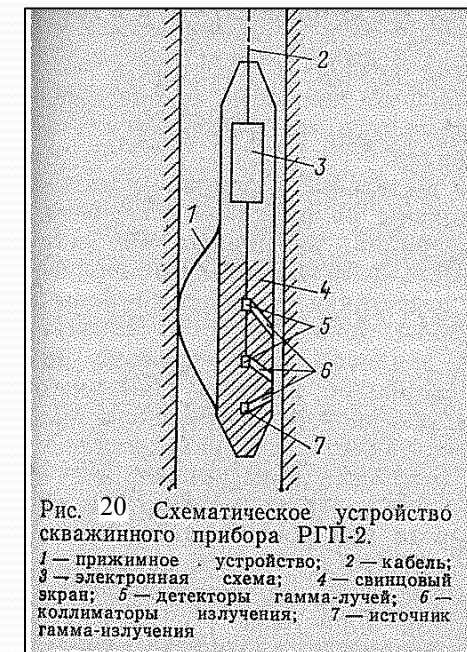
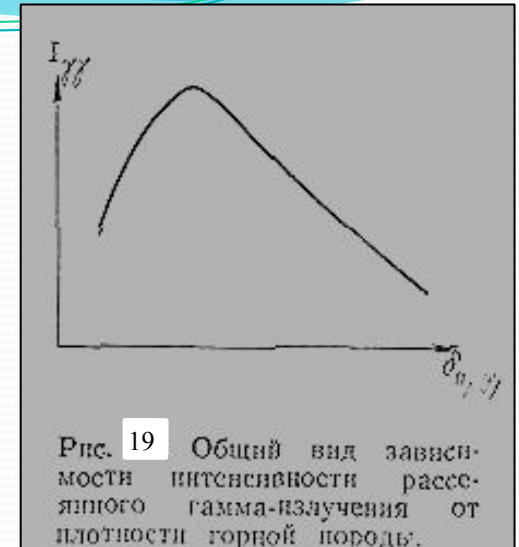
Метод ГГМ – П основан на измерении интенсивности искусственного гамма – излучения, рассеянного породообразующими элементами в процессе их облучения потоком жестких гамма – квантов ($E_{\gamma} > 0,5$ МэВ). По мере увеличения плотности рассеивающей среды интенсивность гамма – излучения сначала возрастает, достигая максимума, затем падает. (рис. 19). Большая часть горных пород обладает плотностью свыше $2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, поэтому измерение проводят по спадающей части кривой.

Глубинность исследования плотностного метода рассеянного гамма – излучения мала (10 – 15 см) и зависит от длины зонда, мощности источника, энергии первичных гамма – квантов, плотности горных пород. Длина зонда – расстояние между источником и детектором гамма – квантов. Для определения пористости осадочных горных пород используются зонды около 40 см. Мощность источника выбирается такой, чтобы рассеянное гамма – излучение превышало естественное гамма – излучение пород в несколько раз. Увеличение начальной энергии гамма – квантов вызывает повышение их проникающей способности и, следовательно, глубинность исследования метода. С этой точки зрения предпочтительнее источник ^{60}Co .

С целью уменьшения влияния скважинных условий на результаты ГГМ – П применяют зонды больших размеров и скважинные приборы специальной конструкции, рис. 20.

Точку записи относят к середине расстояния между источником и индикатором.

Плотностной гамма – гамма метод позволяет расчленять геологический разрез, выделять различные полезные ископаемые, определять пористость породы. Кроме этого, он применяется для решения некоторых технических задач.



В нефтяных и газовых скважинах ГГМ – П наиболее эффективен при оценке пористости горных пород, которая основана на связи плотности

$$\delta_{пл} = (1 - K_{п}) \delta_{ск} + K_{п} \delta_{ж},$$

где $\delta_{ск}$ - минералогическая плотность горной породы (скелете); $\delta_{ж}$ - плотность флюида(газ, вода, нефть), заполняющего поровое пространство, рис.21.

Данные ГГМ – П широко используются также для изучения и контроля технического состояния скважин: отбивка цементного камня и муфт обсадных колонн, контроля доброкачественности колонны, уровня жидкости в скважине.

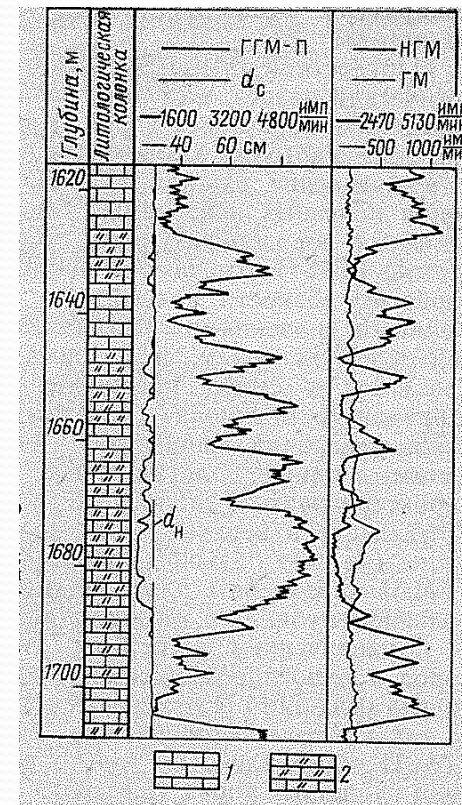


Рис. 21 Выделение пластов -коллекторов неглинистом карбонатном разрезе по данным комплекса ГИС (по Ю. А. Гулину).

- 1 – плотный известняк;
- 2 – пористый известняк

Метод индикации радиоактивными изотопами

Сущность метода индикации радиоактивными изотопами состоит в том, что в скважину закачивают жидкость, активированную изотопами радиоактивных элементов, а затем измеряют созданную таким образом искусственную радиоактивность этих пород. Сравнивая кривые гамма – метода до и после введения изотопов в скважину, решают те или иные геологические и технические задачи.

В качестве радиоактивных изотопов используют элементы, дающие жесткое гамма – излучение, растворяющиеся в применяемой жидкости, характеризующиеся относительно небольшими периодами полураспада и обладающие необходимыми адсорбционными свойствами. Чаще всего используют радиоактивные изотопы: ^{59}Fe , ^{95}Zr , ^{131}I , ^{51}Cr .

Существуют два способа введения в скважину активированной жидкости: 1) разовой закачки; 2) бурение скважины на активированной промывочной жидкости, рис. 22, 23.

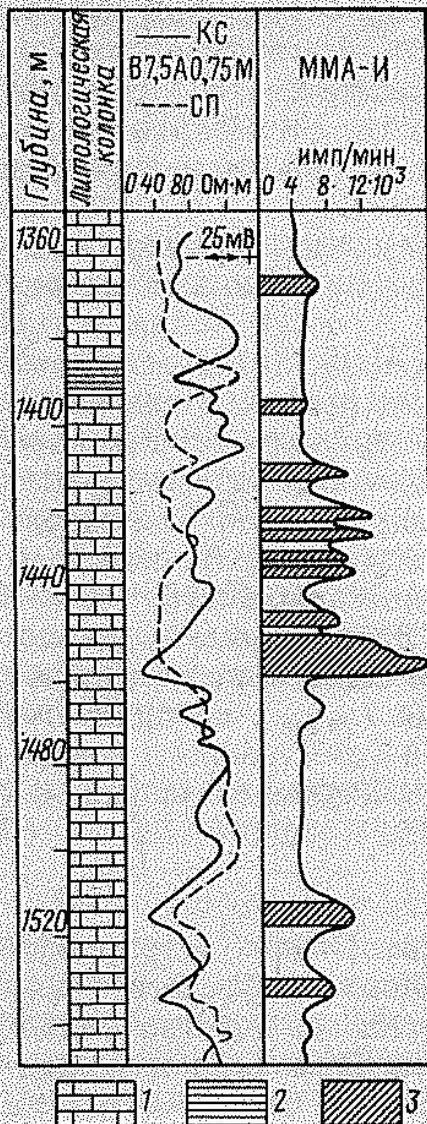


Рис. 22 Пример выделения проницаемых пластов по кривым I_{γ} , зарегистрированным ММА-И в скважине, пробуренной на активированном растворе.
1 – известняки и доломиты; 2 – глины; 3 – участки диаграмм, соответствующие проницаемым пластам

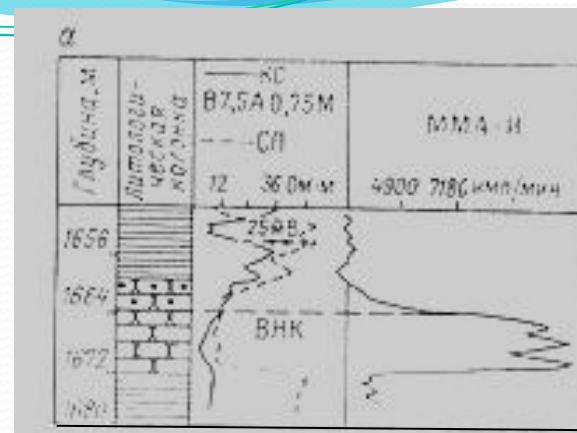


Рис. 23 Примеры отбоек ВНК по результатам измерений I_{γ} после закачки в пласт активированной жидкости (по В. В. Ларионову).
1 – нефтеносный песчаник;
2 – водоносный песчаник;
3 – глина.

Методы стационарного нейтронного поля

На взаимодействии стационарного нейтронного поля с ядрами элементов, входящих в состав горных пород, основаны нейтронные методы исследования скважин: плотности надтепловых нейтронов, плотности тепловых нейтронов, радиационного захвата нейтронов и др.

Метод плотности надтепловых нейтронов

Метод плотности надтепловых нейтронов (ННМ–НТ) основан на регистрации интенсивности надтепловых нейтронов $I_{\text{ННТ}}$ с энергией выше 0,025 эВ по разрезу скважины, возникающих при облучении горной породы источником быстрых нейтронов с энергией $E_n = 10^5 - 10^8$ эВ.

Плотность надтепловых нейтронов определяется главным образом замедляющими свойствами (водородосодержанием) среды и практически не зависит от ее поглощающих свойств. В этом преимущество ННМ – НТ перед другими нейтронными методами исследования скважин. Плотность регистрируемых надтепловых нейтронов зависит также от длины зонда. В ННМ – НТ используются доинверсионные, инверсионные и заинверсионные зонды, рис. 24. Изменение размера зонда влияет на глубинность метода плотности надтепловых нейтронов: с увеличением размера зонда глубинность повышается. В практике используют заинверсионные зонды, при которых показания метода обратно пропорциональны водородосодержанию среды. Радиус исследования ННМ – НТ равен двум длинам замедления (около 25 см) и зависит от водородосодержания среды, т.е. больше в низкопористых чистых песчаниках, плотных карбонатных, газоносных пластах, меньше в высокопористых породах, насыщенных нефтью или водой, глинистых осадках, гипсах.

