

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина
ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь»
Когалымский филиал «ПермНИПИнефть»

В.И.Коржик, В.В.Стрельченко

**ВВЕДЕНИЕ В ИНТЕРПРЕТАЦИЮ МАТЕРИАЛОВ ГИС
ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПЛЕКСОВ**

Под редакцией доктора технических наук
В.В.Стрельченко

Москва, 2004 г.

**Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина
ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь»
Когалымский филиал «ПермНИПИнефть»**

В.И.Коржик, В.В.Стрельченко

**ВВЕДЕНИЕ В ИНТЕРПРЕТАЦИЮ МАТЕРИАЛОВ ГИС
ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПЛЕКСОВ**

**Под редакцией доктора технических наук
В.В.Стрельченко**

Москва, 2004 г.

Введение

Геофизические исследования скважин являются областью прикладной геофизики, в которой современные физические методы изучения вещества в условиях естественного залегания используются для изучения детального строения отложений, вскрытых буровыми скважинами, выявления и промышленной оценки запасов нефти и газа, твердых полезных ископаемых, а также при контроле за разработкой месторождений.

В последние десятилетия роль ГИС возросла в связи с интенсивным развитием работ по освоению морских месторождений нефти и газа, увеличением объема строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин, доработкой месторождений, необходимостью изучения не вскрытого бурением околоскважинного пространства.

Увеличению роли методов ГИС как при нефтегазопроисковых работах, так и в процессе эксплуатации месторождений углеводородного сырья в значительной мере способствовало совершенствование их технического, технологического и программно-методического обеспечения. Особенно ярко эта тенденция прослеживается в деятельности ведущих зарубежных сервисных компаний, оперирующих традиционно практически во всех нефтегазодобывающих странах мира, а также на постсоветском пространстве.

Особенностью промыслово-геофизических исследований, выполняемых аппаратными комплексами зарубежных геофизических компаний, является применение агрегатированных сборок, позволяющих за одну спуско-подъемную операцию регистрировать одновременно не менее четырех геофизических параметров с помощью высокоразрешающей аппаратуры, относительная простота и рациональность алгоритмов обработки получаемых материалов. Кроме того, учитывая, что работы ведут сервисные компании, а владельцами петрофизической информации являются компании заказчики сервисных услуг, при интерпретации практически не используются связи типа «ГИС-Керн». Отсутствие петрофизической информации зарубежные компании компенсируют использованием различных по своим физическим основам методов ГИС для определения одного и того же подсчетного параметра. Также следует отметить, что на ряде месторождений России скважинные геофизические исследования проводились отечественными и зарубежными геофизическими компаниями, и возникает необходимость взаимоувязки получаемых материалов. Учитывая, что вопросы интерпретации данных скважинных исследований зарубежных компаний в отечественной технической литературе недостаточно освещены, представляется целесообразным ознакомление научно-технических работников с основами интерпретации, принятыми в западных геофизических компаниях.

Данная работа составлена на основе опубликованных материалов по интерпретации компаний Шлюмберже, Дрессер, Вестерн Атлас.

Основное внимание в работе уделено многовариантности обоснования определяемых подсчетных параметров, расширяющей методические возможности практической интерпретации материалов ГИС.

Работа адресована широкому кругу геофизиков-интерпретаторов, научных работников, студентов и магистрантов вузов нефтегазового профиля, а также слушателям, обучающимся в системе повышения квалификации руководящих работников и специалистов.

Обозначения и наименования параметров

Принятые в отечественной литературе		Английские обозначения	
Описательное содержание	Символы	Description	Symbols
Электрическое сопротивление:	(R), ρ	Resistivity:	R
истинное удельное (пласта)	ρ _п	true formation	R _t
кажущееся	ρ _к	apparent (general)	R _a
пласта со 100% водонасыщением	ρ _{пв}	100-percent water saturated	R _o
вмещающих пород	ρ _{вм}	adjacent (surrounding) formation	R _s
глин и пр.	ρ _{гл}	shale etc.	R _{sh}
глинистого раствора	ρ _р	made	R _m
фильтрата бурового раствора	ρ _ф	mud-filtrate	R _{mf}
глинистой корки	ρ _{гк}	mud-cake	R _{mc}
промытой зоны	ρ _{пп}	flushed zone	R _{vo}
зоны проникновения	ρ _{зп}	invaded zone	R _i
воды (пластовой)	ρ _в	water (formation)	R _w
кажущееся пластовой воды	ρ _{в,к}	apparent (formation) water	R _{wa}
замерянное боковым каротажем	ρ _к ^{БК}	laterlog	R _{LL}
микробоковым	ρ _к ^{МБК}	micro laterlog	R _{MLL}
индукционным	ρ _к ^{ИК}	induction log	R _I
то же, зондом с большим радиусом исследования	ρ _к ^{ИК}	deep induction log	R _{ID}
то же, зондом со средним радиусом исследования	ρ _к ^{ИК}	medium induction log	R _{IM}
микрозондом и т.д.	ρ _к ^{МЗ}	microlog etc.	R _{ML}
Электропроводность (удельная)	σ	Conductivity	C
“ “ кажущаяся и т.д.	σ _к	“ “ apparent etc.	C _a
Потенциалы собственной поляризации:	U _{пс}	Spontaneous Potential:	E _{sp}
статический	E _с	static spontaneous	E _{ssp}
диффузионно-адсорбционный	U _{да}	membrane	E _m
дифф.-адсорбц. глин и пр.	U _{ав,гл}	“ “ shale etc.	E _{m,sh}
фильтрационный	-	electrocinetic	E _k
диффузионный и др.	-	liquide junction etc.	E _l
Радиоактивный каротаж:		Radioactivity log:	
гамма каротаж	ГК	Natural gamma ray	GR
спектрометрический каротаж	ГК-С	Spectral gamma ray	GST
нейтрон-нейтронный каротаж	ННК	neutron (n-n)	NNT
компенсированный нейтронный каротаж	КНК	compensated neutron (n-t)	CNL
ННК по надтепловым нейтронам с прижимным зондом	-	sidewall neutron porosity log (n-e)	SNP
Плотностной гамма-гамма каротаж	ГГК	Formation Density Log, compensated densilog	FDL
плотность горных пород	δ _п	bulk density	ρ _b
плотность жидкости	δ _ж	fluid density	ρ _f
плотность глин	δ _{гл}	shale density	ρ _{sh}
плотность матрицы (скелета)	δ _{ск}	apparent matrix density	ρ _{ma}
Акустический каротаж	АК	Acoustic (Sonic) Log	Sonic
акустический каротаж компенсированный	АК	Borehole compensated sonic	BHC
интервальное время в породе	ΔT _n	interval (sonic) transit time	Δt

то же, в матрице, жидкости, глине и пр.	$\Delta T_{ж}, \Delta T_{ск}$ $\Delta T_{гл}$	transit time of the matrix, shale etc.	$\Delta t_{ma}, \Delta t_f$ Δt_{sh}
Пористость породы	K_p	Porosity	\emptyset
Кэфф. водонасыщенности	K_w	Water saturation	S_w
водонасыщенность промытой зоны, зоны проникновения	$K_{p,пн}$ $K_{p,зп}$	“ “ flushed zone “ “ invaded zone	S_{xo} S_i
остаточная нефтенасыщенность	$K_{он}$	residual oil saturation	S_{or}
“ газонасыщенность	$K_{ог}$	“ hydrocarbon saturation	S_{hg}
“ водонасыщенность	$K_{во}$	irreducible saturation	S_{wi}
Проницаемость	$K_{пр}$	Permeability	K

На рис. 1 приведено обозначение околоскважинных зон, составляющих изучаемую неоднородную среду.

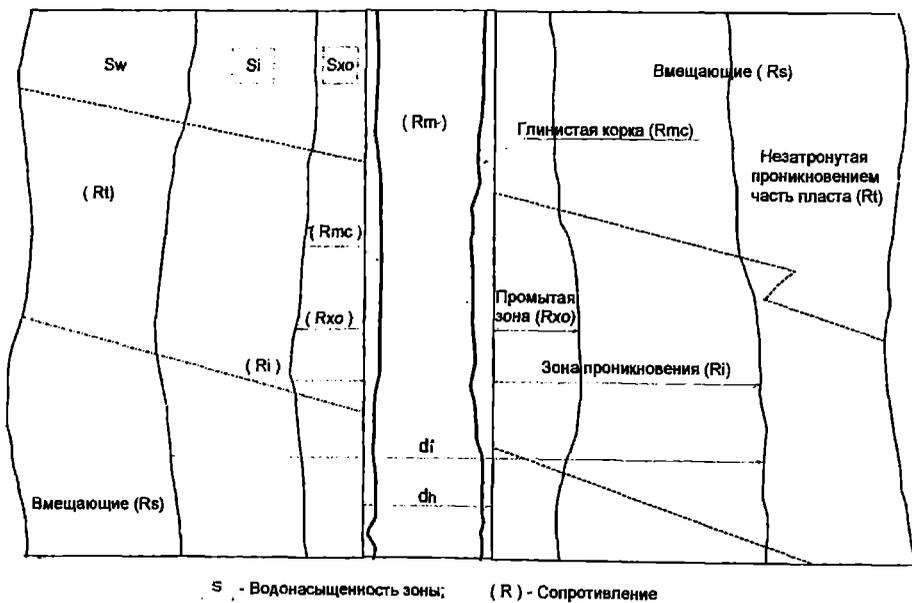


Рис. 1. Основные элементы среды, окружающей скважину.

Конечной задачей геологоразведочных работ, и геофизических в том числе, является оценка объемов разведанных полезных ископаемых. В нефтяной геологии - это объем нефти, конденсата или газа, содержащихся в природном резервуаре. Чтобы оценить этот объем, необходимо знать свойства резервуара, т.е. объем пор пород, содержащих флюид, степень заполнения пор нефтью или газом, а также ряд других параметров, позволяющих оценить уровень их запасов и степень извлечения.

Собственно оценка этих параметров, называемых подсчетными, и является задачей количественной интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований скважин.

1.1. Петрофизические характеристики резервуаров

Говоря о резервуарах, мы, прежде всего, понимаем горные породы, коллекторские свойства которых позволяют накапливать, удерживать и отдавать разнородные флюиды. Форма резервуаров в природе весьма разнообразна - от простейших, приуроченных к брахиантиклинальным складкам, до различного рода экранированных (или ограниченных). Но во всех случаях при наличии залежей в резервуаре, прежде всего, важны их петрофизические характеристики - пористость, характер насыщения, проницаемость и пр.

