



ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ

Газовый каротаж — метод измерения, позволяющий определить количество углеводородных газов, поступающих в глинистый раствор при бурении скважины.

Результаты газового каротажа позволяют выделить газонасыщенные пласты. Идея метода была выдвинута М. В. Абрамовичем, а его первоначальная разработка произведена М. И. Бальзамовым и В. А. Соколовым.

Для отбора газа из циркулирующего по скважине глинистого раствора применяют дегазаторы. Содержание газа определяют газоанализатором путем извлечения газа и определения его количества. При бурении скважин с отбором керна газовый каротаж может быть проведен и по кернам.

При газовом каротаже содержание тяжёлых углеводородов определяется отдельно от общего количества углеводородных газов. При проходке пластов с нефтью преобладают тяжёлые углеводороды. При истолковании газокаротажных диаграмм необходимо учитывать ряд факторов, от которых зависят показания диаграммы, например: скорость проходки скважины, скорость циркуляции глинистого раствора и качество его, наличие помех и прочие.



СУЩНОСТЬ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы.

Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения.

При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание сумм углеводородных газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе) - компонентный состав, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород.



Газовый каротаж после бурения включает непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из нефтегазоносных пластов при простое скважины.

При проведении газового каротажа обязательна калибровка желобных дегазаторов путем проведения дегазации проб бурового раствора. Пробы отбираются непосредственно перед дегазатором. Момент отбора пробы фиксируется на хроматографе с учетом времени прохождения газа от дегазатора к хроматографу.

Термовакuumная дегазация (ТВД) проб бурового раствора проводится при температуре бурового раствора 90°C и вакууме 0,09 МПа. Процесс дегазации пробы длится 10 мин.



ПРОВЕДЕНИЕ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА С ПРИМЕНЕНИЕМ ИЗВЕСТКОВО-БИТУМНЫХ РАСТВОРОВ

При газовом каротаже скважин, бурящихся с применением ИБР, необходимо применять желобные дегазаторы с дроблением потока и производить их периодическую калибровку. Дегазатор калибруется только на метан, этан, пропан и их сумму.

Термовакuumная дегазация проб бурового раствора производится при температуре 85° , так как при температуре выше 85°C содержание CH_4 , C_2H_4 и C_3H_3 увеличивается незначительно по сравнению с C_4H_{10} и C_5H_{12} .

Известково-битумные растворы обладают высокой сорбционной способностью к углеводородным газам.



Газовый каротаж в процессе бурения имеет ряд ограничений. Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов невозможно, если, во-первых, в буровой раствор вводится недегазированная нефть; во-вторых, наблюдается катастрофическое или полное поглощение бурового раствора.

Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов затруднено при следующих ситуациях: а) гидростатическое давление значительно превышает пластовое (?30%); б) мощность пласта мала и механическая скорость бурения низка; в) происходит поступление газа из вышележащих пластов; г) при плохой очистке и дегазации бурового раствора.



При наличии вышеперечисленных факторов необходимо проводить дополнительный комплекс исследований и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже после бурения регистрируется непрерывно в функции времени суммарное содержание УВГ в газовой смеси, а в интервалах повышенных газопоказаний проводится компонентный анализ смеси. Основная трудность при проведении ГзКп заключается в выборе оптимального времени простоя скважины без циркуляции бурового раствора. Это время зависит главным образом от величины дифференциального давления в системе "скважина-пласт" и колеблется в пределах от 2-3 до 10-12 ч и более. Проводится ГзКп в течение 1-2 суток после вскрытия перспективных отложений, пока зона проникновения фильтрата бурового раствора не достигла больших размеров. Продолжительность каротажа должна быть в 1,5 раза больше расчетного времени полного цикла циркуляции бурового раствора. При полном цикле циркуляции обогащенные углеводородами интервалы на кривой $G_{\text{сум вых}}$ фиксируются дважды симметрично глубине забоя - для затрубного и внутритрубного пространства. При привязке газовых аномалий к глубине необходимо учитывать их смещение за счет вытеснения бурового раствора из скважины при спуске бурильного инструмента: чем выше от забоя скважины расположен газоотдающий источник, тем смещение будет больше.



ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ

Газовый каротаж после бурения проводится при возобновлении циркуляции промывочной жидкости после простоя скважины (спуско-подъемных операций, ремонтных и других работ). О газонасыщенности пластов при этом судят по содержанию в ПЖ углеводородных газов, поступающих в период прекращения циркуляции из пласта в скважину в результате их фильтрации и диффузии. Этот процесс диффузии имеет место при технически правильном бурении скважины (давление столба промывочной жидкости превышает пластовое). В этом случае фронт диффузии, прежде чем попасть в скважину, преодолевает зону проникновения фильтрата ПЖ в пласт и глинистую корку. Интенсивность диффузионного потока возрастает по мере увеличения перепада концентрации и растворимости газов в нефти и воде. Физические свойства ПЖ (вязкость и плотность) не оказывают существенного влияния на диффузионное поступление газа из пласта в ПЖ. Диффузионное обогащение ПЖ углеводородными газами не зависит от глубины скважины.



При погружении бурильных труб происходит вытеснение части ПЖ, что влечет за собой соответствующие перемещения вверх по скважине аномальной газовой зоны. Для определения истинной глубины размещения аномальных газопоказаний (до начала спуска бурильных труб) пользуются выражением $H_{и} = H_{а} + (H_{к} - H_{а})V_{к}/V_{0}$, где $H_{а}$ — глубина местоположения аномальных газопоказаний, зафиксированная на кривой после спуска колонны, в м; $H_{к}$ — глубина, на которую спущена бурильная колонна к началу циркуляции в м; V_{0} — объем 1 м открытого ствола скважины в л; $V_{к}$ — объем в л жидкости, вытесняемой колонной бурильных труб длиной 1 м.

С помощью газового каротажа после бурения решаются те же задачи, что и при газовом каротаже в процессе бурения при сохранении описанной выше методики регистрации и обработки регистрируемых параметров.



ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

Основными задачами интерпретации данных газового каротажа являются:
выдача оперативных заключений в процессе бурения скважин и прогнозной оценки характера насыщения пластов в комплексе с данными ГИС.




ОПЕРАТИВНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Контроль за своевременным выделением интервалов интенсивного поглощения ПЖ в пласт и притока пластовой жидкости из пласта в скважину осуществляется по величинам $Q_{\text{ВЫХ}}$ и $Q_{\text{П}}$. Наличие притока жидкости из пласта в скважину фиксируется положительными аномалиями на кривых $Q_{\text{ВЫХ}}$ и $Q_{\text{П}}$; интенсивность притока оценивается по значению $Q_{\text{П}}$ (в л/с). Отрицательные аномалии на этих кривых свидетельствуют о поглощении пластом ПЖ с интенсивностью $Q_{\text{П}}$.

Прогнозирование нефтегазоносных пластов до их вскрытия возможно в ряде случаев вследствие диффузии УВ через слабопроницаемые породы, служащие крышкой для залежи. Как правило, при подходе долота к нефтегазовой залежи наблюдается общее повышение содержания микроконцентраций УВ, по мере углубления скважины увеличивается относительное содержание в ПЖ тяжелых УВ.

Для прогнозирования нефтегазоносных пластов в процессе бурения контролируют возрастание величин $\Gamma_{\text{х. пр}}$ и флюидных коэффициентов C_{nm} в слабопроницаемых породах, покрывающих залежь (в интервале, расположенном на 25—50 м выше продуктивного пласта). Выделение местоположения слабопроницаемых (плотных) пород над залежью определяется по диаграмме продолжительности бурения t_1 .



Сравнивая положительную аномалию на кривой $\Gamma_{x, пр}$ или показания $A_n (A_1—A_6)$ на хроматограмме для станции АГКС-4АЦ и кривые флюидных коэффициентов C_{nm} с аналогичными типовыми кривыми, полученными в тех же условиях для конкретных нефтегазоносных пластов данного района, прогнозируют нефтегазоносность исследуемого пласта до его вскрытия скважиной.

Для более надежного выделения пластов, перспективных на нефть и газ в интервале разреза скважины, охарактеризованном положительной аномалией на кривой $\Gamma_{x, пр}$ или $A_n (A_1—A_6)$, определяют абсолютные концентрации отдельных компонентов УВ, $C_{ан}$ (в%) (IX.5), $C_{он}$ относительной концентрации компонентов УВ (IX.6). Величины $C_{он}$, полученные против исследуемого пласта, сравнивают с граничными значениями таких же величин, полученных для типовых залежей конкретного района, и, используя палетку раздельного анализа газа (РАГ) (рис. 99), определяют индекс компонентного состава газа в пласте $I_{кг}$.