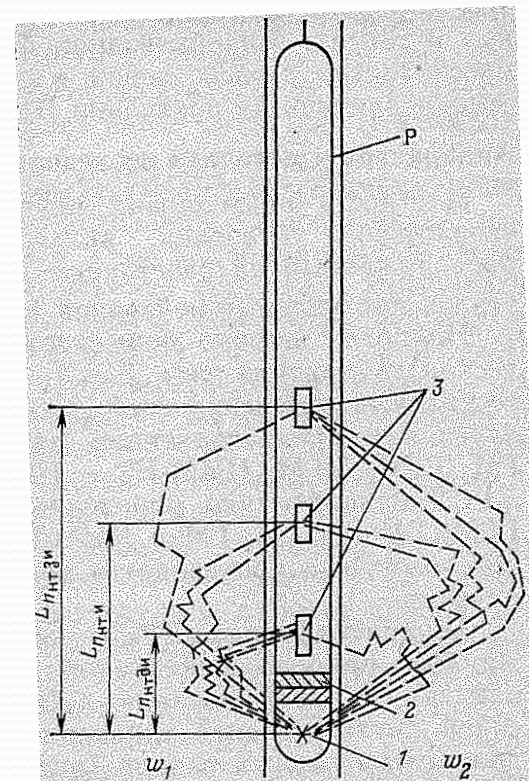


Рис. 24. Схема скважинной установки нейтрон-нейтронного метода по надтепловым нейтронам.

1 – источник нейтронов; 2 – экран; 3 – детектор. Р – радиометр; $L_{\text{ННТДИ}}$, $L_{\text{ННТИ}}$, $L_{\text{ННТЗИ}}$ – соответственно длины доинверсионных, инверсионных и заинверсионных зондов; w_1 , w_2 – объемное водородосодержание двух сред ($w_1 > w_2$)

Плотность надтепловых нейтронов измеряется с помощью скважинной установки, включающий источник нейтронов и расположенный на расстоянии длины зонда от него детектор надтепловых нейтронов.

В радиометрии скважин наибольшее применение имеют полоний – бериллиевые (Po+Be) с периодом полураспада 138,4 суток и плутоний - бериллиевые (Pu+Be) с периодом полураспада 24 360 лет источники быстрых нейтронов. Индикаторами надтепловых нейтронов используются пропорциональные бор – фтористые газоразрядные счетчики и сцинтилляционные счетчики тепловых нейтронов, окруженные снаружи парафин – борным фильтром.

Масштаб глубин 1 : 500 по всему разрезу скважин, 1 : 200 в продуктивной части разреза и 1: 50 в тонкослоистом разрезе. Масштабы записи кривых ННМ – НТ - 0,05 – 0,2 усл.ед./см.

Кривые ННМ – НТ также подвержены влиянию инерционности аппаратуры, скважинными условиями измерения (глинистая корка, диаметр скважины, обсадная колонна, цементный камень, толщина пласта).

Методом плотности надтепловых нейтронов решаются геологические задачи: литологическое расчленение геологического разреза и определение пористости пород, отбивка газоводяного и газонефтяного контактов по водородосодержанию, рис. 25.

Применение ННМ – НТ для оценки пористости сдерживается трудностью учета скважинных условий измерения из-за малой глубинности исследования этого метода. Лучшие результаты получаются при использовании двухзондовых измерительных установок, в которых на разных расстояниях от источника нейтронов 30см и 52,5см расположены два детектора надтепловых нейтронов. В этом случае пористость определяют по связи декремента пространственного затухания плотности надтепловых нейтронов от коэффициента пористости.

$$\lambda_r = (\ln I_{\text{ннт1}} / I_{\text{ннт2}} - \ln K_r) / (L_{\text{ннт2}} - L_{\text{ннт}}).$$

где $I_{\text{ннт1}}$, $I_{\text{ннт2}}$ – показания двух зондов ННМ – НТ в одинаковых единицах; K_r - коэффициент, равный отношению чувствительностей детекторов.

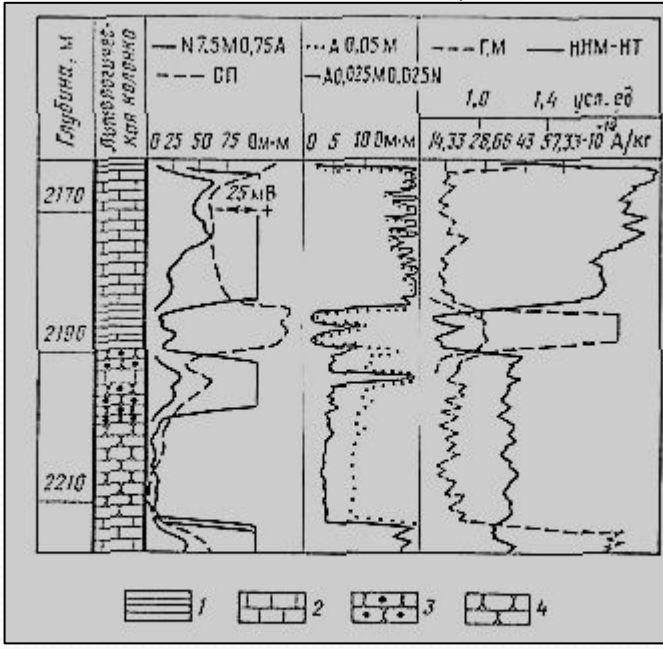


Рис. 25 Комплекс диаграмм ГИС, записанных в песчано-карбонатном разрезе нефтяной скважины. 1- глина; 2 – известняк;;3 – нефтяной песчаник; 4 – водоносный песчаник.

Метод плотности тепловых нейтронов (ННМ-Т)

Сущность метода плотности тепловых нейтронов (ННМ-Т) заключается в исследовании интенсивности тепловых нейтронов по разрезу скважины на заданном расстоянии (длине зонда) от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления породообразующими элементами превратились в тепловые.

Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы, т.е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. При работе заинверсионными зондами с увеличением водородосодержания интенсивность $I_{пт}$ понижается. С повышением концентрации хлора, бора, кадмия и др. плотность тепловых нейтронов также падает.

Радиус исследования метода тепловых нейтронов равен $R_{пт} = 2M$, где M – длина миграции нейтронов, и составляет порядка 20 - 30 см, уменьшаясь с увеличением водородо- и хлоросодержанием. Оптимальная длина зонда при изучении нефтяных и газовых скважин 30 - 50 см. Скважинный прибор ННМ – Т отличается от радиометра ННМ-НТ тем, что индикаторами тепловых нейтронов в нем являются пропорциональные газоразрядные или стинтилляционные счетчики. Регистрируемая плотность тепловых нейтронов зависит от нейтронных свойств породы и от конструктивных особенностей скважин и минерализации промывочной жидкости.

Метод плотности тепловых нейтронов применяют для литологического расчленения разреза скважины по водородосодержанию и определения пористости пород, для отбивки водонефтяного, газонефтяного и газовойдяного контактов, а также для выявления элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Существуют специальные методики определения пористости горных пород по водородосодержанию или по хлоросодержанию. Отбивка ВНК по хлоросодержанию в однородных пластах одинаковой пористости возможна при повышенной минерализации пластовых вод (более 100 -150 г/л, рис. 26.

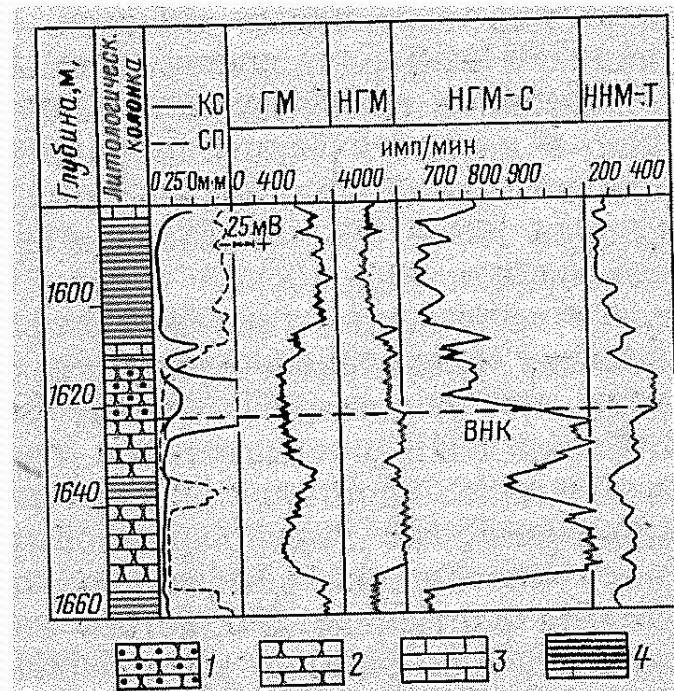


Рис. 26. Пример выделения водоносных коллекторов и определения положения водонефтяного контакта по данным нейтронных и электрических методов.
1 – нефтеносный песчаник; 2 – водоносный песчаник; 3 – известняк; 4 – глина

Нейтронный гамма – метод (НГМ)

Сущность нейтронного гамма-метода состоит в исследовании искусственного гамма-поля, образовавшегося в результате поглощения (радиационного захвата) тепловых нейтронов породообразующими элементами. Число нейтронов, поглощаемых единицей объема горной породы, пропорционально плотности тепловых нейтронов, которая зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды. Замедляющие свойства среды зависят от водородосодержания, поглощающие свойства – от водородосодержания и содержания элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов окружающей среде (хлора, бора, железа, марганца и др.).

Эмиссирующая способность – это количество гамма-квантов испускающихся при захвате одного теплового нейтрона. Минимальной эмиссирующей способностью обладают водород, кислород и углерод (около одного гамма-кванта на один захват), максимальной – натрий и хлор (3,09 2,36 гамма-кванта на один захват). Гамма-кванты, образующиеся при захвате тепловых нейтронов, различаются по энергиям, а следовательно, и различаются эффективной эмиссирующей способностью, т.е. способностью этих гамма-квантов зарегистрироваться измерительной аппаратурой. Присутствие в породе аномально активных поглотителей тепловых нейтронов (хлора, кадмия и др.) вызывающих жесткое гамма-излучение приводит к повышению $I_{n\gamma}$ при прочих равных условиях, так как эти поглотители обладают высокой эффективной эмиссирующей способностью. Таким образом, число поглощаемых нейтронов, а следовательно, количество вторичных гамма-квантов определяются замедляющими и поглощающими свойствами горных пород.

Зонды НГМ также подразделяются на доинверсионные, инверсионные и заинверсионные.

В практике радиометрических работ в качестве стандартного зонда обычно используется заинверсионный зонд длиной 60 см. Радиус исследования НГМ есть величина переменная и составляет 20 – 40 см. в зависимости от водородосодержания и содержания в породах элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов.

В скважинной аппаратуре между источником нейтронов и счетчиками гамма-квантов помещается свинцовый экран чтобы гамма-кванты от источника не достигали счетчиков гамма-квантов. При выбранном размере зонда мощность источника нейтронов должна быть такой, чтобы скорость счета в канале НГМ превышала скорость счета естественного гамма-излучения в 10 – 15 раз. Масштаб записи кривой НГМ выражают в имп/мин, условных единицах или в вероятностных единицах.