П о р и с т о с т ь . Под пористостью понимают объем пор или пустот в породе, отнесенных к единице объема породы. Пористость горных пород меняется в достаточно большом диапазоне. Так плотные карбонатные породы или эвапориты (соль, ангидрит, гипс и пр.) имеют практически нулевую пористость, пористость сцементированных песчаных разностей порядка 10-15% а разуплотненных неконсолидированных пород 30% и более. Пористость может быть первичной, образованной матрицей породы в процессе осадконакопления и вторичной, возникшей в результате воздействия различных факторов (гидротермальных, тектонических и пр.) на матрицу. По форме пустот и пор различают межзерновую пористость и сложную, представленную микро- и макрокавернами, микротрещинами, пустотами выщелачивания, перекристаллизации и пр. Первая характерна преимущественно для терригенных коллекторов, а также для части карбонатных и является в подавляющем большинстве случаев первичной пористостью. Вторая чаще всего присуща карбонатным коллекторам и обусловлена в основном постседиментационными процессами. В зависимости от преобладающего типа пористости в породе, коллекторы могут быть отнесены к кавернозному, трещинному, межзерновому или смешанному типу пористости.

Вторичная пористость может возникать и в терригенных метаморфизованных породах. Преимущественно это трещинная пористость, вероятность возникновения которой в терригенных породах возрастает с глубиной.

Принято различать открытую пористость (или пористость насыщения), заполненную, как принято говорить, свободной водой и абсолютную пористость, включающую и поры занятые связанной водой (чаще всего их отождествляют с глинистой составляющей). В количественной интерпретации, как правило, оперируют с открытой пористостью, которая является одним из основных исходных параметров при подсчете запасов углеводородного сырья. Выражается эта пористость в процентах или в долях единицы (при подсчете запасов). Обозначается символом "Ø".

Н а с ы щ е н н о с т ь . Как правило, поровое пространство коллектора нефтью, конденсатом или газом заполнено не полностью, поскольку в части пор находится вода (в зависимости от степени гидрофильности коллектора - наиболее распространенного в природе). По степени насыщения коллектора нефтью (газом) или водой его относят к нефте- или водонасыщенному. Водонасыщенность коллектора может меняться от 100% (если

другого флюида кроме воды в порах нет) до нуля. Но это чисто теоретически, так как и в полностью нефтенасыщенной породе вода будет присутствовать в капиллярных порах. Это т.н. остаточная вода, которая содержит как подвижную воду (капиллярноудерживаемую), так и неподвижную (связанную), удерживаемую энергетическими моно- или полислоями. В полностью гидрофобном коллекторе, который в природе встречается чрезвычайно редко, остаточная вода практически отсутствует и в данном случае можно говорить о 100%-м насыщении пласта углеводородным флюидом.

Обозначается насыщение символом "S". Индексация символов указывает, о какой насыщенности идет речь: S_w - водонасыщенная порода; S_o - нефтенасыщенная; S_g - газонасыщенная.

В свою очередь, и из предельно нефте- или газонасыщенной породы весь объем продукции получить невозможно - часть углеводородного сырья остается в порах коллектора, составляя т.н. остаточную нефте- (S_{or}) или газонасыщенность (S_{gr}).

В пластах, содержащих нефть и воду четкого разграничения между ними, как правило, не наблюдается - всегда какая то часть коллектора занята одновременно нефтью и водой. Это т.н. переходная зона. В апикальной части пласта (или залежи), характеризующейся максимальным нефтенасыщением, водонасыщенность снижается до минимума и приближается к остаточной (S_{wi}). В пределах переходной зоны нефть и вода могут находиться в различных соотношениях, приближаясь вниз по пласту к 100%-му водонасыщению.

П р о н и ц а е м о с т ь . Проницаемость - это параметр, характеризующий способность коллектора пропускать через себя определенный флюид при наличии градиента давления.

Для этого, порода должна иметь взаимосоединяющиеся поры, капилляры или трещины. Отсюда естественно существование связи между пористостью и проницаемостью. В подавляющем большинстве случаев более пористая порода характеризуется и большей проницаемостью. Но положение не всегда выполняется. Так глины и некоторые пески имеют высокую пористость, но размер зерен или частиц, составляющих эти литотипы, настолько мал, что движение флюида весьма затруднено из-за чрезвычайной извилистости поровых каналов, их малой просветности и пр. Поэтому проницаемость такой породы будет мала. С другой стороны, плотные породы, например известняки, характеризующиеся низкой первичной пористостью, но с развитой трещиноватостью могут обладать значительной проницаемостью.

Различают абсолютную, эффективную (или фазовую) и относительную проницаемость. Для определенного типа пористости и однородного флюида, не вступающего во взаимодействие с породой, проницаемость будет величиной постоянной и характеризоваться как абсолютная. Именно эта проницаемость и определяется при количественной интерпретации.

Под фазовой проницаемостью понимают проницаемость породы для какой-либо фазы покоящегося или движущегося в породе многофазного флюида. Отношение фазовой проницаемости к абсолютной составляет относительную. Обозначается проницаемость символом "K" и выражается в "Дарси" (D) или, чаще, в тысячной доле - миллидарси (mD). В единицах СИ $1D = 1.02 \times 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2$.

Т е м п е р а т у р а и д а в л е н и е . Температура и давление как и параметры пласта влияют на степень извлечения флюидов. В пластовых условиях температура и давление как бы контролируют вязкость флюидов и возможность их взаимопроникновения (или взаиморастворимость). Равновесность двухфазной смеси - нефть-газ или вода-газ чутко реагирует на изменение пластовых условий. Например, при снижении давления ниже давления насыщения происходит разгазирование растворов. При определенных термобарических условиях газ в пласте может находиться в виде пузырьков, заметно уменьшая проницаемость породы для движения нефти. Соотношение между температурой,

давлением и равновесием смешанной углеводородной фазы изменяется в широком диапазоне и, в свою очередь, зависит от соотношения флюидов в смеси. Температура пласта обычно остается неизменной (за исключением случаев теплового воздействия на пласт). А вот величина давления (при создании депрессии на пласт) может изменяться в широких пределах - от нескольких фунтов на квадратный дюйм (psi) до пластового давления.

1.2. Интерпретация материалов ГИС

К сожалению, в скважинных условиях петрофизические параметры непосредственно не измеряются (или почти не измеряются). Тем не менее, они могут быть определены через другие физические параметры, измеряемые при геофизических исследованиях скважин (ГИС). Это такие параметры как электрическое сопротивление горных пород, плотность тепловых или надтепловых нейтронов, объемная плотность породы, интервальное время, естественная и наведенная радиоактивность, потенциалы собственной поляризации и др.

Интерпретация материалов ГИС - это процесс, в результате которого перечисленные измеренные величины трансформируются в петрофизические - пористость, проницаемость, насыщенность, продуктивность и т.д.

Процесс этот, как правило, усложняется рядом факторов, возникающих при бурении скважины. Например, флюид, находящийся в порах породы, вскрытых скважиной может быть замещен фильтратом бурового раствора, вследствие чего ряд интересующих нас параметров значительно видоизменяются. Поэтому, чтобы определить эти параметры, так сказать, в чистом виде, нужно иметь информацию об условиях пласта, не затронутого проникновением фильтрата. Если физические методы позволяют измерять параметры в этих условиях - они могут быть использованы напрямую. В противном случае необходимо ввести ряд поправок, учитывающих "влияние скважины" на информативность измеренных величин. Собственно задача интерпретации и состоит в получении истинных, или близких к ним, величин параметров, как измеренных, так и определяемых.

Интерпретация как таковая основывается на ряде разработанных концепций.

Процессы проникновения. В процессе бурения скважины давление в ней обычно превышает пластовое давление, что предохраняет скважину от выброса. В результате существующей разницы давлений (депрессия на пласт) фильтрат бурового раствора проникает в проницаемые пласты, а твердые частицы раствора оседают на стенки скважины, образуя т.н. "глинистую корку".

Как правило, глинистая корка имеет очень низкую проницаемость (порядка 10^{-2} - 10^{-4} мД) и после того как она сформировалась, проникновение фильтрата в пласт значительно сокращается, рис. 1.1. Зона, за которой практически отсутствует проникновение фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) считается незатронутой частью пласта.

В ближней прискважинной зоне пластовая вода может быть полностью оттеснена фильтратом, образуя т.н. промытую зону. Как правило, эта зона насыщена только фильтратом, но если в первоначальном состоянии пласт был нефтегазонасыщенным, она может содержать и остаточную нефтегазонасыщенность.

В более удаленной от ствола скважины части пласта замещение пластового флюида фильтратом происходит менее интенсивно, постепенно затухая. Эта часть пласта именуется зоной проникновения.

Протяженность или глубина промытой зоны и зоны проникновения зависит от многих факторов - параметров бурового раствора, пористости пород, их проницаемости, перепада давления и времени воздействия раствора на пласт. В общем случае породы с более низкими коллекторскими свойствами характеризуются более глубоким проникновением.

Следует отметить, что непосредственно за глинистой коркой имеется небольшая зона пласта, заполненная частицами твердой фазы бурового раствора – это так называемая зона кольматации. Она ухудшает фильтрационные свойства пласта коллектора.

В нефтенасыщенных породах вследствие разности в фазовой проницаемости нефть часто продвигается быстрее, чем вода. В этих случаях на границе зоны проникновения могут образовываться своеобразные кольцевые зоны с повышенной водонасыщенностью, рис.1.1-б.

Влияние таких зон на показания методов ГИС зависит от протяженности кольцевой зоны и степени ее “жесткости” - т.е. от величины отношения водонасыщенности кольцевой зоны к водонасыщенности незатронутой части пласта. Со временем кольцевые зоны как бы рассасываются в результате выравнивания их водонасыщенности.

В трещиноватых породах проникновение фильтрата может быть очень глубоким в зависимости от раскрытости трещин и степени их сообщаемости. В породах с непроницаемой матрицей оттеснение пластового флюида очень мало и в них промытая зона отсутствует.

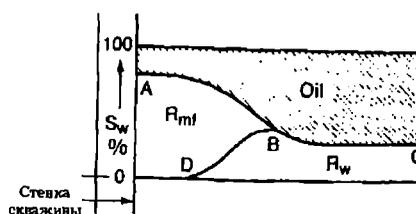
Электрическое сопротивление и е. Электрическое сопротивление есть способность вещества препятствовать прохождению через него электрического тока. Единицей сопротивления, используемой при каротаже является $\text{ohm} \cdot \text{m}^2/\text{m}$, обычно записываемая как $\text{ohm} \cdot \text{m}$. Электропроводность - это обратная сопротивлению величина, выражаемая в mhmho на метр (mhmho/m).

Большинство пород, являющиеся потенциальными месторождениями нефти или газа, будучи сухими, не проводят электрический ток, т.е. имеют нулевую проводимость или бесконечно большое сопротивление. Электрический ток будет течь только по водонасыщенным порам, и то лишь в случае, если вода содержит растворенные соли, т.е. положительно и отрицательно заряженные ионы (Na^+ , Ca^{++} , Cl^- , SO_4^- и т.д.), движение которых в зоне электрического поля и создает электрический ток через растворы. Чем больше концентрация ионов, тем меньше сопротивление пластовой воды и породы в целом. В равной мере сопротивление пород уменьшается и с увеличением их пористости или с увеличением объема проводящей жидкости.