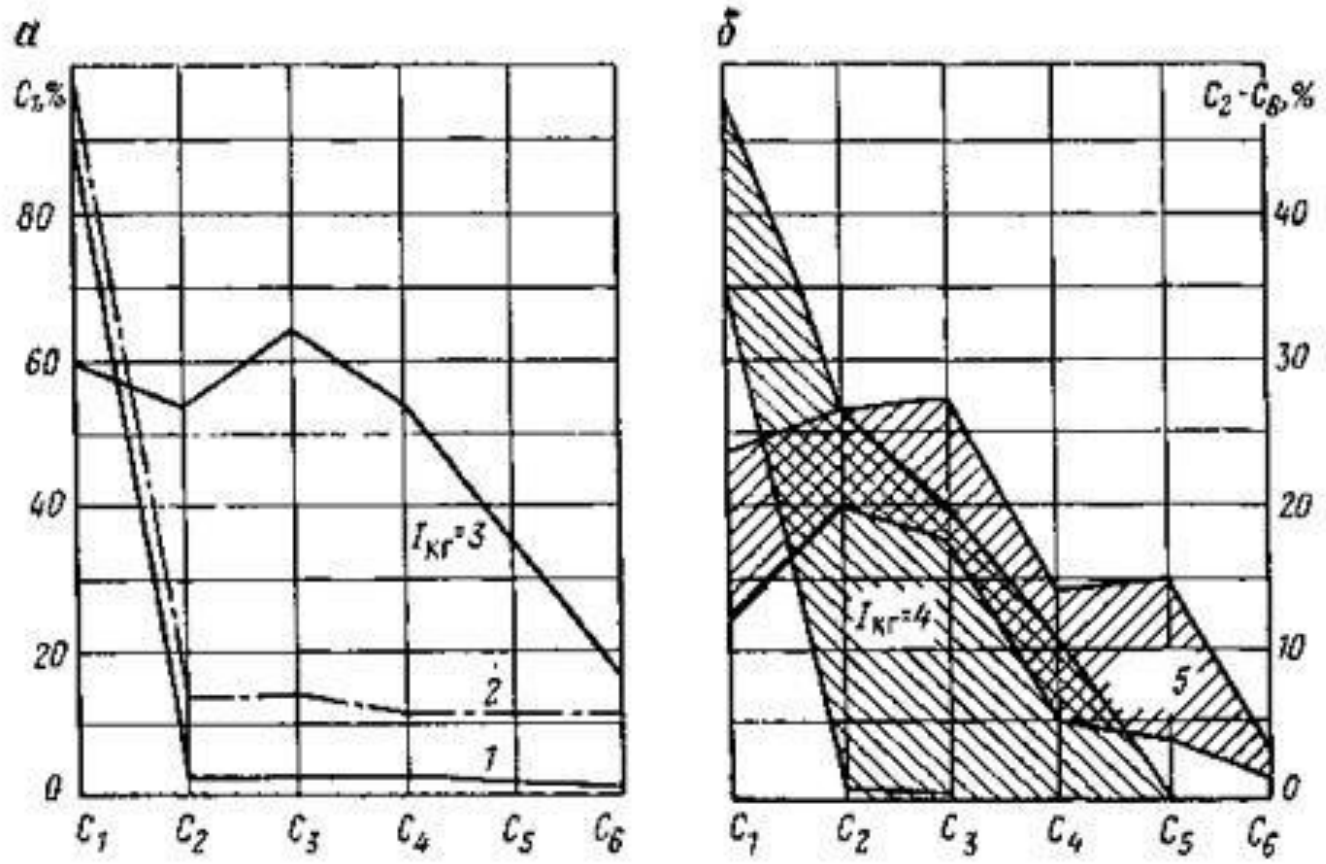


Рис. 99. Палетки раздельного анализа газа для пластов:
 а — газосодержащих ($I_{KГ}=1$), нефтегазосодержащих ($I_{KГ}=2$) и нефтесодержащих ($I_{KГ}=3$);
 б — с низкими газовыми факторами нефти — непродуктивный водоносный ($I_{KГ}=4$),
 нефтеносный ($I_{KГ}=5$) [4]