Нейтронный гамма-метод применяют для литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов и определения их пористости, отбивки ВНК, ГВК и ГНК.

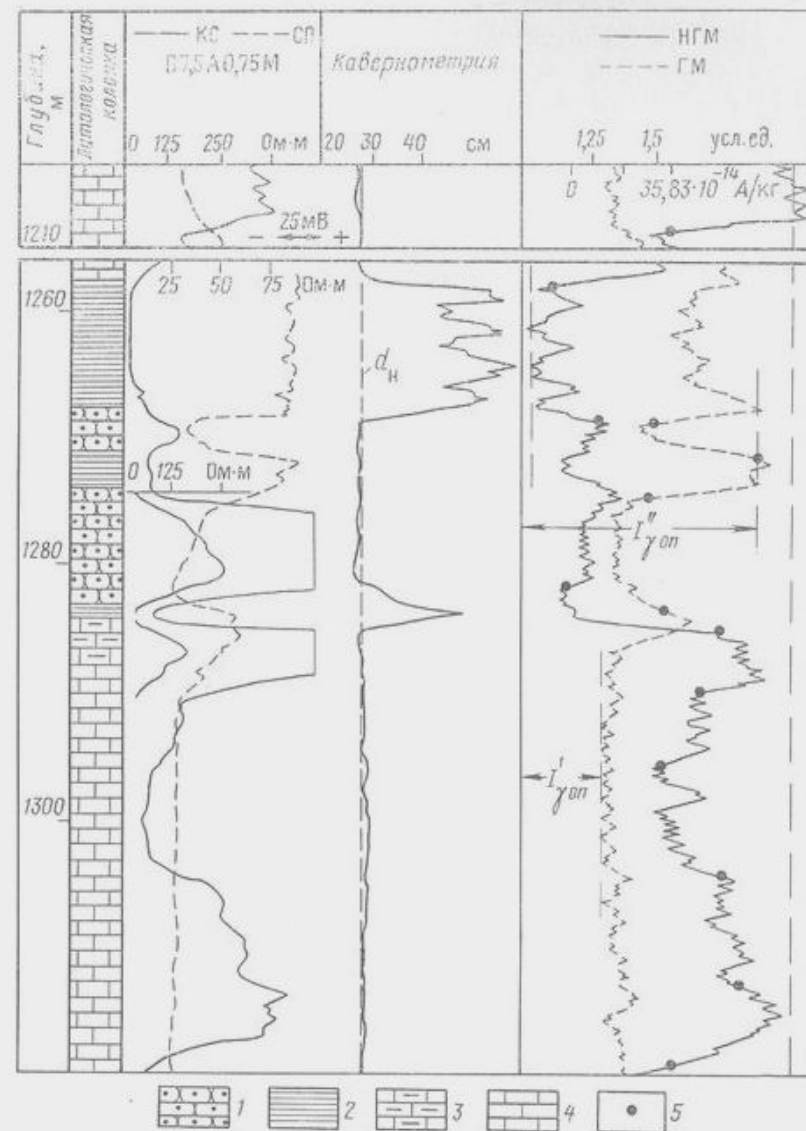


Рис. 27 Пример расчленения разреза по водородосодержанию и глинистости пород, определения границ пластов и выбора опорных пластов по диаграммам ГМ и НГМ в комплексе с электрическими методами.
 1 – песчаник нефтеносный; 2 – глина; 3 – известняк глинистый; 4 – известняк чистый; 5 – точки, соответствующие границам пластов на кривых ГМ и НГМ

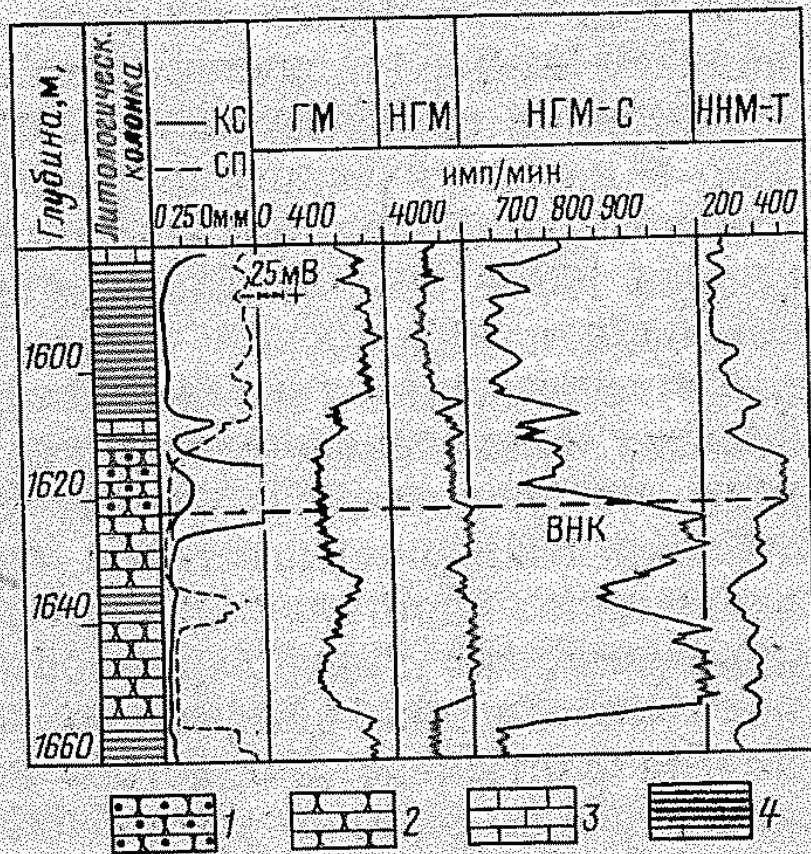


Рис. 28. Пример выделения водоносных коллекторов и определения положения водонефтяного контакта по данным нейтронных и электрических методов.

1 — нефтеносный песчаник; 2 — водоносный песчаник; 3 — известняк; 4 — глина

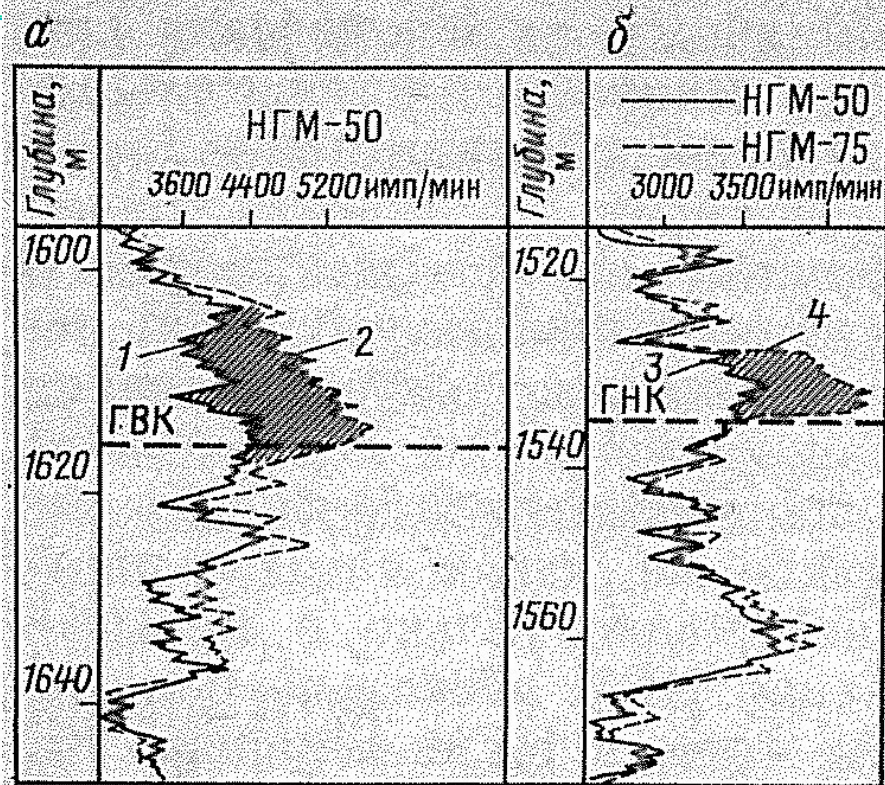


Рис. 29. Определение газоводяного (а) и газонефтяного контактов (б) (по В. В. Ларионову).

Кривые 1, 3 — зарегистрированы до крепления скважины; 2, 4 — то же, через 1,5 года после крепления. Заштрихованы участки, соответствующие газоносным пластам

Импульсный нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам

При импульсных нейтронных методах исследования скважин порода облучается кратковременными потоками быстрых нейтронов длительностью Δt , следующими один за другим через определенные промежутки времени τ . Через некоторое время τ_3 (время задержки) после окончания генерируемого нейтронного импульса в течение времени $\Delta t_{\text{зам}}$ (временное окно) производится измерение плотности нейтронов $n_{\text{нт}}$ или продуктов их взаимодействия с горной породой. Последовательно изменяя τ_3 при постоянном $\Delta t_{\text{зам}}$, можно получить зависимость плотности нейтронов от интенсивности радиационного гамма-излучения от τ_3 , рис. 30. Таким образом, исследуются не только пространственно-энергетическое, но и временное распределение нейтронов в скважине, пересекающей исследуемый пласт, после окончания импульса быстрых нейтронов. Интерпретируя такого рода зависимости интенсивности

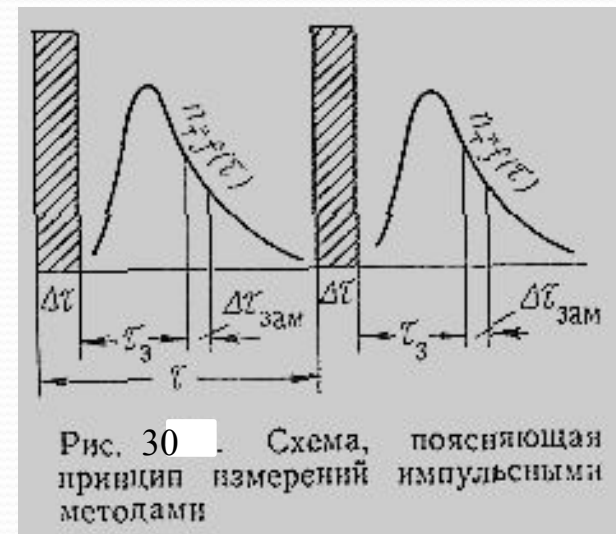


Рис. 30. Схема, поясняющая принцип измерений импульсными методами

исследования можно определить с помощью нейтронного метода по тепловым нейтронам (ИННМ-Т). Увеличив время задержки и величину разности показаний плотности тепловых нейтронов против нефтеносного и водоносного пласта. В этом одно из основных преимуществ ИННМ-Т. Радиус зоны исследования ИННМ-Т определяется водородосодержанием среды и временем задержки. Благодаря большой энергии нейтронов, испускаемых скважинным генератором нейтронов (до 14 МэВ), при соответствующем выборе времени задержки (1000 – 1200 мкс) радиус исследования ИННМ-Т (60-80 см) намного превышает глубину нейтронных методов с ампульными нейтронными источниками. При работе в нефтяных скважинах используется

Влияние на величину плотности тепловых нейтронов в ИНМ-Т скважинных условий измерения на много меньше, чем для стандартного НМ-Т. При больших временах задержки влияние скважинных условий почти не сказывается. Скорость записи 100 – 120 м/ч при $\tau_{\text{я}} = 12\text{с}$. Необходимо чтобы $\tau_{\text{пп}} > \tau_{\text{нс}}$. Если нет такого неравенства, то промывочную жидкость подсаливают. ИНМ-Т применяется для литологического расчленения разрезов скважин, выделения полезных ископаемых, определения характера насыщения и



Определение характера порового пространства и установление ВНК, ГВК и ГНК основаны на различном

ВНК, ГВК и ГНК, Рис. 31 водородосодержании продуктивных водоносных пластов. Различное водородосодержание

фиксируется величинами коэффициентов диффузии и плотностью тепловых нейтронов в пласте, а

хлоросодержание – только плотностью тепловых нейтронов. Однако в отличие от стационарных нейтронных

методов импульсный нейтронный метод по тепловым нейтронам позволяет решать эти задачи даже при

пониженной минерализации пластовых вод (20 – 50 г/л).