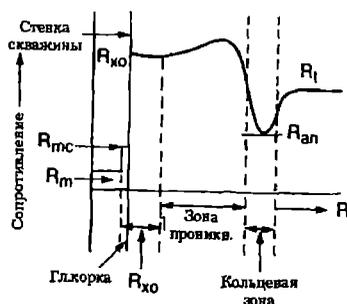
Из всех параметров, измеряемых при выполнении геофизических исследований, сопротивление является наиболее важным, поскольку это один из немногих параметров, позволяющих исследовать незатронутую проникновением часть пласта. По прямым или комплексным замерам сопротивления можно судить об истинном сопротивлении пласта (R_t) или промытой зоны ($R_{хо}$), насыщенной, в основном, фильтратом промывочной жидкости.



Радиальное распределение сопротивления ($R_{mf} > R_w$. Пласт водонасыщенный)



Качественная картина радиального распределения флюидов в прискважинной зоне. Пласт нефтенасыщенный.



Радиальное распределение сопротивления ($R_m > R_w$. Пласт нефтенасыщенный. $S_w < 50\%$).

Рис. 1.1. Схематическое представление проникновения фильтрата ПДЖ и профиль изменения сопротивления в водонасыщенных (а) и нефтенасыщенных (б) пластах (по Шлюмберже).

Кроме того, в совокупности с другими данными, по сопротивлению можно судить о пористости пород и их насыщенности, а если сравнить величины водонасыщенности, определенные по зондам с различным радиусом исследования - то и их продуктивности.

П а р а м е т р п о р и с т о с т и и о ц е н к а п о р и с т о с т и . Многократными исследованиями установлено, что сопротивление чистых водонасыщенных пород (т.е. пород без заметного содержания глинистого материала и углеводородных флюидов) пропорционально сопротивлению насыщающих их пластовых вод. Коэффициент этой пропорциональности (F) именуется параметром пористости. При сопротивлении неглинистой 100%-но водонасыщенной породы R_o и сопротивлении пластовой воды R_w параметр пористости может быть представлен отношением

$$R_{\Pi} = \rho_{\text{пв}} / \rho_{\text{в}} \quad \text{или} \quad F = R_o / R_w^* \quad 1.1$$

* - здесь и далее формулы или выражения могут быть продублированы индексацией, принятой в руководствах по интерпретации зарубежных комплексов ГИС.

- Для определенного типа пористости отношение R_o/R_w остается практически неизменным для всех величин $R_w < 10\text{hmm}$. Для опресненных вод с повышенным сопротивлением величина F может увеличиваться с увеличением R_w . Это явление связывается с появлением поверхностной проводимости по матрице породы.

Для фиксированных значений водонасыщенности увеличение пористости снижает сопротивление породы R_o и соответственно величину F. Следовательно, параметр пористости F есть величина обратно пропорциональная пористости. Вместе с тем это функция порового пространства породы, обусловленная и литологическим фактором.

На основе большого экспериментального материала Арчи предложил эту связь выражать отношением

$$R_{\Pi} = a / K_{\Pi}^m \quad \text{или} \quad F = a / \varnothing^m \quad 1.2$$

где: m - фактор цементации или экспонента (показатель степени);

a - некоторая постоянная, определенная экспериментальным путем.

Со временем, на основе статистического обобщения экспериментальных данных для различных типов пористости были установлены соотношения (1.3) для песчаных разностей (формула Хамбла) и (1.4) для плотных, преимущественно карбонатных пород (формула Арчи):

$$R_{\Pi} = 0.62 / K_{\Pi}^{2.15} \quad 1.3$$

$$R_{\Pi} = 1 / K_{\Pi}^2 \quad 1.4$$

Для определенного типа терригенных пород формула Хамбла может быть представлена в виде $R_{\Pi} = 0.81 / K_{\Pi}^2$ (иногда ее называют формулой Тиксье). Но в целом величины пористости, определенные по обеим формулам вполне сопоставимы.

Если формула Хамбла дает положительные результаты для большинства терригенных пород, то формула Арчи применима в основном для известковых пород средней плотности. Пористость более уплотненных или оолитообразных пород лучше оценивать по формуле $R_{\Pi} = 1 / K_{\Pi}^{2.2-2.5}$. Для некоторых оолитообразных пород "m" может достигать 3.

Оценка пористости графическим способом по формулам Хамбла или Арчи показана на рис. 1.2.

О ц е н к а в о д о н а с ы щ е н н о с т и . Ни нефть, ни газ не проводят электрический ток - оба отличные изоляторы. Получаемые из нефти масла достаточно широко

используются как изоляторы в различном электрическом оборудовании. Таким образом, в породах, содержащих нефть или газ, сопротивление является функцией не только P_n и r_w , но и водонасыщенности K_v или S_w . S_w - по сути, определяет количество пор (или их объем), занятых пластовой водой, а величина $1 - S_w$ определяет часть объема пор, занятых углеводородным флюидом.

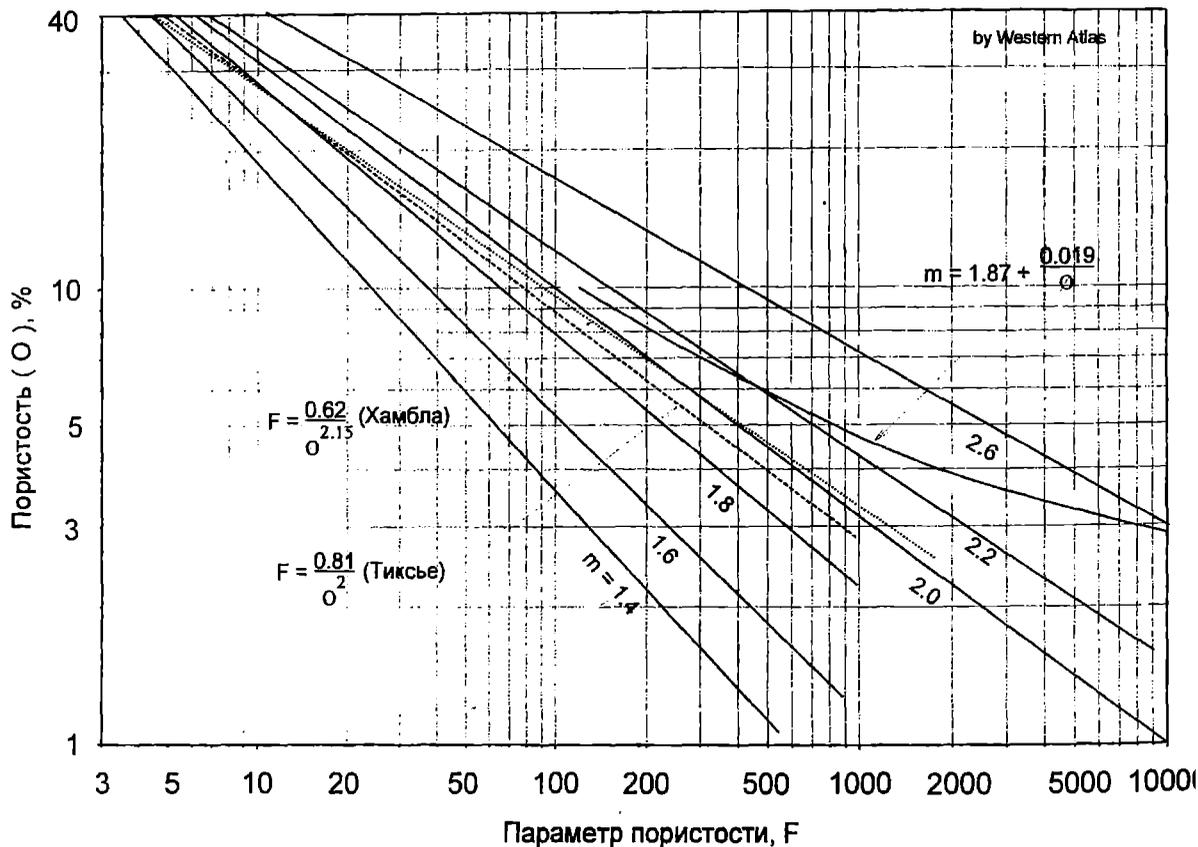


Рис. 1.2. Оценка пористости пород по параметру пористости (по Вестерн Атлас).

Путем экспериментальных исследований Арчи определил, что водонасыщенность чистых неглинистых пород может быть выражена отношением

$$K_v^n = P_n \rho_v / \rho_n \quad \text{или} \quad S_w^n = FR_w / R_t \quad 1.5$$

где n - экспонента насыщения.

Хотя лабораторные исследования показали, что " n " может изменяться в некоторых пределах, для большинства пород " n " равно 2. Поэтому в практике интерпретации " n " обычно и принимается равным 2, если не известно его конкретное значение.

Принимая $n = 2$, выражение 1.5. можно записать в виде

$$K_v = \sqrt{\frac{P_n \cdot \rho_v}{\rho_n}} \quad \text{или} \quad S_w = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} \quad 1.6$$

Это уравнение известно как уравнение Арчи.

В уравнении FR_w равно R_o , т.е. сопротивлению 100%-но водонасыщенной породы. Поэтому для таких пород уравнение 1.6. приобретает вид

$$Kv = \sqrt{\frac{\rho_{ns}}{\rho_n}} \quad \text{или} \quad Sw = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \quad 1.7$$

В оперативной интерпретации для оценки водонасыщенности пород используется преимущественно это уравнение. В общем случае оно характеризует насыщенность продуктивного пласта через отношение его сопротивления к сопротивлению водоносного (R_t/R_o), но справедливо бывает в случаях, когда оба пласта имеют близкий литологический состав, одинаковый тип пористости и принадлежат к одному возрастному комплексу. Это также относится к пластам, содержащим в нижней части воду, а в аликальной нефть, но опять таки при условии, что пористость пласта однотипна.

Отношение R_t/R_o называют индексом сопротивления и по нему (или по обратной его величине) часто определяют водонасыщенность породы. Так величина индекса равная 1 указывает на 100%-ю водонасыщенность, величина 4 (или 0,25) обозначает 50%-ю водонасыщенность, 10 - на 31,6 % водонасыщенности, 100 - на 10% S_w и т.д. - палетка S_w -1 [7].

Водонасыщенность промытой зоны (точнее - насыщение зоны фильтратом ПДЖ) также может быть выражено уравнением Арчи:

$$Kv_m = \sqrt{\frac{Pn \cdot \rho_\phi}{\rho_{nn}}} \quad \text{или} \quad S_{x0} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{x0}}} \quad 1.8.$$

Здесь $S_{x0} = 1 - S_{hr}$, где S_{hr} означает остаточную газонасыщенность промытой зоны. S_{hr} зависит от плотности УВ и увеличивается с увеличением плотности. Сравнивая водонасыщенность, определенную по промытой зоне и незатронутой части пласта, можно просчитать объем вытесненной фильтратом нефти. Так как $S_h = 1 - S_w$ и $S_{hr} = 1 - S_{x0}$, этот объем будет составлять $\varnothing(S_{x0} - S_w)$.