Индекс $I_{\text{кг}}$ предназначен для оценки насыщения пласта газом, нефтью или водой. Экспериментально установлено, что против газосодержащих (газоносных и водоносных с растворенным газом) пластов $I_{\text{кг}}=1$; против нефтегазосодержащих (нефтегазоносных и водоносных с растворенным газом и остаточной нефтью) — 2; против нефтесодержащих (нефтеносных и водоносных с остаточной нефтью) — 3. Для нефтеносных районов с низким газовым фактором против водоносного пласта $I_{\text{кг}}=4$, против нефтеносного — 5 [5]. Одновременно рассчитывают $\Gamma_{\text{х. пр}}$ (в $\text{м}^3/\text{м}^3$) по приближенной формуле



$$\Gamma_{\text{х. пр}} = 10^{-2} E_{\text{р. ср}} \sum_{n=1}^{n=m} k_{\text{ип}n} C_{\text{ал}n}, \quad (\text{IX.15})$$

где $E_{\text{р. ср}}$ — среднее значение величин $E_{\text{р}}$ против аномалии на кривой $\Gamma_{\text{пр}}$ в м³/м³; $k_{\text{ип}}$ — покомпонентные коэффициенты извлечения в долях. Величину $\Gamma_{\text{х. пр}}$, рассчитанную по (IX.15), сравнивают с граничным значением $\Gamma_{\text{х. пр. гр}}$, зависящим от индекса $I_{\text{кг}}$ и глубины H . Если $\Gamma_{\text{х. пр}} > \Gamma_{\text{х. пр. гр}}$, пласт признается перспективным и рекомендуется для детальных исследований методами ГИС и опробования.



ВОЛНОВОЙ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Волновой диэлектрический каротаж проводят в скважине с целью измерения диэлектрической проницаемости ϵ , используя разные характеристики высокочастотного поля. При этом наибольший практический интерес представляют разность фаз $\Delta\varphi$ или $(\cos\Delta\varphi, \sin\Delta\varphi/2)^*$ и относительная амплитуда вторичного поля $(h_{z1} - h_{z2})/h_{z1}$ (отношение амплитуды вторичного поля к суммарному). Каждая из них зависит от диэлектрической проницаемости и сопротивления среды.

Рабочая частота при ВДК должна быть такой, чтобы обеспечивалось достаточно ощутимое влияние токов смещения на поле и фазовые характеристики определялись в основном влиянием ϵ .



При выборе рабочих частот руководствуются также сопротивлением пород, слагающих разрез. В разрезах, сложенных породами с сопротивлением до $10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ или несколько больше, для измерения $\Delta\varphi$ целесообразно использовать частоты в пределах $40\text{—}60 \text{ МГц}$, при сопротивлении пород около $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и более можно ограничиться частотами $25\text{—}30 \text{ МГц}$. *Длина зонда* на частотах $30\text{—}60 \text{ МГц}$ лимитируется затуханием сигнала в пласте и скважине; в породах с удельным сопротивлением около $5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ сигнал достаточной величины можно получить зондом длиной до $1,2 \text{ м}$. Разрешающая способность ВДК определяется в основном расстоянием между измерительными катушками (базой зонда Δz). В аппаратуре диэлектрического каротажа АДК-1 применяют зонды с двумя измерительными катушками длиной $L = 85\div 87 \text{ см}$ ($\text{И}_1\text{О}$, $25\text{И}_2\text{О}$, 75Г) на частоте 43 МГц .



Метод волнового диэлектрического каротажа наиболее эффективен при исследовании месторождений, разрабатываемых с применением внутриконтурного заводнения с использованием пресной воды. Различить в этом случае характер насыщения пласта можно только по величине диэлектрической проницаемости ϵ , так как удельное сопротивление пластов, насыщенных пресной водой или нефтью, приблизительно одинаковы. ВДК применяется также в скважинах, пробуренных на непроводящих промывочных жидкостях.

Кривые ВДК четко выражены против одиночных пластов и пачек, свободны от явлений экранирования, по ним можно выделять прослой мощностью 0,2—0,5 м, а также нефтегазоносные пласты и решать задачу детального расчленения разреза (рис. 63).