Акустические методы

Акустические методы исследования разрезов скважин основаны на определении упругих свойств горных пород по данным о распространении в них упругих волн.

Два типа волн – продольные (Р) и поперечные (S). Продольная волна вызывается деформацией объема и ее распространение представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия. Поперечная волна связана с деформацией формы, и распространение ее заключается в скольжении одного слоя среды относительно другого. Поперечные волны могут возникать только в твердых телах.

Скорость распространения продольной волны в породе:

$$v_p = \sqrt{\frac{E(1-\sigma)}{\delta_n(1+\sigma)(1-2\sigma)}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\delta_n}}$$

где δ_n — плотность породы; G — модуль сдвига; K — модуль всестороннего сжатия.

Скорость распространения по:

$$v_s = \sqrt{\frac{E}{2\delta_n(1+\sigma)}} = \sqrt{\frac{G}{\delta_n}}$$

Упругие свойства горных пород, а значит и скорости распространения упругих волн в них обусловлены их минеральным составом, пористостью и формой порового пространства и, таким образом, тесно связаны с литологическими петрофизическими свойствами.

Кроме этого, различные породы по разному ослабляют энергию наблюдаемой волны по мере удаления ее от источника возбуждения упругих волн.

При акустических исследованиях свойств горных пород ультразвуковым методом измеряют кинематические и динамические характеристики продольных и поперечных волн. Кинематические характеристики определяют скорость распространения упругих в породах; динамические характеристики определяют поглощающие свойства пород.

Скважинная установка состоит из одного излучателя ультразвуковых волн и двух приемников П1 и П2, расположенных на некотором расстоянии от излучателя И, рис. 32. В некоторых приборах применяют два источника и один приемник. При таком расположении приемников получается полученная волновая картина, показанная на рис. 32.

При применении ультразвукового метода используется импульсная ультразвуковая установка: излучатель периодически посылает пакеты из 3-4 периодов ультразвуковых колебаний частотой 10-75 кГц. Обычно частота посылки импульсов составляет 12-25 кГц.

При акустических исследованиях горных пород измеряют кинематические и динамические характеристики продольных и поперечных волн. Кинематические характеристики определяют скорость распространения упругих в породах: 1) время распространения упругих колебаний между приемником и ближним или дальним излучателем t_1 и t_2 ; 2) интервальное время распространения упругой волны $\Delta t = t_2 - t_1$. Динамические характеристики связаны с поглощающими свойствами исследуемой среды: 1) относительными амплитудами продольных и поперечных колебаний от ближнего и дальнего излучателей A_1 и A_2 ; 2) коэффициентами поглощения α и α' соответственно для продольных поперечных волн.

Радиус исследования при регистрации кинематических характеристик не превышает 0,3 м. При регистрации динамических параметров примерно в 2 раза больше. Скорость передвижения прибора 1000-1200 м/ч. Масштаб глубин 1:500 и 1:200. В комплексе с другими методами ультразвуковой метод позволяет проводить литологическое расчленение, выделять породы-коллекторы, определять характер насыщения, оценить коэффициенты пористости и положение водонефтяного и газожидкостных контактов.

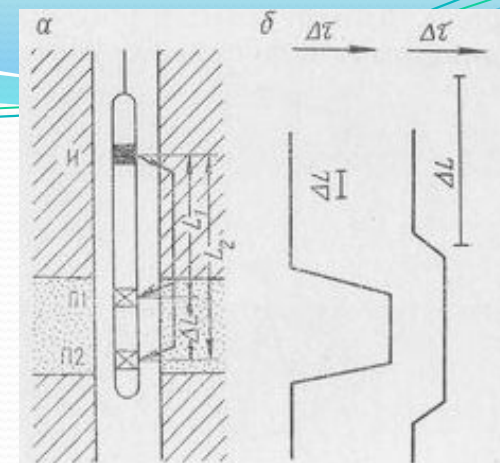


Рис. 32 Скважинная установка ультразвукового метода и ее разрешающая способность.

а — трехэлементный зонд; б — теоретические кривые ультразвукового метода для двух величин базы

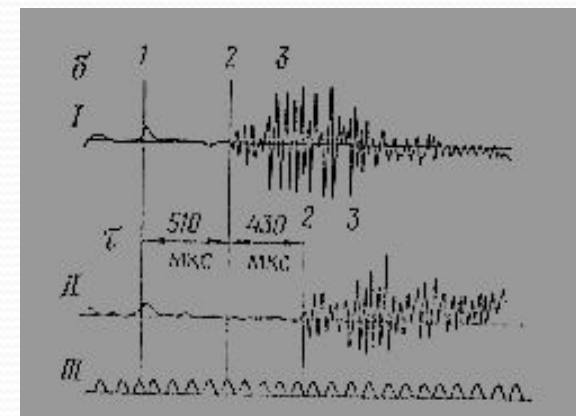


Рис. 125 33 лновая картина, полученная при записи упругих колебаний приемниками трехэлементного зонда

I — запись ближним приемником; II — запись дальним приемником; III — марки времени (размер 100 мкс). 1 — отметка импульса; 2 — первое наступление головной продольной волны; 3 — поперечные колебания и вода, идущая по вязкоупругой жидкости. Расстояние между излучателем и приемником 1,36 м; расстояние между приемниками 1,16 м; 4 — период и амплитуда возбуждающих колебаний

Акустический телевизор предназначен для детального исследования поверхности стенок незакрепленных и крепленных скважин с помощью фотографий изображения стенок скважин, Рис.34.

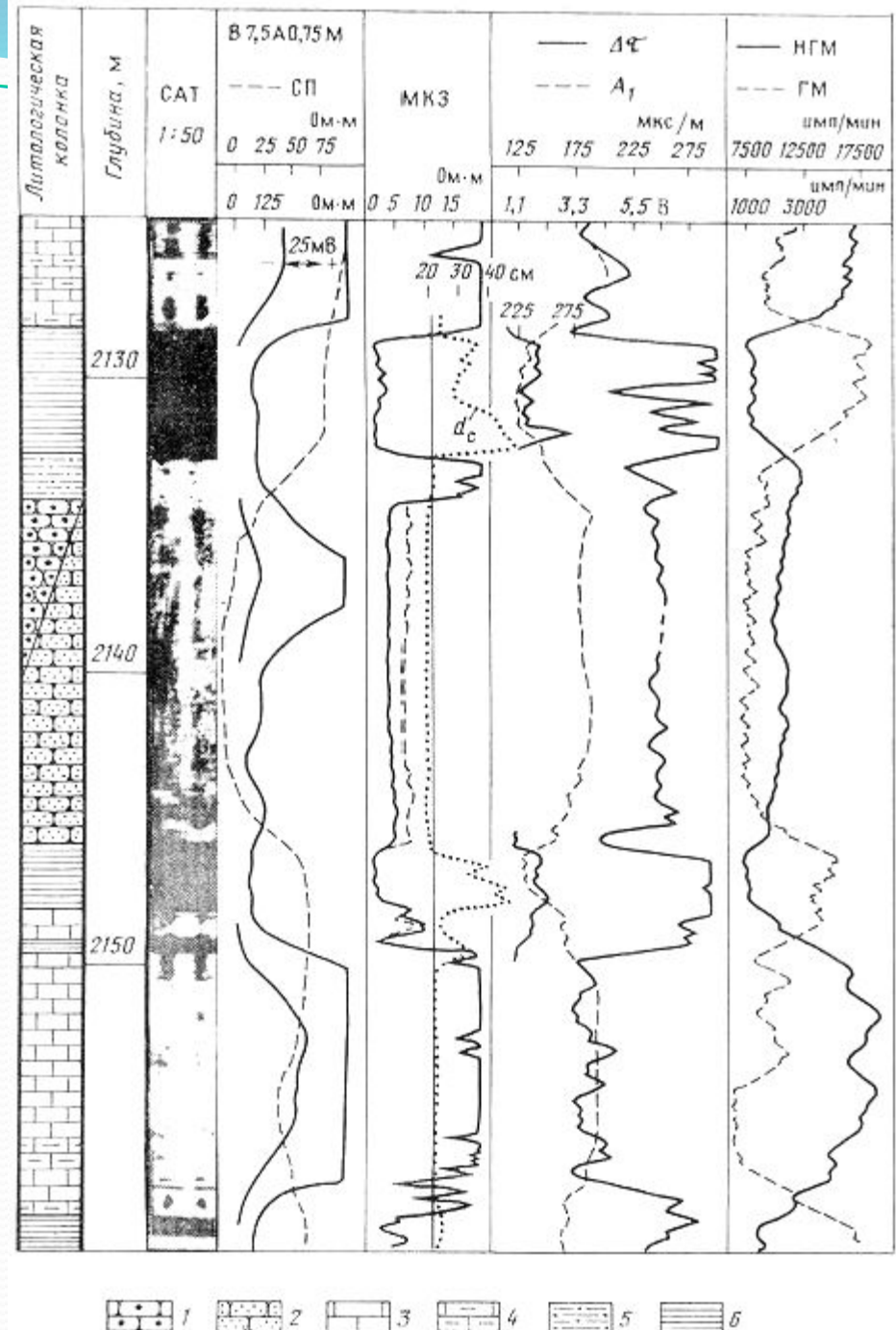


Рис. 34. Пример литологического расчленения разреза скважины по данным акустического телевизора в комплексе с методами ГМС.

- 1 – песчаник нефтеносный;
- 2 – песчаник водоносный;
- 3 – чистый известняк;
- 4 – глинистый известняк;
- 5 – алевролит;
- 6 – глина.

Методы изучения технического состояния скважин

Инклинометрия – искривление скважины. Приборы называются инклинометрами. В практике чаще применяют инклинометры с дистанционным электрическим измерением. Рис.35. Элементы искривления скважин измеряют при подъеме прибора в точках через 20 или 25 м в вертикальных скважинах и через 5 или 10 м в наклонно-направленных скважинах.