Комбинация уравнений 1.7. и 1.8. позволяет определить водонасыщенность и незатронутой части пласта. Разделив одно уравнение на другое, получим соотношение

$$\frac{Kv}{Kv_m} = \left(\frac{\rho_{nn} / \rho_n}{\rho_\phi / \rho_a} \right)^{0.5} \quad \text{или} \quad \frac{Sw}{S_{x0}} = \left(\frac{R_{x0} / R_t}{R_{mf} / R_w} \right)^2 \quad 1.9$$

Экспериментальные исследования показали, что $S_{x0} \approx S_w^{1/5}$. Подставляя это отношение в уравнении 1.9, получим

$$Kv = \left(\frac{\rho_{nn} / \rho_n}{\rho_\phi / \rho_a} \right)^{5/8} \quad \text{или} \quad Sw = \left(\frac{R_{x0} / R_{t6}}{R_{mf} / R_w} \right)^{5/8} \quad 1.10$$

Это уравнение использовано в палетке $S_w - 2$, [8]. По этой же палетке можно определить S_w с учетом остаточной нефтенасыщенности.

Этот метод оценки водонасыщенности иногда именуют "методом отношений". Он не требует знания величин пористости или параметра пористости F.

Приведенные уравнения дают удовлетворительные результаты оценки S_w в основном в чистых слабоглинистых породах с гранулярным типом пористости. Для пород с трещинным или кавернозным типом пористости применение их ограничено (см. главу 3).

Оценка удельного сопротивления. Определение величины водо- или нефтенасыщенности включает определение сопротивления пластовых вод R_w , параметра пористости F или пористости ϕ и удельного сопротивления пласта R_t . Определение R_t всегда представляет наибольший интерес, поскольку это связано с характеристикой незатронутой части пласта. Не менее интересно и определение сопротивления промывкой зоны R_{xo} , так как оно может быть использовано для оценки S_w когда неизвестна пористость породы, позволяет определить подвижность углеводородных флюидов а в случае глубокого проникновения - и R_t .

При определении R_t и R_{xo} по данным каротажных исследований необходимо учитывать ряд факторов, влияющих на их оценку, а именно:

- влияние скважины или промывочной жидкости;
- влияние вмещающих пород;
- взаимовлияние сопротивления зоны проникновения на R_t и наоборот - R_t на R_{xo} .

Влияние первых двух факторов может быть уменьшено применением приборов, компенсирующих влияние скважины и обеспечивающих хорошую разрешающую способность по вертикали. Влияние третьего учитывается путем введения соответствующих поправок по имеющемуся палеточному материалу.

При исследовании разрезов имеющих в целом невысокое сопротивление (это преимущественно терригенные разрезы) и при условии $R_{xo} > R_t$ - лучше использовать данные индукционного каротажа, в частности замеры DIL (прибором двойного индукционного каротажа). Как правило, такая сборка содержит зонды с глубоким и средним радиусом исследования, которые позволяют в первом приближении замерять R_t пластов толщиной 4-5 футов с неглубоким проникновением, а также "малый" зонд бокового каротажа, исследующего зону проникновения. В комплексе с микрометодами такая сборка позволяет с большей достоверностью определить R_{xo} , а, следовательно, и R_t в условиях глубокого проникновения.

Когда $R_{xo} < R_t$ и сопротивление пород высокое для оценки R_t лучше использовать данные бокового каротажа - запись приборами DLL (двойного бокового каротажа). Они также содержат зонды с разноглубинными радиусами исследования в комплексе с зондом микробокового каротажа. Такая сборка позволяет оценивать R_t и R_{xo} . Введение необходимых поправок осуществляется при помощи соответствующих палеток.

Для выбора необходимого метода сопротивления в определенных скважинных и геологических условиях можно воспользоваться палеткой, приведенной на рис. 1.3.

Сопротивление пластовой воды. Для оценки величин параметра пористости или пористости необходимо определение сопротивления пластовой воды R_w или сопротивление фильтрата ПЖ - R_{mf} .

Сопротивление промывочной жидкости R_m , фильтрата R_{mf} и глинистой корки R_{mc} измеряются в основном в пробах раствора, отобранного в желобах или из работающей во время бурения приемной емкости. Если же замер R_{mf} и R_{mc} затруднен или невозможен, эти величины определяют по R_m , используя соответствующий палетки. Так как сопротивление является функцией температуры, при оценке искомых величин в интервале интерпретации необходимо приведение их к температуре пласта. Точность оценки R_m и температуры может быть повышена путем прямых замеров этих параметров в скважине.

Сопротивление пластовой воды может быть найдено с использованием кривой SP, по каталогу пластовых вод, прямыми замерами на пробах воды или по формуле 1.5. в условиях 100%-но водонасыщенного пласта.

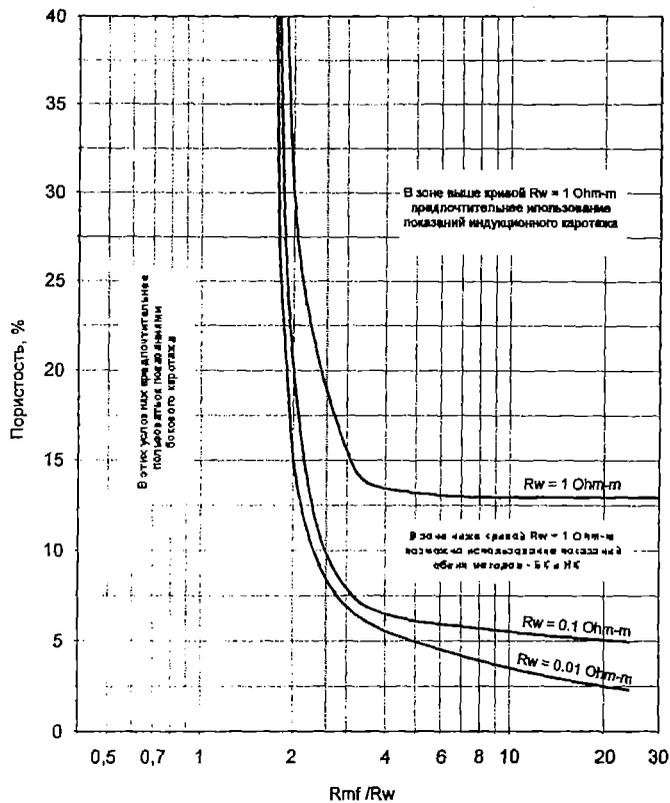


Рис. 1.3. Выбор метода сопротивления для количественной интерпретации (по Шлюмберге).

Оценка R_w по данным SP выполняется в основном в интервале чистого слабоглинистого пласта с приведением амплитуды SP к величине SSP по соответствующим палеткам (см. главу 3). Возможность оценки R_w основана на соотношении

$$SSP = -K \log R_{mf}/R_w \quad 1.11$$

где K - коэффициент приведения, зависящий от температуры пласта.

Уравнение 1.11. реализовано графически в палетках SP-1 и SP-2 (см. главу 3).

Методы оценки пористости. Если литолого-минералогический состав коллектора известен, пористость его может быть определена по данным акустического, плотностного или нейтронного каротажа. В противном случае для оценки пористости необходимо комплексирование методов.

Каротажные методы пористости чувствительны также и к природе насыщающего поры пласта флюида, поэтому сопоставление двух методов может установить присутствие в породах газа или легкой нефти (конденсата).

Оценка пористости по данным АК выполняется в основном по интервальному времени пробега волны в породе, замеряемому в $\mu\text{с}/\text{ф}$ или $\mu\text{с}/\text{м}$. Для оценки \varnothing используется формула т.н. средневзвешенного или среднего времени, иногда называемая формулой Вилли:

$$K_{п} = (\Delta t - \Delta t_{с\kappa}) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_{с\kappa}) \quad \text{или} \quad \varnothing = (t - t_{ма}) / (t_f - t_{ма}) \quad 1.12$$

где t_f и $t_{ма}$ - интервальное время пробега волны в жидкости, заполняющей поры породы и матрице, соответственно.

Данное уравнение дает хорошие результаты при исследовании чистых слабоглинистых пород, заполненных жидким флюидом. Для этих же условий можно использовать для оценки пористости уравнение $\varnothing = C (t - t_{\text{ма}} / t)$, где $C = 0.67$. Особенность его заключается в том, что оно пригодно для оценки пористости как плотных, так и разуплотненных пород. Графическое отображение этого уравнения осуществлено в палетке Por-3, [8].

Приборы плотностного каротажа реагируют на электронную плотность минералов, образующих породу. Для большинства пород электронная плотность (ρ_e) пропорциональна объемной плотности (ρ_b), во всяком случае, отношение ρ_e/ρ_b отличается от единицы не более чем на 5% (за исключением водорода).

Пористость обычно определяется по объемной плотности, в которой масштабируются диаграммы ГГК. Для чистых слабоглинистых пород с плотностью матрицы $\rho_{\text{ма}}$ уравнение определения пористости выглядит следующим образом:

$$Kп = (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{п}}) / (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{ж}}) \quad \text{или} \quad \varnothing = (\rho_{\text{ма}} - \rho_b) / (\rho_{\text{ма}} - \rho_f) \quad 1.13$$

Присутствие глины или газа в породе усложняют оценку пористости, в связи с чем, для этих целей необходимо комплексирование методов (см. главу 3).

В дополнение к регистрации объемной плотности методом Litho-density обеспечивается измерение фотоэлектрического сечения, которое подвержено главным образом влиянию минералогического состава породы. В совокупности с методом пористости измерение фотоэлектрического сечения позволяет определить пористость полиминеральной породы.

Нейтронные методы пористости в основном реагируют на содержание водорода в породе, на чем основано выделение пористых пластов и разделение пород, насыщенных газом и жидкостью. Каротаж выполняется по тепловым или надтепловым нейтронам и диаграммы масштабируются в масштабе пористости. Калибровка осуществляется на основе мономинеральной породы – преимущественно известняка (реже песчаника) - и для пород с другим минеральным составом необходимо вводить поправку за литологию. Присутствие глины или газа в породе может быть учтено комплексированием методов.

Глинистые породы. Нет пород, которые были бы совершенными изоляторами даже в сухом состоянии. Многие рудные минералы, такие как галенит или халькопирит, имеют высокую проводимость, будучи сухими. Очевидно, все уравнения, выведенные для пород, насыщенных каким-либо флюидом, будут неприемлемы, в случае если матрица обладает проводимостью. К счастью в составе пород, слагающих разрезы большинства нефтегазоносных провинций, присутствие проводящих минералов редко и если они есть - это нужно учитывать в процессе интерпретации.

Но вот глины и алевролиты, которые присутствуют практически во всех разрезах, вносят свой вклад в оценку петрофизических свойств пород. В первую очередь присутствие глины влияет на проводимость пород. Проводимость глины обусловлена тем, что они содержат своеобразный электролит и в виде химически связанной воды и за счет того, что глинистые минералы обладают значительной поверхностью, которая адсорбирует катионы и молекулы воды, образуя слой с аномальными свойствами отличными от свойств пластовой воды. Но утверждать, что проводимость глинистых пород напрямую зависит от величины ее глинистости, было бы неверно. Действительный эффект зависит как от количества глинистого материала, от его типа и распределения в породе так и от степени водонасыщенности породы и минерализации пластовой воды.