Рис. 62. Кривые $\cos \Delta\varphi$, полученные лондом ВДК И₁О. 25И₂О. 75Г против одного пласта (а, б и в), двух (г и е) и пачки (з) пластов. Мощности пластов (в м). 1 — $\rho=5$ Ом·м; $\varepsilon=40$, 2 — $\rho=20$ Ом·м; $\varepsilon=20$, 3 — $\rho=40$ Ом·м; $\varepsilon=20$; 4 — $\rho=50$ Ом·м; $\varepsilon=5$; 5 — $\rho=100$ Ом·м; $\varepsilon=10$

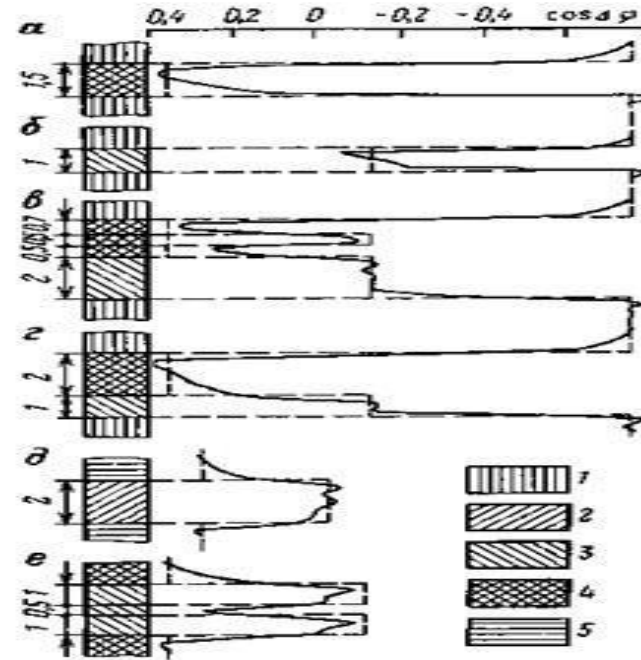
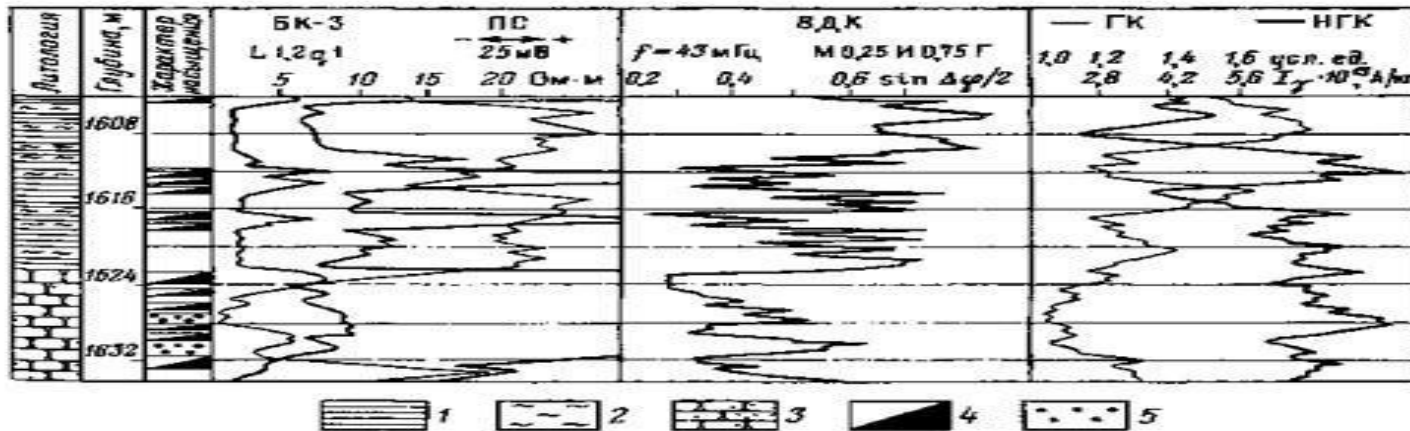


Рис. 63. Результаты интерпретации скважинной диаграммы ВДК. 1 — глина; 2 — алевролит; 3 — песчаник; 4 — нефть; 5 — вода