По данным измеренного угла искривления скважины и вычисленного дирекционного угла вычерчивается план скважины - проекция оси скважины на горизонтальную плоскость, рис 36.

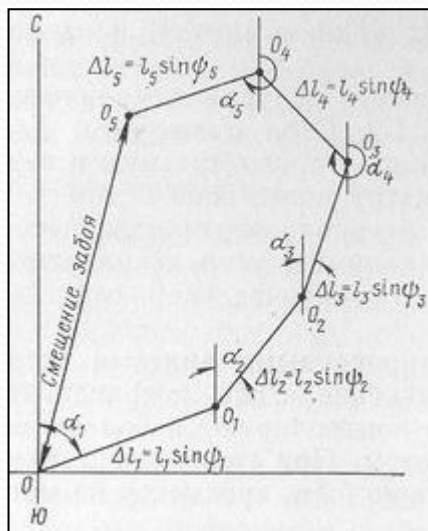


Рис. 36. Пример построения плана скважины

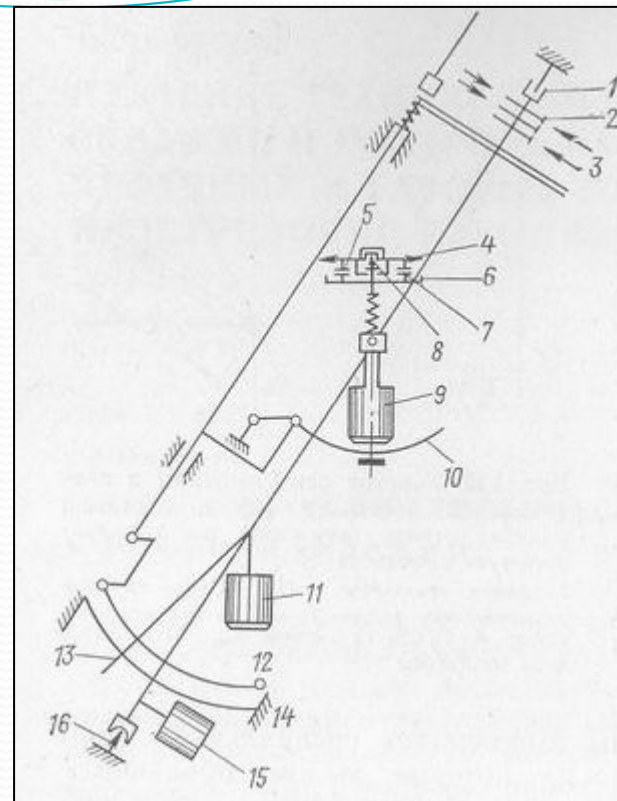


Рис. 35. Схема главной механической части инклинометров типа КИТ и КИТА.

1 — подшипник; 2 — контактные кольца коллектора; 3 — коллектор; 4 — магнитная стрелка; 5 — пружинные контакты; 6 — азимутальный реохорд; 7 — контактное кольцо; 8 — острие; 9 — грузик буассоли; 10 — дугообразный рычаг; 11 — отвес; 12 — токопроводящий провод датчика угла; 13 — стрелка отвеса; 14 — угловой реохорд; 15 — грузик, ориентирующий рамку; 16 — керн рамки

Кавернометрия и профилометрия

– измерение фактического диаметра скважины каверномерами и профиломерами, рис. 37, 38. Кавернограммы и профилограммы обычно регистрируют в масштабах глубин 1:200, 1:500 и 1:50. Горизонтальный масштаб выбирается равным $\frac{1}{2}$ и 5 см/см. Скорость подъема прибора обычно составляет 1000 – 3000 м/ч в зависимости от технического состояния ствола скважины и типа регистратора.

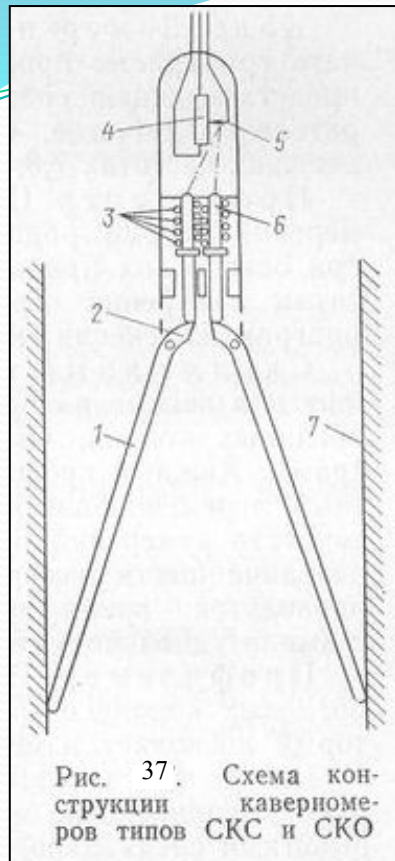


Рис. 37. Схема конструкции каверномеров типов СКС и СКО

Контроль цементированния скважин

Высокое качество цементированния: 1) соответствие подъема цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъема; 2) наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии; 3) равномернораспределение в затрубном пространстве; 4) хорошее сцепление

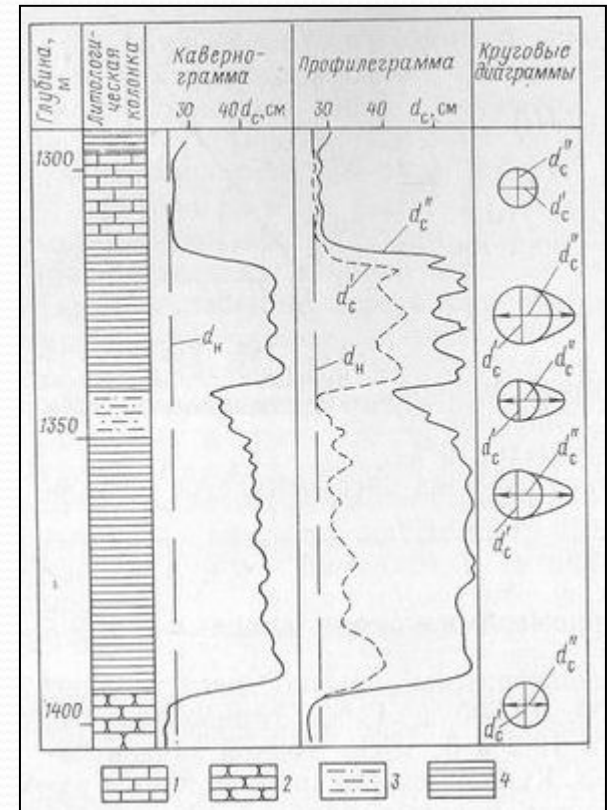


Рис. 38. Кривые кавернометрии профилометрии и диаграммы сечения скважины (по Е. М. Пятецкому).

1 – известняк плотный; 2 – песчаник проницаемый; 3 – алевролит; 4 – глина

Качество цементирования обсадных колонн контролируется методами термометрии и радиоактивных изотопов, гамма-гамма-методом и акустическими методами.

Примеры контроля цементирования скважин приведены на рис. 39, 40. жидкости.

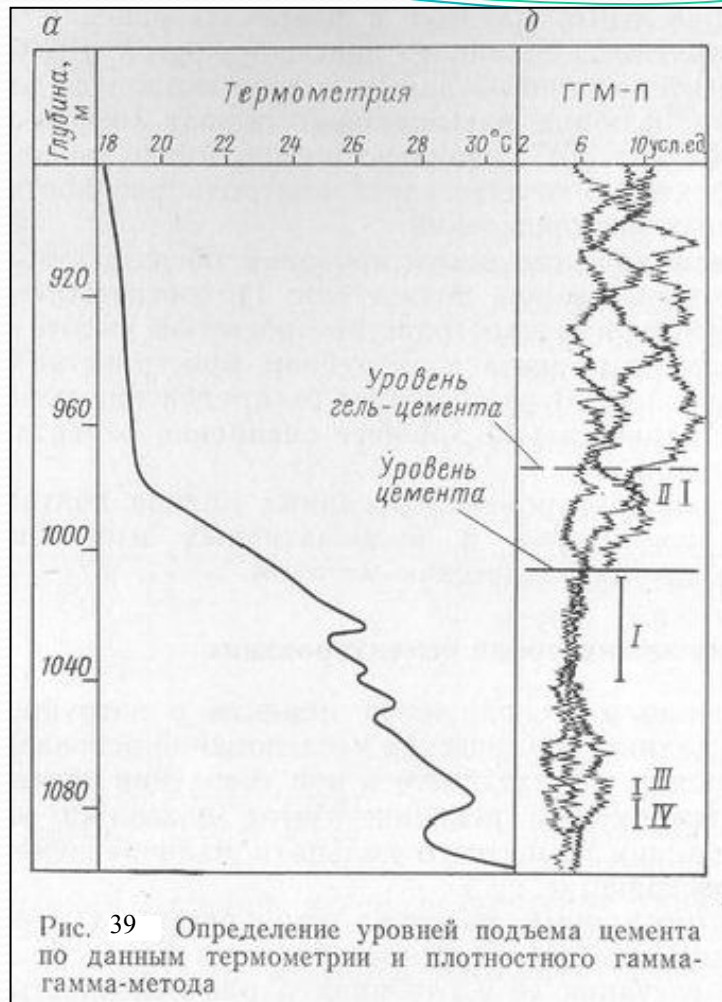


Рис. 39 Определение уровней подъема цемента по данным термометрии и плотностного гамма-гамма-метода

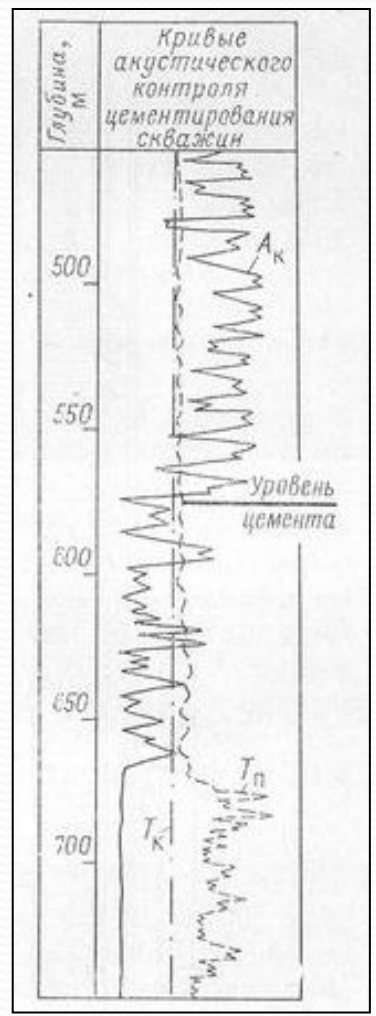


Рис. 40 Пример определения качества цементирования обсадной колонны по данным акустического метода