Толщина вышеупомянутых аномальных слоев может достигать десятки и сотни ангстрем, становясь соизмеримой с размерами субкапилляров между глинистыми частицами и занимая часть объема порового пространства.

Все это сказывается на проницаемости пород, их сжимаемости и соответственно на скорости распространения упругих волн. Глинистые минералы адсорбируют и радиоактивные элементы, оказывая тем самым влияние на нейтронные свойства пород и их естественную радиоактивность.

Таким образом, исследование глинистых пород (большой частью терригенных) обычно требует комплексного подхода. Глинистость оказывает влияние на показания практически всех видов каротажных исследований, используемых в количественной интерпретации, что требует соответствующей их коррекции.

На протяжении ряда лет исследователями был предложен ряд моделей интерпретации глинистых пород. Одни модели основываются на форме распределения глин в породе - в виде частиц, заполняющих межзерновое пространство коллекторов, т.е. присутствующих в породе в дисперсном состоянии или присутствующих в виде прослоев, другие основываются на специфических характеристиках глин - таких как способность катионного обмена и пр. Но, несмотря на различие подходов, объединяющим является применение метода средне-взвешенной оценки доли глинистого материала по отношению к объему пор. И этот метод используется для оценки практически всех параметров глинистых пород. Например, расчет объемной плотности может быть выполнен по формуле

$$\delta_n = K_{п}(K_{впн} \delta_{ф} + K_{ог} \delta_{г}) + K_{гл} \delta_{гл} + (1 - K_{п} - K_{гл}) \delta_{ск} \quad \text{или}$$

$$\rho_b = \varnothing(S_{хо} \rho_{mf} + S_{hr} \rho_h) + V_{sh} \rho_{sh} + (1 - \varnothing - V_{sh}) \rho_{ma} \quad 1.14$$

где: V_{sh} - коэффициент объемной глинистости; ρ_{sh} - плотность глинистой составляющей; ρ_h - плотность УВ и т.д.

Для оценки водонасыщенности с использованием сопротивления существует несколько уравнений, но в принципе все они могут быть построены по следующей модели:

$$\frac{1}{\rho_n} = \frac{K\theta^2(1 - Kx)}{Pn \cdot \rho_a} + \frac{CKx}{\rho_x} \quad \text{или} \quad \frac{1}{R_i} = \frac{S_w^2(1 - V_x)}{FR_w} + \frac{CV_x}{R_x} \quad 1.15$$

где: V_x - термин, учитывающий некую объемную составляющую глин;
 R_x - термин, учитывающий сопротивление глин;
 C - некая постоянная, учитывающая связь водонасыщенности с литотипом пород.

Следует заметить, что уравнение 1.15 применимо для оценки S_w глинистых песчаников практически с любым типом глинистости. Когда объемная составляющая равна или близка к нулевому значению, т.е. речь идет о "чистых" песчаниках, уравнение 1.15 превращается в формулу Арчи.

В данной главе приводится краткое описание тех методов ГИС, показания которых используются в количественной интерпретации для оценки т.н. подсчетных и вспомогательных параметров - пористости, водонасыщенности, глинистости, истинного сопротивления пород, сопротивления пластовых вод и пр. Это связано с целью ознакомления с физическими основами методов (об этом уже достаточно сказано во многих руководствах), сколько с целью ознакомления с особенностями подхода к использованию результатов замеров.

2.1. Потенциалы самопроизвольной поляризации и замеры естественной гамма - активности пород

Кривые потенциалов самопроизвольной поляризации (SP) и естественной гамма-активности (GR) регистрируют естественные физические поля горных пород. Кривая SP фиксирует электрический потенциал, возникающий в результате электрохимических процессов при взаимодействии пластовых вод и фильтрата ПЖ или ионосодержащих пород (глин) на границе скважина-порода или на границах между пластами (в основном это диффузионные и диффузионно-адсорбционные потенциалы).

При гамма-каротаже регистрируется естественная радиоактивность пород. Почти все породы обладают таковой и величина ее зависит от концентрации радиоактивных минералов в породе.

Существует два вида гамма-каротажа - стандартный, измеряющий только общую радиоактивность породы и гамма-спектрометрический (NGS - natural gamma ray spectrometry log), измеряющий общую радиоактивность и содержание радиоактивных элементов (K, Th,U) в породе.

Обе кривые записываются в сборке с другими каротажными кривыми - сопротивления или пористости (CDL, CNL). В настоящее время практически все сборки включают кривые SP и (или) GR.

Несмотря на относительно простую смысловую нагрузку, кривые SP и GR находят достаточно широкое применение при решении следующих задач:

- выделение пористых проницаемых пород среди слабопроницаемых, глинистых;
- определение границ пластов и их корреляция;
- количественная оценка глинистости пластов;
- оценка литологии пород в комплексе с другими каротажными кривыми;
- оценка сопротивления пластовых вод по данным SP;
- оценка радиоактивности пород и содержание в них радиоактивных минералов по данным GR и NGS.

Определение условий осадконакопления отложений. Кривая SP. Кривая SP демонстрирует изменение электрического потенциала между движущимся по стволу скважины электродом и электродом заземления на поверхности. Против пластов глин кривая SP имеет условно максимальные (или минимальные) отклонения, составляющие на каротажной диаграмме т.н. "линию глин". Против проницаемых пластов большой толщины, представленных чистыми песчаниками, кривая SP регистрирует максимально противоположные значения потенциала, образующие своеобразную "линию песчаников". Эти отклонения против проницаемых пластов могут иметь по отношению к линии глин положительные или отрицательные значения, что зависит от соотношения минерализации пластовых вод и фильтрата ПЖ. Если минерализация пластовых вод больше - отклонения имеют отрицательные значения - (кривая отклоняется влево от линии глин) и наоборот.

В случае равенства минерализации пластовых вод и фильтрата ПЖ потенциалы SP практически не возникают или чрезвычайно малы и кривая становится невыразительной, по сути выполаживается в прямую. В скважине, заполненной непроводящим раствором, кривая SP не может быть записана в силу изолирующих свойств раствора.

Записывается кривая SP обычно в mV.

Природа потенциалов SP. Потенциалы SP образуются под воздействием электродвижущей силы, состоящей из электрохимической и электрокинетической компонент.

Электрохимическая составляющая SP. Для упрощения понимания рассмотрим проницаемый пласт, заключенный между достаточно мощными непроницаемыми (глинистыми) вмещающими породами и насыщенный двумя электролитами - фильтратом ПЖ и пластовой водой, которые в первом приближении эквивалентны растворам NaCl.

Как известно, такие растворы содержат подвижные анионы Cl^- и менее активные, характеризующиеся меньшей скоростью передвижения, катионы Na^+ . В менее концентрированном растворе, которым в подавляющем большинстве случаев является фильтрат ПЖ, образуется избыток ионов хлора, а в более концентрированном - пластовой воде - избыток ионов натрия, что приводит к образованию электрического тока. В силу наличия двойного электрического слоя на поверхности глинистых частиц анионы, адсорбированные поверхностью частиц, практически неподвижны, в то время как подвижность катионов не меняется. Таким образом, при наличии глинистой перегородки через нее могут двигаться только катионы Na^+ , причем из более концентрированного раствора в менее. Это движение заряженных ионов и есть электрический ток, а силы, способствующие этому движению, образуют потенциал через глину.

Стрелками на рис. 2.1а показано направление движения тока, соответствующего прохождению ионов Na^+ через примыкающую глину из более минерализованной пластовой воды в менее минерализованный глинистый раствор.

Так как глины пропускают только катионы, они представляют собой ионоизбирательную мембрану и образуемый потенциал соответственно называется мембранным.

Другой компонент электрохимического потенциала образуется на границе зоны проникновения, где фильтрат ПЖ и пластовая вода находятся в непосредственном контакте. Здесь ионы Na^+ и Cl^- могут диффундировать из одного раствора в другой. Поскольку ионы Cl^- более подвижны, в результате диффузии наблюдается поток отрицательно заряженных ионов из раствора большей концентрации в раствор с меньшей, что обуславливает движение тока в противоположном направлении, как это показано в нижней части рис. 2.1б в точках А.

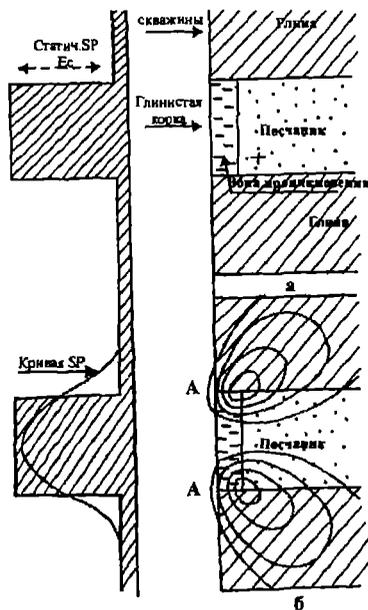


Рис.2.1 Схематическое представление потенциала и распределение тока в прискважинном пространстве (по Шломберже).

Возникновение тока между соприкасающимися растворами с различной минерализацией обуславливается электродвижущей силой ЭДС (или *emf* - electromagnetic force), названной жидкостно-контактным потенциалом. Величина этого потенциала около 1/5 мембранного.

Если проницаемая порода не глинистая, общая ЭДС - E_c , соответствующая обоим явлениям, равна

$$E_c = -K \log \frac{a_w}{a_{mf}} \quad 2.1$$

где a_w и a_{mf} - химическая активность растворов (пластовой воды и фильтрата);
K - коэффициент пропорциональности, равный при абсолютной температуре для растворов NaCl 71 при 25°C (77°F).

Химическая активность раствора приблизительно пропорциональна его солености (или проводимости). Если растворы содержат существенное количество солей отличных от NaCl, величина K при 77°F может отличаться от 71.

Если проницаемая порода заглинизирована, общая ЭДС и соответственно отклонение SP будет занижено, так как глина в проницаемой породе вырабатывает мембранный потенциал противоположной по знаку таковому на смежном глинистом пласте.

Электрокинетическая составляющая SP. Электрокинетический потенциал E_k (известный также как потенциал потока или фильтрационный) возникает, когда поток электролита фильтруется через проницаемую, неметаллическую поровую среду. Величина электрокинетического потенциала обуславливается различными факторами, среди которых есть и т.н. дифференциальное давление (или разность между горным и пластовым давлениями), способствующее течению электролита.

В скважине электрокинетическая ЭДС - E_{kmc} - является результатом движения фильтрата ПЖ через глинистую корку на проницаемых пластах. В действительности через пласт генерируется небольшая по величине ЭДС. Это происходит потому, что практически почти все давление теряется на глинистой корке и остаточное давление не в состоянии создать какую-либо заметную ЭДС.

Однако электрокинетическая ЭДС может быть продуцирована и на глинах (E_{ksh}), т.к. они все же достаточно проницаемы для прохождения через них незначительного количества фильтрата ПЖ.