Благоприятными условиями для применения ВДК являются относительно высокое сопротивление промывочной жидкости — не менее $0,7 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и сопротивление горных пород более $5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

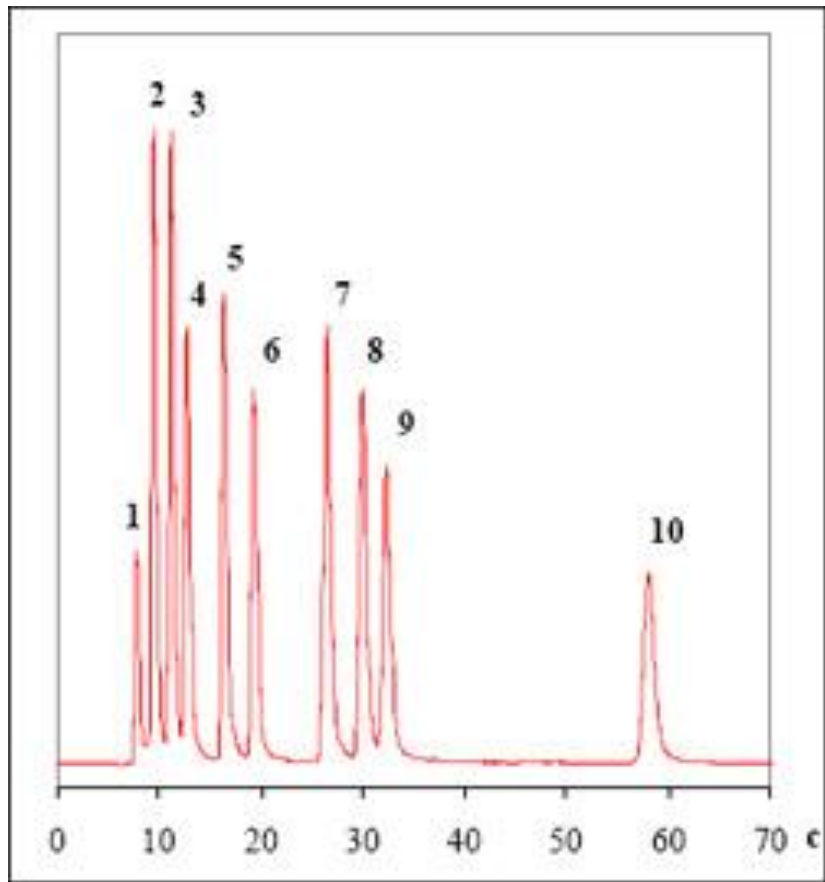
Ограничения метода — невозможность оценки диэлектрической проницаемости пород с сопротивлением менее $4\text{—}5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. В этом случае токи проводимости превосходят по силе токи смещения ($\omega\varepsilon/\sigma_{\text{п}} \leq 0,2$).

Существенным недостатком метода является его малая глубинность. Зоны проникновения диаметром более $0,8\text{—}1 \text{ м}$ значительно искажают результаты измерений зондом ВДК длиной 1 м .

Наличие глинистого материала во всех случаях независимо от характера насыщения приводит к повышению диэлектрической проницаемости, поэтому для получения более полной геологической информации кривые ВДК должны интерпретироваться в комплексе с данными других электрических и радиоактивных методов каротажа.

Диэлектрические методы могут быть использованы при изучении разрезов скважин, обсаженных непроводящими полимерными и асбоцементными трубами, а также сухих или заполненных непроводящей промывочной жидкостью скважин.





a)



b)

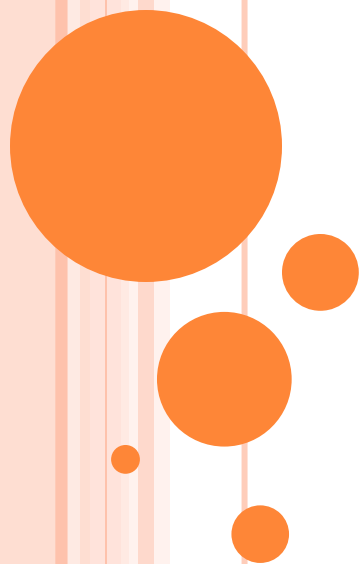


b)



СПАСИБО ЗА
ВНИМАНИЕ!





Выполнил:

Марат Гаров