ПРИТОКОМЕТРИЯ

Под притокометрией понимают определение мест притоков, поглощений и затрубной циркуляции в необсаженных и обсаженных скважинах. Места притоков жидкости могут быть установлены методами сопротивления, термическими и фотоэлектрическим, Рис. 41, 42. Фотоэлектрический метод определения места притока жидкости основан на сравнении прозрачности жидкостей, поступающих в скважину, и глинистого раствора. Прозрачность жидкости в скважине определяется с помощью прибора, измеряющего разность потенциалов в цепи фотоэлемента, освещаемого лампочкой через слой исследуемой

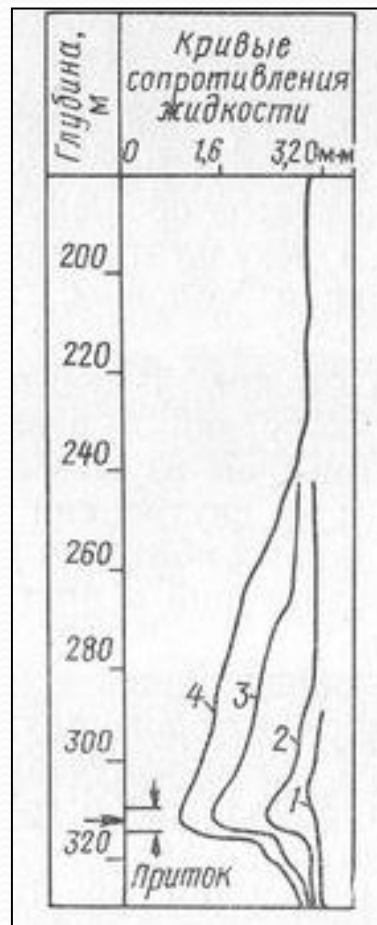


Рис. 41. Определение места притока пластовых вод в скважину резистивметром
1-4 — кривые сопротивления жидкости, замеренные в разное время

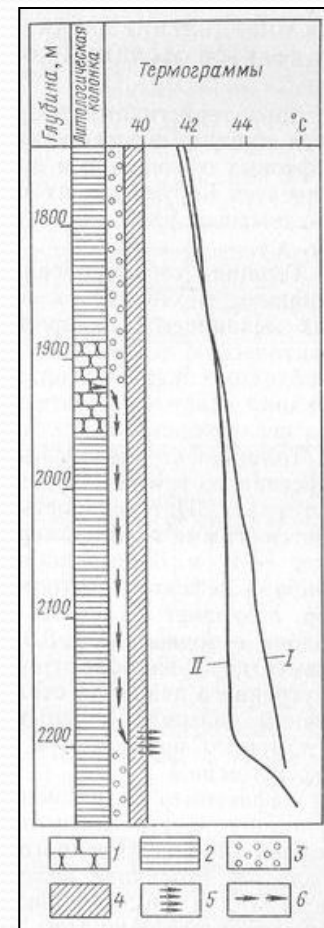


Рис. 42. Определение зоны затрубной циркуляции методом термометрии.
I, II — кривые, замеренные в разное время. I — водоносный песчаник; 2 — глина; 3 — цемент; 4 — колонна; 5 — интервал перфорации; 6 — направление движения пластовой воды

Обязательный комплекс ГИС в перспективных интервалах разреза эксплуатационных скважин в терригенных коллекторах Западной Сибири в масштабе глубин 1 : 200: ПС, КС, БКЗ, ИК,МКЗ, Резистивиметрия, ДС, ГК, ННМ-Т, БК; в масштабе глубин 1 :500 по всему разрезу скважин: СП, КС, ДС, ГМ, ННМ-Т.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК И ДЕФЕКТОВ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

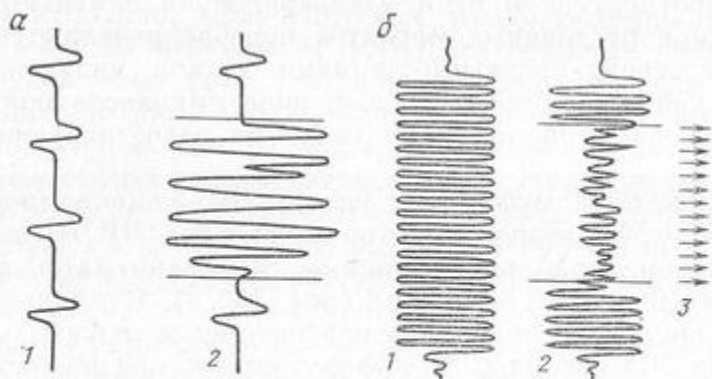


Рис. 161. Определение интервала перфорации обсадной колонны по кривой локатора муфт (а) и по диаграмме, записанной аппаратурой АКП-1 (б).
1, 2 — кривые, записанные до и после перфорации колонны; 3 — интервал перфорации

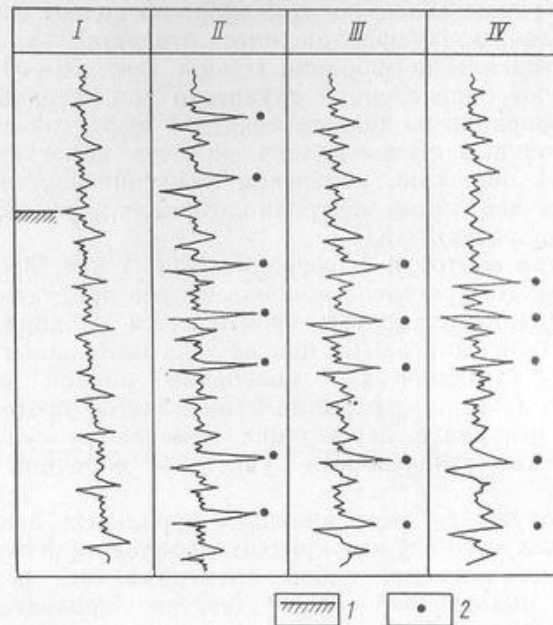


Рис. 162. Пример определения места прихвата буровых труб прихватоопределителем (по А. Ф. Шакирову).

Кривые локатора муфт: 1 — до нанесения магнитных меток; II — после нанесения магнитных меток; III, IV — после приложения к трубам механической нагрузки. 1 — место прихвата буровых труб; 2 — магнитные метки

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРВОНАЧАЛЬНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ВНК, ГВК и ГНК

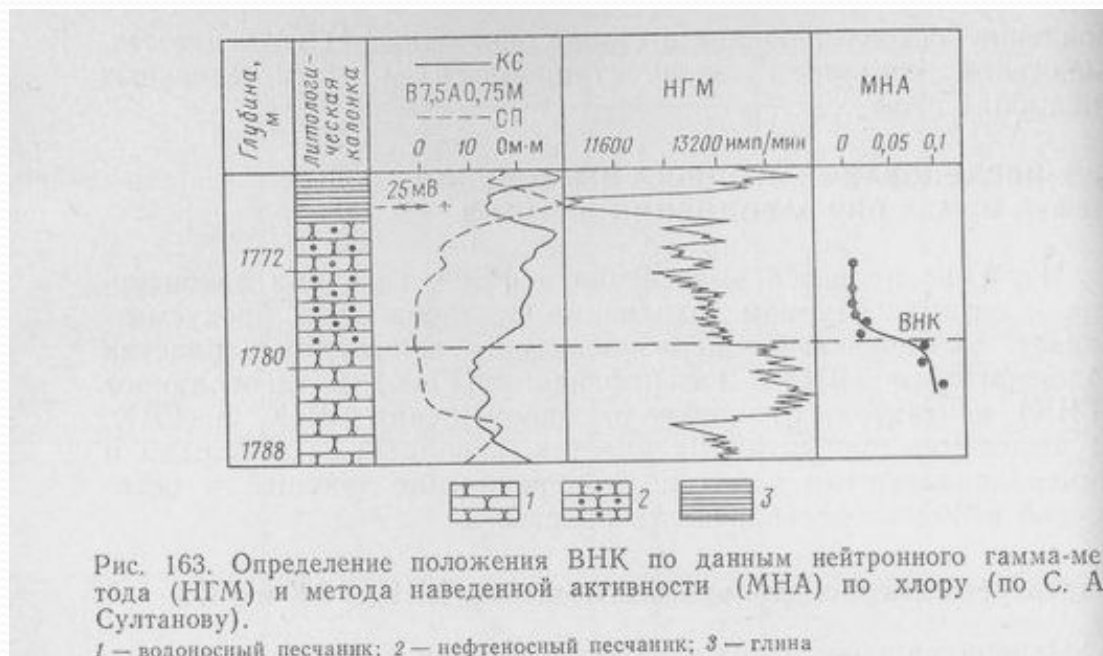


Рис. 163. Определение положения ВНК по данным нейтронного гамма-метода (НГМ) и метода наведенной активности (МНА) по хлору (по С. А. Султанову).

1 — водоносный песчаник; 2 — нефтеносный песчаник; 3 — глина

ВЫДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, ОБВОДНЕННЫХ НАГНЕТАТЕЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

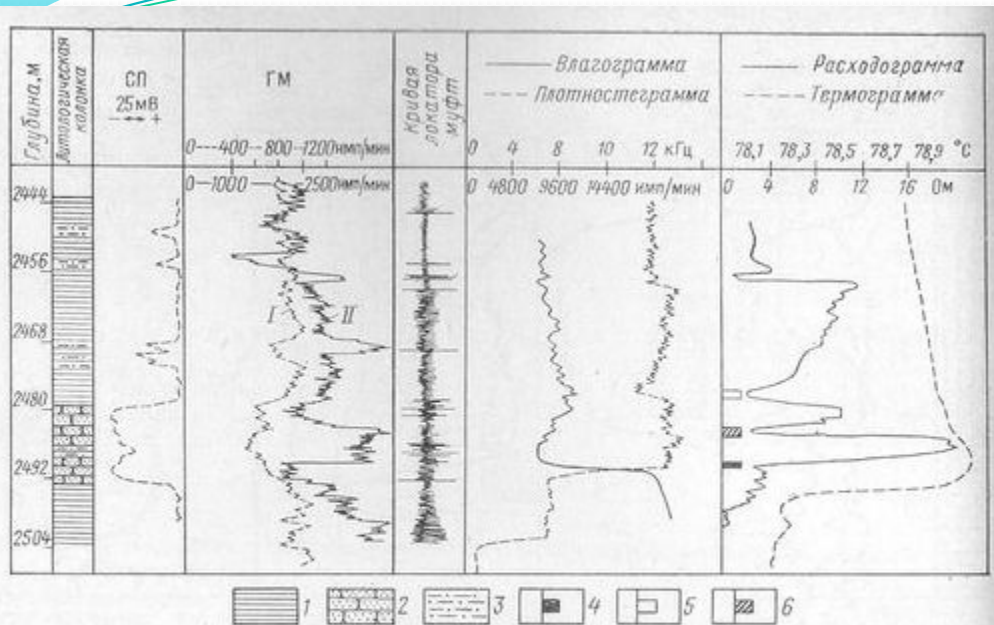


Рис. 168. Пример определения интервалов обводнения по величине радио-геохимического эффекта, профиля отдачи и типа флюида в скважине по комплексу методов ГИС.