Каждая из этих электрокинетических ЭДС вносит свой вклад в величину SP - отрицательный против проницаемых пластов и положительный против глин. Чистый вклад в отклонение SP, отсчитываемое от линии глин, является разницей между ЭДС на глинистой корке и электрокинетическим эффектом на глинах. Величины этих ЭДС соизмеримы, разнонаправленные и фактическое влияние электрокинетической ЭДС на отклонение SP очень мало и может не учитываться. Но это справедливо преимущественно для пластовых вод с достаточно большой минерализацией ($R_w < 0,1 \text{ ohm.m}$) и при дифференциальном давлении, имеющем нормальную величину не более нескольких сотен фунтов на квадратный дюйм (psi) или менее.

В случае достаточно большого дифференциального давления (например, при выработанном пласте с малым внутрипластовым давлением или при утяжелении бурового раствора) электрокинетический эффект уже достаточно заметный. В этих случаях ЭДС на глинистой корке и на глинах могут не компенсировать друг друга.

Заметный электрокинетический эффект может наблюдаться в слабопроницаемых пластах (с проницаемостью в несколько мД), в которых дифференциальное давление

воздействует на матрицу породы. Если при этом и пластовая вода слабоминерализована, электрокинетическая ЭДС может быть достаточно большой, превышая иногда -200mV .

Эти редко встречающиеся потенциалы трудно обнаружить, но все же они существуют и в благоприятных условиях могут достигать существенных величин. В этих случаях кривая SP не может быть использована для количественной интерпретации.

SP на проницаемых пластах. Движение ионов, образующих эффект SP, возможно только в породах, обладающих хотя бы минимальной проницаемостью. Какой-либо прямолинейной зависимости между проницаемостью и величиной SP не существует.

Статическая SP (SSP). В нижней части рисунка 2.1. показана примерная схема прохождения тока SP в скважине и в породах. Направление движения тока показано для условий когда соленость пластовой воды больше солености фильтрата ПЖ. В этом случае потенциал, наблюдаемый против проницаемого пласта будет отрицательным по отношению к потенциалу против пласта глин и на каротажной диаграмме отклонение кривой будет влево от линии глин.

Если минерализация фильтрата будет больше чем пластовой воды, отклонение кривой SP будет в противоположном направлении. В случае равенства минерализаций отклонения кривой SP, как отмечено выше, не будет.

Как видно из рис.2.1, токи SP проходят через четыре среды - скважину, зону проникновения, незатронутую часть пласта и через вмещающую породу (глину). В каждой среде потенциал вдоль силовых линий будет пропорционален сопротивлению среды, а совокупный потенциал будет равен общей ЭДС.

Измеряемая при каротаже величина SP численно равна падению потенциала ЭДС вдоль ствола скважины. При этом величина отклонения кривой SP против проницаемого пласта, отсчитываемая от линии глин, является амплитудой потенциала самопроизвольной поляризации.

Наибольшие амплитуды кривой SP наблюдаются против пластов большой толщины, когда скважина заполнена пресным раствором, а удельные сопротивления пласта и вмещающих пород невелики. В этих условиях падение потенциала SP почти полностью происходит в скважине и амплитуда кривой SP близка к общей величине ЭДС самопроизвольной поляризации - SSP. Величина SSP может быть выражена формулой 2.1. Как следует из этой формулы, с увеличением минерализации раствора падение потенциала SP в скважине снижается и соответственно уменьшается амплитуда SP против проницаемых пластов.

Падение потенциала SP составляет небольшую долю ЭДС и в случае, когда исследуемый разрез представлен породами с большим сопротивлением, намного превышающим сопротивление ПЖ. В этих случаях амплитуда SP против проницаемых пластов значительно уменьшается и кривая в целом становится слабо дифференцированной.

Амплитуда SP зависит также от толщины проницаемого пласта и максимальных величин достигает в тех случаях, когда толщина пласта не менее чем в 4 раза превышает диаметр скважины. На более тонких пластах амплитуда SP уменьшается и чем тоньше пласт, тем больше расхождение между величинами SP и SSP.

Как следует из вышеизложенного, величину SSP можно определить напрямую против чистого слабоглинистого водонасыщенного проницаемого пласта большой толщины. При наличии такого пласта в исследуемом интервале можно просто провести "линию глин" и "линию песчаников" и за величину SSP для всего интервала принимать разницу в mV между этими линиями. Если проницаемые пласты слабоглинистые, отсчитанные величины аномалий SP могут быть приведены к SSP (см. главу 3). Но при этом следует иметь в виду, что при введении всех необходимых поправок величины аномалий SP, находящихся между названными линиями должны быть меньше SSP.

Форма кривой SP. О формах кривых SP как теоретических, так и фактических много сказано в пособиях и руководствах по интерпретации материалов ГИС, поэтому лишнее раз говорить об этом не имеет особого смысла. Можно только напомнить, что форма кривой и величины аномалий SP зависят от многих факторов, основными из которых являются:

- толщина проницаемых пластов h и их удельное сопротивление R_t ;
- сопротивление промытой зоны R_{xo} и диаметр зоны проникновения d_i ;
- сопротивление вмещающих (глинистых) пород R_s ;
- сопротивление глинистого раствора R_m и диаметр скважины d_h .

Отбивка границ пластов по кривой SP в общем случае осуществляется по кривой аномалий SP. При толщине пласта $h \geq 4d_h$ его границы приурочены к точкам, соответствующим половине амплитуды отклонения кривой. При уменьшении толщины пласта точки на кривой SP, соответствующие его границам, смещаются ближе к зарегистрированной величине потенциала SP против середины пласта. Наибольшей крутизны аномалии SP достигают при равенстве значений $R_t = R_s = R_m$. В этих случаях величины SP приближаются к SSP.

Высокоомные разрезы. В разрезах, сложенных плотными породами с большим сопротивлением с прослоями проницаемых низкоомных пластов и глин высокие сопротивления могут значительно изменить распределение токов SP и соответственно форму кривой. В пределах высокоомных пород потенциал SP будет постоянным, а изменение или падение потенциала будет происходить только на прослоях с низким сопротивлением. Если принять во внимание, что диаметр скважины в плотном разрезе также постоянный, то кривая SP от одного низкоомного прослоя к другому будет просто спрямляться и не отражать истинного распределения токов в скважине. Для целей интерпретации такая кривая практически непригодна или же может быть использована через достаточно сложные функциональные преобразования.

Смещение линии глин. Местоположение линии глин, от которой отсчитывается отклонение кривой SP, обычно легко определяется на диаграммах. Однако в некоторых случаях на диаграмме может быть проведено несколько "линий глин".

Это может быть, например, в случаях, когда скважина вскрывает маломощные возрастные подразделения и вскрытый разрез представлен проницаемыми породами (коллекторами), насыщенными пластовыми водами различной минерализации и разделенными глинистыми пластами небольшой толщины, которые не могут служить удовлетворительными катионными мембранами.

На рис. 2.2. приведен упрощенный вариант такого случая. Разрез представлен серией песчаников (B,D,F,H), разделенных слоями глин или глинистых пород (C,E,G). SSP определяется от основной линии глин (от глины А) и равна 42 мВ. Глина С не может быть удовлетворительной катионной мембраной и SP против глины С не выходит на уровень А. Отклонение SP в интервале песчаника D, измеренное от уровня глины Е, показывает, что Е обладает лучшими мембранными свойствами чем глина С. Поэтому "линия глин" для песчаника D

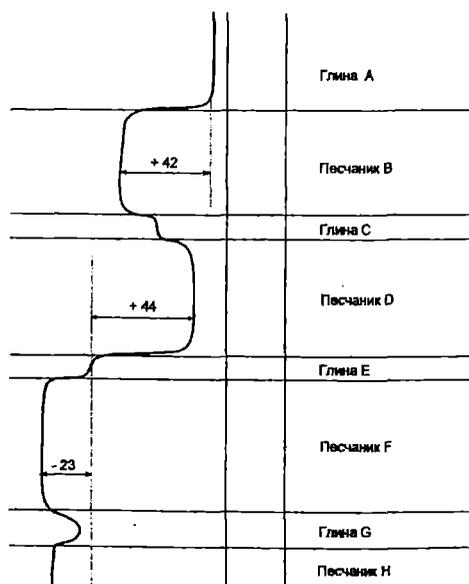


Рис. 2.2. Пример смещения "линий глин" (по Шломберже).

проводится по уровню глины E и SSP в интервале $D \approx 44 \text{ mV}$. Глина G также не может быть удовлетворительной мембраной, поэтому и для песчаника F принимается линия глин "E" а замеренное SSP в интервале песчаника F равно - 23 mV.

Если проницаемые пласты насыщены пластовыми водами с различной минерализацией, кривая SP почти не отметит уровень изменения солености вод, но отклонение кривой над и под границами проницаемого пласта будут проявляться различными амплитудами и линия глин также будет смещена. При промежуточных значениях минерализации фильтрата ПДЖ по отношению к минерализации обеих вод, они могут иметь и различную полярность. Если проницаемый пласт неглинистый и находится среди вмещающих глин достаточной толщины, отклонения SP на обеих границах будут составлять SSP в соответствии с каждой минерализацией.

Аномалии SP в условиях проникновения. В очень проницаемых породах могут быть допущены ошибки в определении величины SSP если не знать особенностей поведения кривой SP в таких условиях. Когда высокопористый водонасыщенный пласт, обладающий хорошей вертикальной проницаемостью, насыщен в зоне проникновения фильтратом ПДЖ с минерализацией много меньшей пластовой воды более легкий фильтрат всплывает к верхней границе пласта. Если посмотреть как бы в профильном сечении, проникновение развивается так как показано на рис. 2.3. в правой его части. Проникновение неглубокое или вовсе отсутствует в нижней части пласта и постепенно увеличивается кверху, достигая максимальной глубины в кровельной его части. Кривая SP при этом выглядит следующим образом. У верхней границы пласта кривая сглажена (закруглена) ввиду глубокого проникновения, максимальное отклонение SP близко к значению SSP.

Против непроницаемого (глинистого) пропластка кривая может иметь зубообразную форму, как показано в левой части рис. 2.3. Под пропластком отклонение SP несколько меньше, чем SSP, а над ним - превышает это значение.

Данная аномалия обуславливается скоплением фильтрата ПДЖ под пропластком. В плане это дискообразная ячейка, состоящая наподобие сэндвичу из глинистого диска между соленой водой и опресненным фильтратом. ЭДС такой ячейки накладывается на нормальное SSP и образует аномальный профиль.

Проникновение у подошвы высокопористого пласта может исчезать полностью, образуя примерно такой профиль проникновения, как показано на рис. 2.3. в нижней его части. При отсутствии здесь проникновения, величина отклонения SP снижается. Это происходит потому, что фильтрат и пластовая вода не находятся в каком-либо длительном прямом контакте, вследствие чего жидкостно-контактный потенциал E_i не добавляется к мембранному потенциалу E_{sh} как в случае, когда проникновение есть. Более того, глинистая корка действует как катионная мембрана, вырабатывая мембранный потенциал корки E_{mc} , который имеет знак, противоположный глинисто-мембранному.

Со временем, в результате переформирования зоны проникновения указанный эффект может исчезнуть. Иногда амплитуда SP может уменьшаться над

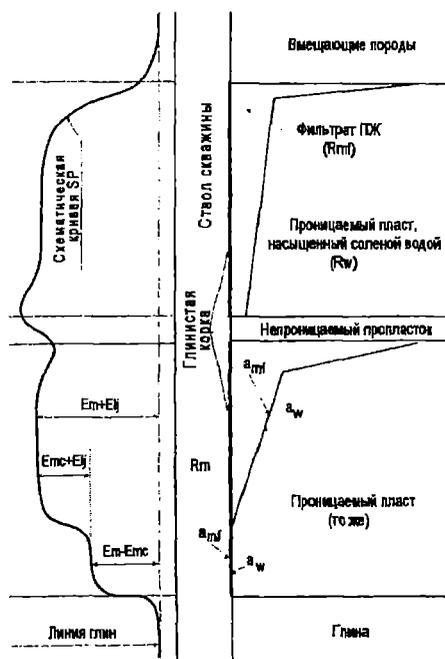


Рис. 2.3. Случаи аномального поведения кривой SP на высокопроницаемом пласте (по Шломберже).

большой частью пласта, поскольку проникновение фактически присутствует только в верхней тонкой плоскости.

Опыт показывает, что при существенных изменениях свойств бурового раствора требуется достаточно большое время, чтобы кривая SP отразила свойства нового раствора. Поэтому, если кривая SP нужна для количественной интерпретации, свойства ПЖ желательно не менять, или же каротаж выполнять до манипуляций с раствором.

Помехи (шумы) при записи SP. Нередко кривая SP бывает искажена ЭДС, индуцируемой в кабеле при вращении барабана лебедки с намагниченными металлическими деталями. Эта ЭДС накладывается на кривую в виде малоамплитудных синусоидальных волн с периодом, равным одному обороту барабана. Чтобы устранить эту помеху в принципе нужно менять лебедку, что почти нереально. Поэтому такую кривую следует отфильтровать, т.е. вычистить помехи из полезного сигнала или же просто ее сгладить, если помеха прослеживается достаточно четко.

Иногда искажение кривой SP может наблюдаться вследствие явления биметаллизма, который возникает когда два куса различных металлов соприкасаются или отстоят недалеко друг от друга, создавая, в условиях окружения их буровым раствором, слаботочную батарею. Обычно эти токи малые и не оказывают заметного влияния на кривую SP, за исключением каротажа высокоомных разрезов. В таких случаях электрод М следует удалять от металлических деталей. Если кривая SP неудовлетворительного качества, использовать можно только значения потенциала против неглинистых пластов с низким сопротивлением.

Зачастую качественную кривую SP трудно записать на буровых установках, работающих в море, что, как правило, связано с влиянием работающих силовых установок, как самой буровой, так и проходящих мимо судов. На суше существенные помехи могут оказывать силовые линии электропередач, работающие эксплуатационные скважины и пр. Уменьшить влияние помех в таких случаях можно внимательным подбором заземления. И поскольку эти помехи нерегулярные и трудно поддаются учету, пользоваться кривой SP можно только после оценки ее качества.

Гамма-каротаж (GR). При гамма-каротаже измеряется, как уже говорилось, естественная радиоактивность пород. В осадочных разрезах кривая GR большей частью отражает содержание глины в породе. Это происходит потому, что в силу своих адсорбционных способностей глины как бы аккумулируют радиоактивные элементы. "Чистые" слабоглинистые породы характеризуются обычно низким уровнем радиоактивности, за исключением случаев, когда они насыщены водами с повышенной радиоактивностью. Увеличением уровня радиоактивности характеризуются также вулканогенные породы.

Если данные гамма-каротажа не планируется использовать в количественной интерпретации, кривая GR может быть записана и в обсаженных скважинах. Это делается в основном в целях корреляции разрезов скважин, для привязки интервалов перфорации и пр. Часто кривая GR используются в комплексе с кривой SP, но может и заменять ее, особенно в тех случаях, когда каротаж выполняется в соленых или непроводящих растворах.

Чаще всего данные GR используются для выделения коллекторов в разрезе и оценки их глинистости, но могут использоваться и для технических, как было сказано выше, целей.

Свойства гамма-излучения. Гамма-излучение представляет собой поток квантов высокоэнергетических электромагнитных волн, испускаемых в процессе самопроизвольного распада радиоактивных элементов. Из естественных радиоактивных элементов наиболее распространены в осадочном чехле радиоактивный изотоп калия с атомным весом 40 (K^{40}), уран U^{238} и торий Th^{232} . Эти элементы последовательно распадаются (с образованием промежуточных продуктов распада - вплоть до свинца) и каждый элемент ряда при распаде наряду с заряженными α - и β -частицами излучает кванты с характерной ему энергией E

(или с несколькими значениями E). Спектр излучения каждого элемента содержит различное число линий, отвечающим разным энергиям. Так элементы ряда урана излучают гамма-кванты с энергией от 0,05 до 2,45 MeV, ряда тория - от 0,1 до 2,62 MeV, а спектр K^{40} имеет одну линию 1,46 MeV.

Проходя через породы, поток гамма-излучения ослабляется в силу взаимодействия гамма-квантов с электронами и ядрами вещества пород. Основными видами взаимодействия гамма-излучения с веществом является образование электрон-позитронных пар, фотоэффект и эффект Комптона. Последний превалирует в условиях осадочного чехла. При Комpton-эффекте электрону передается часть энергии гамма-кванта, который при этом меняет направление движения (рассеивается). После нескольких актов рассеивания энергия гамма-кванта уменьшается до величины, при которой он поглощается за счет фотоэффекта. Вероятность Комpton-эффекта на пути гамма-кванта пропорциональна количеству электронов в единице объема среды или, другими словами - пропорциональна плотности пород. Так две породы, содержащие некоторое равное количество радиоактивного материала в единице объема и характеризующиеся различной плотностью, будут характеризоваться и различной радиоактивностью, причем менее плотные будут как бы более радиоактивны. Показания гамма-каротажа, после соответствующей коррекции за скважинные условия, будут пропорциональны весовой концентрации радиоактивного материала в породе

$$I_{GR} = \sum \rho_j V_j A_j / \rho_b \quad 2.2$$

где ρ_j - плотность радиоактивных минералов;
 V_j - фактор объемной плотности (содержание) минералов;
 A_j - коэффициент пропорциональности, соответствующий радиоактивности минералов;
 ρ_b - объемная плотность пород.

Глубинность исследования методом GR порядка 1 фута (0,3048 м).

Оборудование. Основным элементом зонда гамма-каротажа является детектор, измеряющий мощность экспозиционной дозы гамма-излучения в объеме породы в непосредственной близости от зонда. В качестве детектора применяются сцинтилляционные счетчики, которые более эффективны, чем применявшиеся ранее газоразрядные счетчики Гейгера-Мюллера. Благодаря своей высокой эффективности, они могут быть размером в несколько дюймов, что обеспечивают хорошую дифференциацию исследуемого разреза. Зонды GR как правило используются, в сборке с зондами других методов каротажных исследований.

Калибровка. В качестве среды с известной физической характеристикой или ее имитатора используют различные калибровочные устройства, как базовые или эталонные, так и полевые. Основным стандартом для калибровки проборов GR является эталон, хранящийся в Хьюстоне и используемый для эталонировки рабочих калибраторов. Калибровка обычно производится в несистемных единицах API. Радиоактивность осадочных пород изменяется от нескольких API в ангидритах и солях до 200 API и более. В отечественной практике используются несистемные единицы - мкР/час. 1 мкР/час или $1\gamma \approx 10$ API.

).

При более ранних исследованиях калибровка приборов GR выполнялась в единицах, отражающих содержание эквивалента радия на тонну вещества. Соотношение единиц приведено ниже:

- для приборов серии GNT-F или G гамма-каротажа фирмы Шлюмберже $1\mu\text{gm Ra-eq/ton}$ равен 16,5 API;

- для приборов серии GNT-J,K или K, GLD-K гамма-каротажа той же фирмы $1 \mu\text{gm Ra-eq/ton} = 11,7 \text{ API}$.

Коррекция показаний GR. Отклонение кривой GR является не только функцией радиоактивности и плотности пород, но и условий скважинных измерений - диаметра скважины, плотности ПЖ, размера прибора, его положения в стволе скважины - поскольку среда, находящаяся между счетчиком и породами поглощает гамма-излучение. Это влияние скважины учитывается при помощи различных палеток (см. гл. 3). Как и следует ожидать, коррекция более ощутима при большом диаметре скважины и утяжеленной ПЖ.

Многие ранние модификации приборов GR были настроены таким образом, что при центрированном приборе диаметра $3^{5/8}$ дюйма в 10-ти дюймовой скважине, заполненной раствором плотностью $1,2 \text{ г/см}^3$ (10 lb/gal) показания соответствовали истинной радиоактивности пород.

Применение. Данные GR используются, в основном, для оценки глинистости пород, особенно в тех случаях, когда кривая SP неинформативна (в высокоомном разрезе, когда бурение ведется на высокоминерализованном растворе, при наличии в разрезе опресненных вод и пр.) или когда она не информативна - при непроводящем растворе, в "сухой" или обсаженной скважине..

Так как кривая GR в большинстве случаев пропорциональна содержанию глиен в породе, она может быть использована для количественной интерпретации. Наряду с этим она может использоваться для обнаружения радиоактивных минералов в разрезе и оценки величины их радиоактивности. Современные приборы откалиброваны таким образом, что после введения соответствующей коррекции за влияние скважины показания будут пропорциональны содержанию K_2O в породе (порядка 15 API на $1 \% \text{ K}_2\text{O}$).

В комплексе с другими методами ГИС кривая GR используется для описания керна, корреляции разрезов и различных технологических целей.

Отсчет величины аномалии GR выполняется по усредненным значениям и при толщине пластов менее 1 м усреднение сдвигается к экстремальным значениям. Границы пласта в общем случае отбиваются по середине амплитуды отклонения кривой гамма-метода.

Гамма-спектрометрический каротаж (NGS). Так же как и при интегральном гамма-каротаже при NGS измеряют естественную радиоактивность пород, но в отличие от GR, который измеряет только общую радиоактивность, в данном случае измеряют радиоактивность каждого из первичных радиоактивных элементов и затем определяют их концентрацию в породе.

Физические основы метода. Основная доля гамма-активности горных пород приходится на долю трех радиоактивных изотопов: калия 40 (K^{40}) с периодом полураспада $1,3 \times 10^9$ лет; урана 238 (U^{238}) с периодом полураспада $4,4 \times 10^9$ лет и тория 232 (Th^{232}) с периодом полураспада $1,4 \times 10^{10}$ лет.