I, II — кривые ГМ, зарегистрированные до и после обводнения. 1 — глина; 2 — песчаник; 3 — алевролит; 4 — нефть; 5 — вода; 6 — нефть с водой

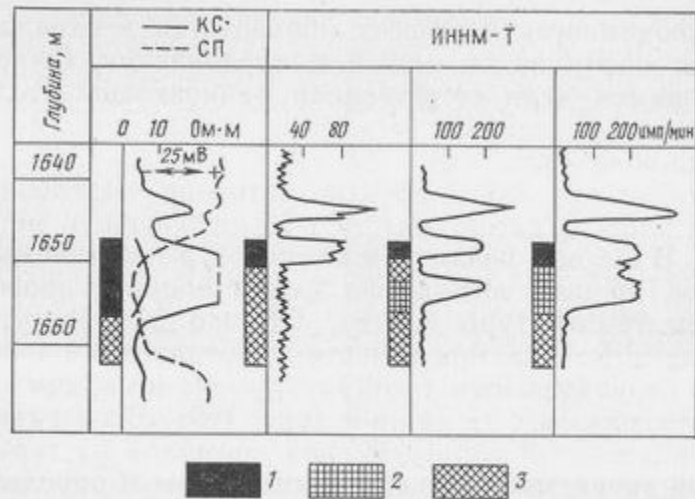


Рис. 167. Выделение пластов, обводняющихся пресными водами, по данным повторных измерений ИННМ-Т в неперфорированном пласте.

1 — нефть; 2 — пресная вода; 3 — минерализованная вода

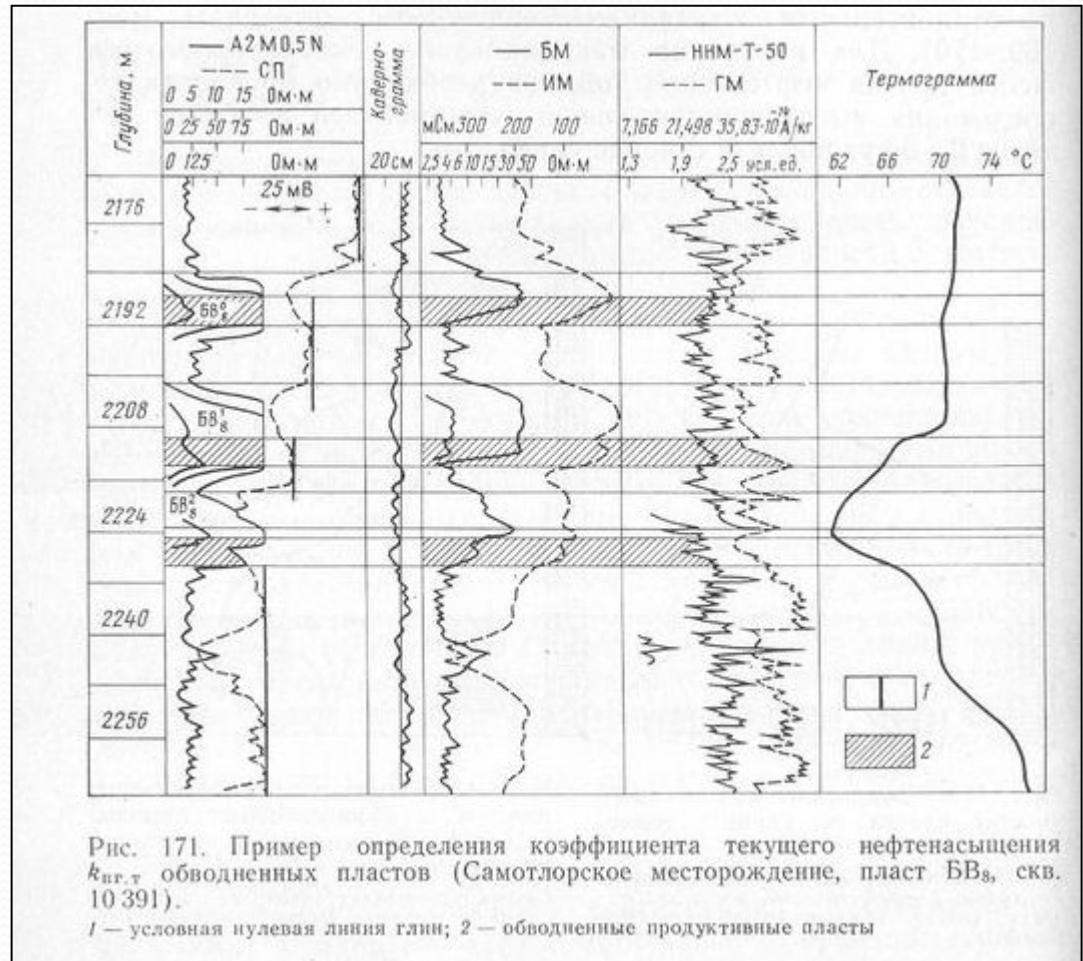
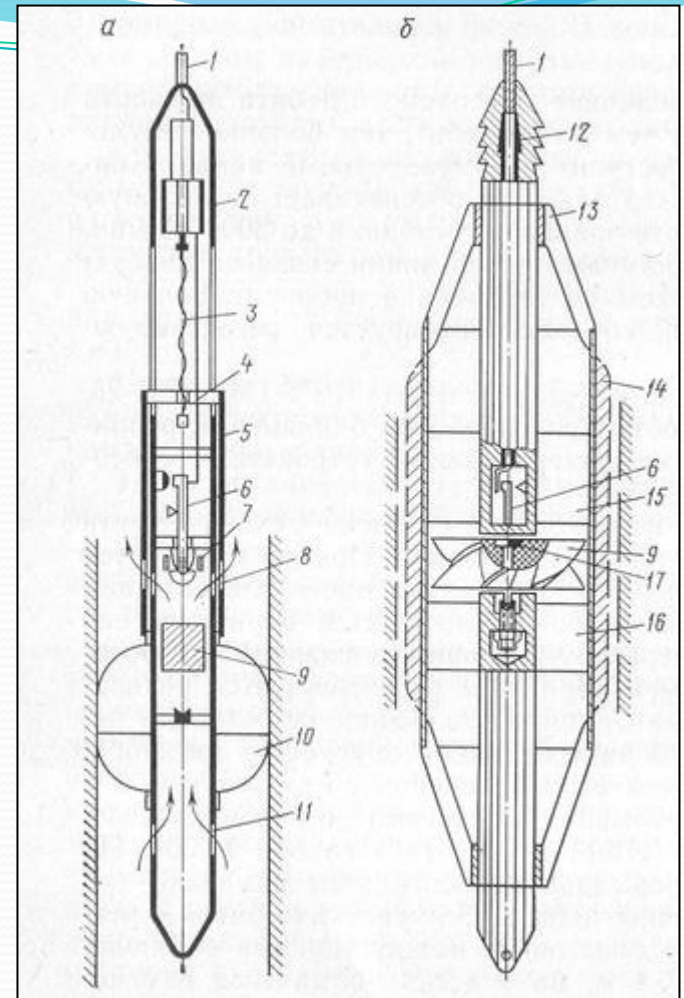
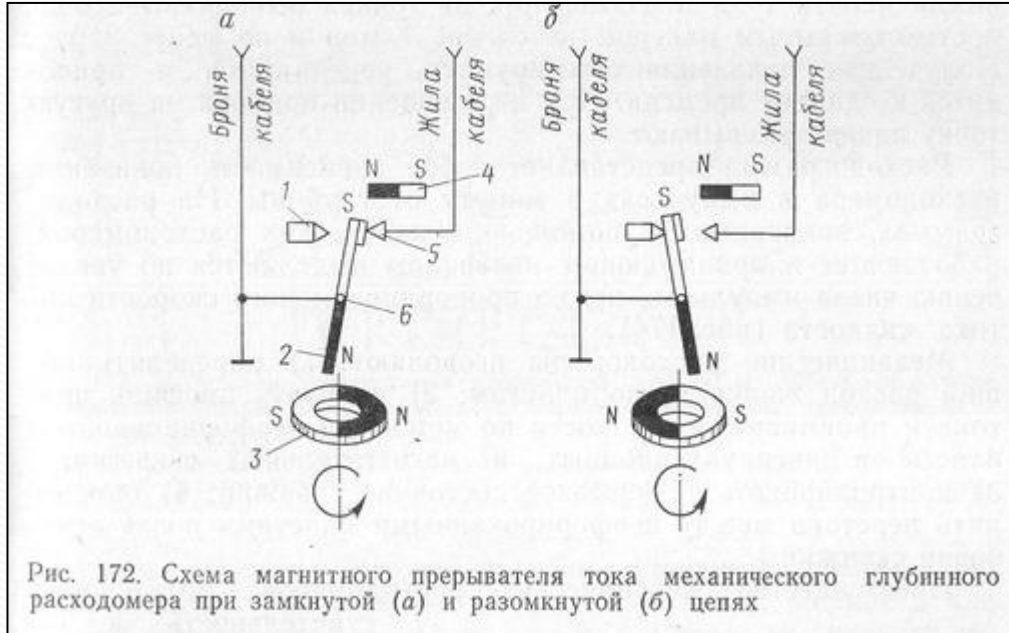


Рис. 171. Пример определения коэффициента текущего нефтенасыщения $k_{нр,т}$ обводненных пластов (Самотлорское месторождение, пласт БВ₈, скв. 10 391).



1 — кабель; 2 — корпус; 3 — ходовой винт; 4 — траверса; 5 — подвижная труба; 6 — магнитный прерыватель; 7 — постоянный магнит; 8, 11 — окна; 9 — турбинка; 10 — пакер; 12 — кабельная головка; 13 — направляющие фонари; 14 — насадка; 15, 16 — струевыпрямители; 17 — магнитная муфта



Рис. 174. Выделение работающих интервалов пласта и определение типа флюидов по данным механического и термокондуктивного расходомеров и высокочувствительной термометрии.

I — кривая, замеренная термокондуктивным расходомером типа СТД; II — то же, механическим расходомером типа РГД; III, IV — термограммы, полученные в работающей и остановленной скважине соответственно. 1 — нефть; 2 — нефть с водой; 3 — вода; 4 — интервал перфорации

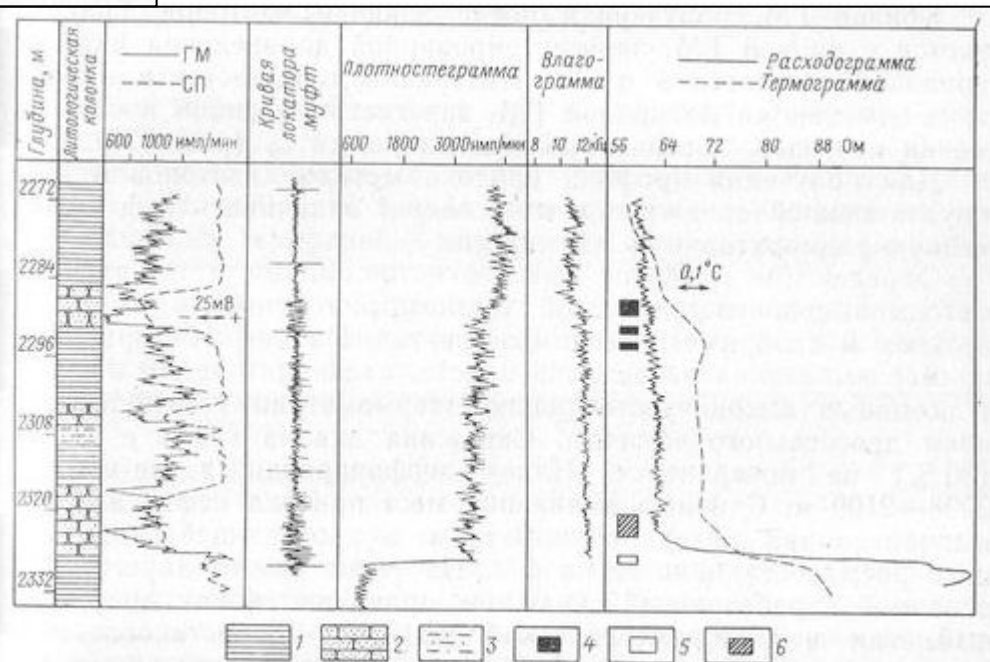
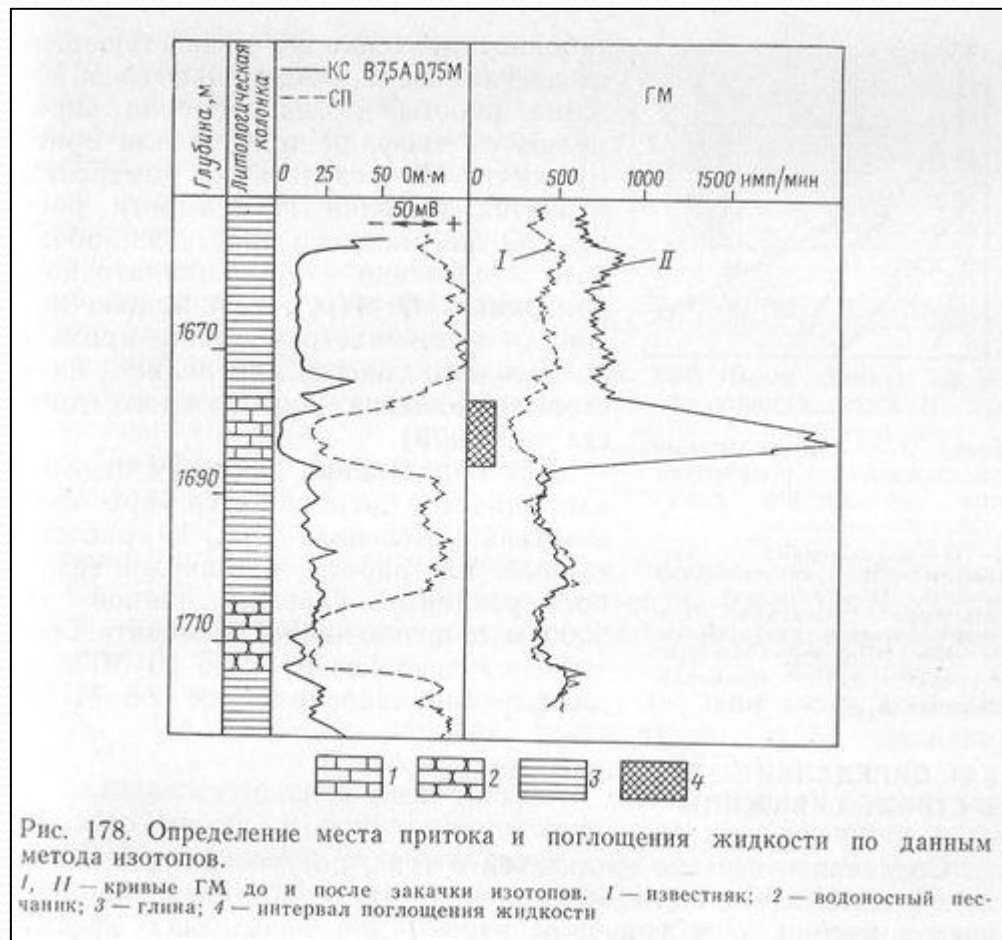


Рис. 177. Определение профиля притока и типа флюидов по комплексу методов ГИС.

1 — глина; 2 — песчаник; 3 — алевролит; 4 — нефть; 5 — вода; 6 — нефть с водой

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТДАЮЩИХ И ПОГЛОЩАЮЩИХ ИНТЕРВАЛОВ ПЛАСТА И ПОЛУЧЕНИЕ ИХ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА ИЛИ ПРИЕМИСТОСТИ



ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ФЛЮИДОВ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

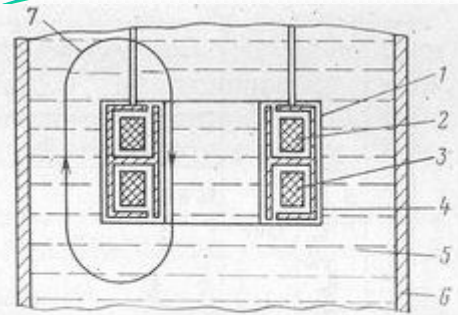


Рис. 180. Схема датчика индукционного резистивиметра.
1 — экран; 2, 3 — измерительная и генераторная катушки; 4 — изоляционное покрытие; 5 — жидкость; 6 — скважина; 7 — вихревые токи

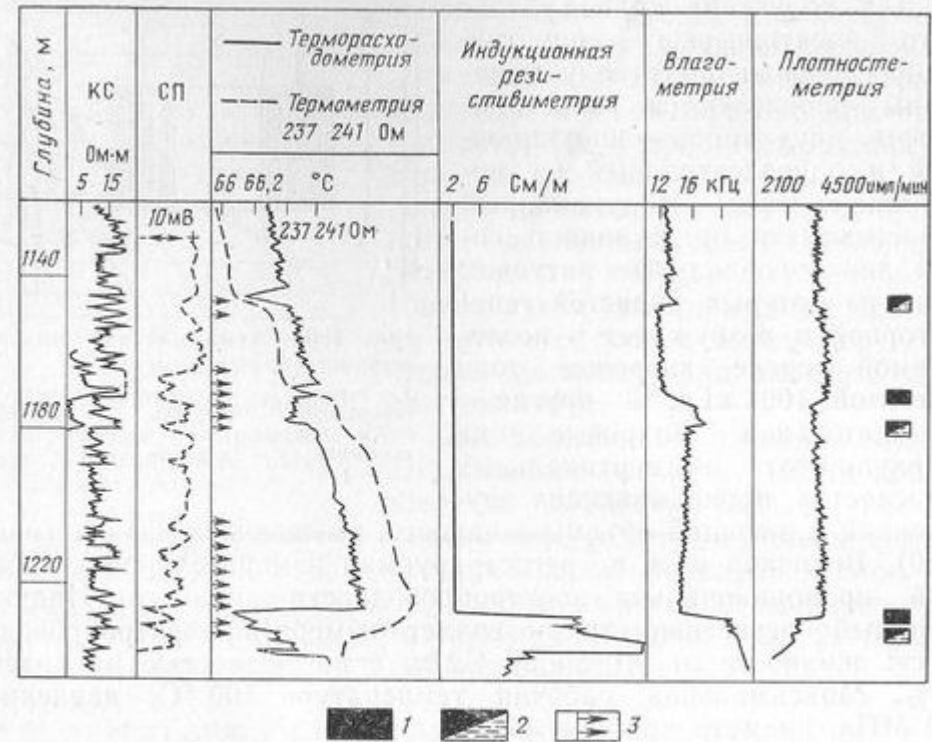


Рис. 181. Определение интервалов поступления воды и нефти в скважину по комплексу геофизических методов (Южный Мангышлак, месторождение Узень, скв. 1523).
1 — нефть; 2 — вода с нефтью; 3 — интервал перфорации

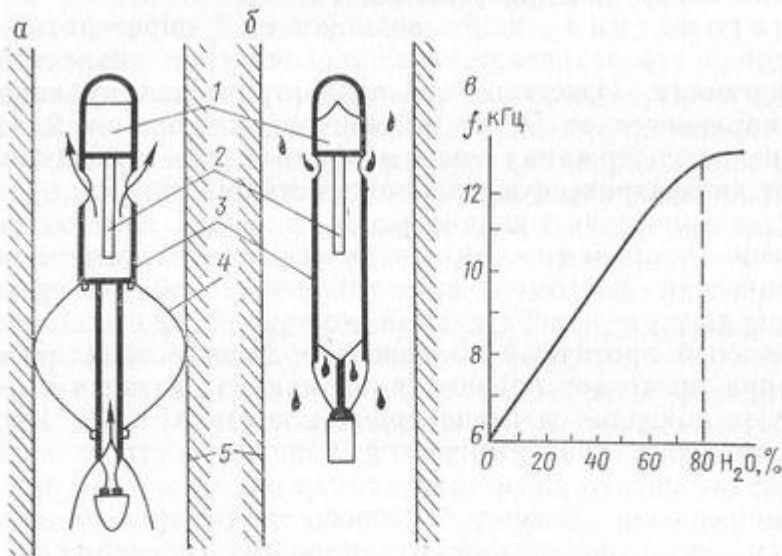


Рис. 182. Конструкция пакерного (а) и беспакерного (б) влагомеров и эталонировочный график прибора (в).
1 — измерительный преобразователь; 2 — центральная обкладка датчика; 3 — наружная обкладка датчика; 4 — пакер; 5 — обсадная колонна

ОТБОР ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ

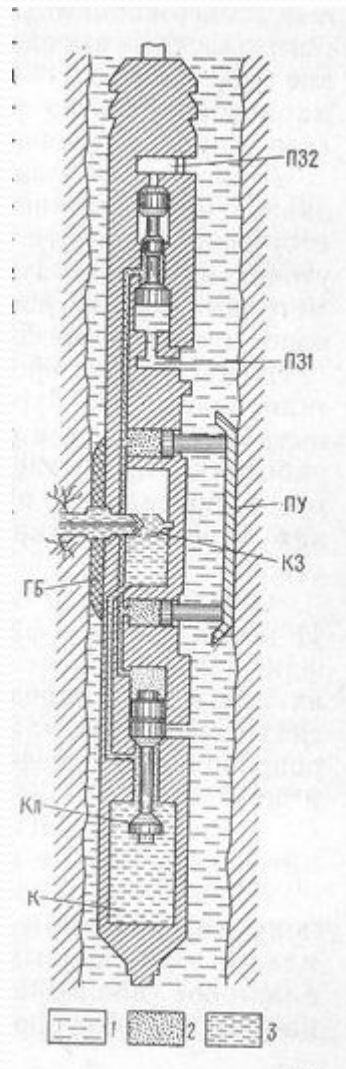


Рис. 188. Схема опробователя пластов на кабеле.
1 — промывочная жидкость; 2 — масло; 3 — пластовая жидкость

