О процессе распада этих изотопов мы говорили выше. Можно только добавить, что в спектре каждого из названных изотопов находится промежуточный изотоп с максимальным излучением энергии при распаде, характерным для данного спектра. Так результатом распада K^{40} является образование устойчивого изотопа аргона 40 с излучением гамма-кванта с энергией $1,46 \text{ MeV}$. Максимальным значением энергии в спектре тория является величина $2,62 \text{ MeV}$, в спектре урана - $1,76 \text{ MeV}$, принадлежащим таллию 208 (Tl^{208}) и висмуту 214 (Bi^{214}), соответственно. Наличие различия в энергии гамма-излучения дает качественное представление о присутствии в породе соответствующих радиоактивных элементов.

Учитывая величину периода полураспада, принято считать, что в природных условиях радиоактивные элементы находятся в состоянии равновесия и что распад промежуточных элементов спектра происходит по тем же законам, что и первоначальных. Это значит, что пропорциональное отношение энергий в спектре постоянно и характерно лишь для данного

спектра, а это, в свою очередь, позволяет выделить первичный изотоп в породе и по интенсивности излучения определить его количественное содержание.

Принципы измерения. В приборах NGS используются сцинтилляционные детекторы, заключенные в герметический контейнер, который в процессе каротажа прижимается к стенке скважины при помощи рессоры.

Гамма-излучение от пород редко фиксируется детектором в полном объеме, так как оно рассеивается вследствие взаимодействия с веществом (Комптон-эффект и пр.). Результаты этого взаимодействия можно представить в виде т. н. дифференциального спектра, который характеризует интенсивность естественного гамма-излучения в заданном диапазоне энергии, характерном для каждого из вышеназванных изотопов (т.е., включающем максимальный вклад данного изотопа в спектре). Каждый диапазон, характеризующий высокоэнергетивную часть спектра K^{40} , U^{238} и Th^{232} , регистрируется отдельным каналом. Прозаталонированным соответствующим образом прибор, можно дать количественную оценку содержания того или иного изотопа в породе.

Представление результатов. Гамма-спектрометрический каротаж обеспечивает запись суммы концентраций радиоактивных минералов в породе. Представляются замеры в виде каротажной диаграммы, имеющей три дорожки. На 2-й и 3-й представляются кривые, регистрирующие содержание вышеназванных элементов в породе отдельно для каждого элемента. При этом кривые содержания U^{238} и Th^{232} масштабируются в весовых единицах (ppm) и выводятся на вторую дорожку, а кривая содержания K^{40} записывается на третьей дорожке в (%).

На первой дорожке записывается кривая суммарного содержания или естественной радиоактивности, представляемая как обычно в единицах API. При необходимости выделить из суммы концентраций т.н. “свободный уран”, на эту же дорожку выводится кривая, представляющая собой разницу между кривой общей радиоактивности и суммой γ -излучения от Th^{232} и K^{40} .

Интерпретация данных каротажа. Так как кривая NGS является функцией не только естественной радиоактивности, но и условий скважинных измерений, при количественной интерпретации производится предварительная корректировка показаний прибора за влияние скважины.

Среднее содержание калия в земной коре порядка 2,6%, урана и тория около 3 ppm и 12 ppm на единицу объема, соответственно. Естественно, конкретные породы исследуемого разреза могут характеризоваться различным суммарным содержанием радиоактивных элементов и иметь индивидуальную энергетическую характеристику. Поэтому кривые NGS могут использоваться как для оценки общей радиоактивности, так и для идентификации минерального состава пород - общего или индивидуального. На палетках СЗ-18 и 19 [8] приведены кроссплоты идентификации минерального состава пород по фотоэлектрическому фактору (P_c) и содержанию радиоактивного изотопа.

Часто получаемые результаты бывают неоднозначны, что требует привлечения дополнительных данных. Поэтому обычно пользуются не прямыми замерами, а соотношениями величин концентраций - Th/K , U/K и Th/U .

Применение. Кроме названных выше целей, результаты замеров NGS могут использоваться для идентификации типа глин и прогноза разбухающих минералов в породе. В совокупности с идентификацией минерального состава пород в целом это облегчает освещение вопросов диагенетического плана, вопросов истории осадконакопления, взаимосвязи петрофизических характеристик пород.

Чувствительность NGS по торий-калию и по торию часто позволяет более надежно выделять глины, чем простой GR или другие методы идентификации глин, что позволяет достаточно надежно выполнять корреляцию пластов по содержанию тория или калия (например, т.н. программы “глина-песок” GLOBAL, ELAN).

Комбинация NGS с другими чувствительными к литологии методами (плотностной каротаж, акустический или нейтронный) позволяет определять долю тех или иных минералов в смеси.

Чувствительность NGS к урану дает дополнительную возможность прогнозировать ресурсы органогенного углерода в битуминозных глинистых нефтематеринских толщах, а также контролировать перемещение ВНК на нефтяных месторождениях в процессе разработки.

2.2. Каротажи пористости

Пористость пород может быть определена по данным акустического, плотностного или нейтронного каротажа. На показания всех этих методов оказывает влияние пористость пород, насыщающий их флюид и собственно матрица. Если степень влияния флюида и матрицы известна или может быть определена, то изменения в показаниях приборов будет определяться пористостью. По этой причине названные методы часто называют каротажными пористости.

Другие, своего рода петрофизические, методы исследования - микрометоды, ядерно-магнитный или электромагнитный каротаж и др. также могут использоваться для определения пористости. Однако показания этих методов сильно подвержены влиянию насыщающего поры флюида, что не всегда поддается однозначному учету, поэтому в настоящее время применение их для оценки пористости пород ограничено.

Акустический каротаж. Физические основы метода АК, как и других каротажных пористости, достаточно подробно изложены в различных учебных пособиях и методических разработках, поэтому в данном разделе основное внимание уделено некоторым особенностям каротажного оборудования и подходу к интерпретации материалов.

В настоящее время в обращении, в частности в фирме Шломберже, находятся три модификации аппаратуры АК - аппаратура с компенсацией влияния скважины ВНС (borehole compensated sonic tool), аппаратура с длинным зондом исследования - LSS (long-compensated sonic tool), и своего рода комплексный прибор акустического каротажа (Atta-Sonic tool). Именно этот прибор предназначен для полного описания акустических волн в качестве стандартного.

Почти все приборы ВНС, применявшиеся ранее, обеспечивали измерение времени прихода звуковой волны к первому приемнику по типу трехэлементного зонда. В настоящее время система ВНС включает два излучателя, расположенные над и под двумя парами приемников, т.е. система сконструирована по типу 4-х элементного зонда.

При работе одного из излучателей измеряется время пробега звуковой волны между парами приемников. Поскольку излучатели работают противоположно направленно - это позволяет компенсировать влияние скважины, как в случае изменения ее диаметра, так и в случае наклонного положения прибора в скважине, см. рис. 2.4 I. Отсчет времени пробега между парами приемников автоматически усредняется компьютером на поверхности и выдается

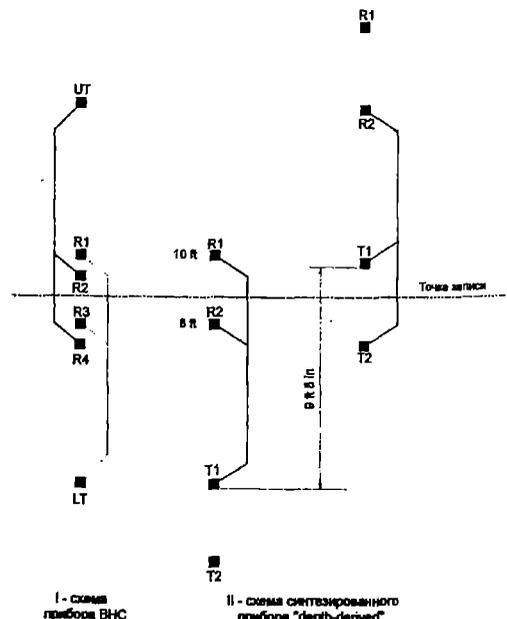


Рис. 2.4 Принципиальная схема зондов акустического каротажа (по Шломберже).

среднее значение t .

Скорость распространения звуковой волны в скважине меньше, чем в породах и соответственно первым регистрируется звуковая волна в породе в прискважинной зоне. Иногда первое вступление пакета звуковой волны, энергия которого достаточна для открытия первого (ближнего) приемника, значительно ослабляется при достижении второго (дальнего) приемника. В этом случае приемник может быть открыт другим более поздней амплитудой пакета и поэтому, измеренное интервальное время будет завышено. Когда это случается, на кривой АК возникает крутой подъем, как правило, в сторону завышения величин t , т.е. происходит скачок или т.н. "срыв цикла". Этот скачок возникает в тех случаях, когда сигнал сильно ослаблен разуплотненными зонами - неконсолидированными, трещинными или газонасыщенными породами, при разгазировании бурового раствора или сильной кавернозности ствола скважины.

При ранних исследованиях методом акустического каротажа окружающая среда принималась как однородная для распространения звуковых волн. К настоящему времени установлено, что в некоторых глинах существует градиент горизонтальной скорости. В близи скважины звуковые волны распространяются с пониженными скоростями и на некотором удалении скорость их достигает истиной. Подобная картина радиального распространения скоростей наблюдается в неконсолидированных породах и в вечной мерзлоте.

В скважинах большого диаметра или против больших каверн возможно поступление на ближний приемник волны от раствора ПДЖ перед приходом волны от породы, что необходимо учитывать.

Во всех этих случаях прибор АК с длинным зондом (LSS) дает достаточно корректные замеры скорости звуковой волны. Этот зонд дает возможность производить измерения с базой излучатель-приемники: 8ft и 10ft или 10ft - 12ft. Эти размеры позволяют измерять интервальное время t с несколько большей глубиной исследования, чем приборы ВНС, они более информативны в случае литологической изменчивости пород и в большей степени компенсируют влияние скважины.

Комбинация зонда LSS с прибором ВНС дает более совершенный, своего рода синтезированный, прибор (depth-derived).

Этот прибор имеет два излучателя и два приемника, расположенные так, как показано на рис. 2.4 II. Отсчеты берутся при двух разных позициях переключателя зондов: один с точкой записи посередине базы приемников, другой - излучателей.

I замер: $(T_1 \rightarrow R_1) - (T_1 \rightarrow R_2)$

II замер: $(T_1 \rightarrow R_2) - (T_2 \rightarrow R_2)$.

Первый замер посылается на запоминающее устройство до времени поступления второго отсчета, и затем усредненное время t определяется по соотношению

$$\Delta t = \frac{\text{запомненный отсчет } T_1 + \text{второй отсчет } T_2}{2 \times \text{span}} \quad 2.3$$

где: span - расстояние (2 фута) между парой приемников.

Используя верхний излучатель и приемники, получаем базу 8ft - 10ft, нижний - базу 10ft - 12ft.

Комплексный прибор "Arday-Sonic" (в отечественном варианте - комбинация АКШ и АКЦ) обеспечивает практически все замеры, выполняемые вышеназванными приборами и за счет установки дополнительных излучателей и приемников дает разностороннюю дополнительную информацию.

В нижней половине прибора установлены два широкополостных (с частотой от 5 до 18 кГц) пьезоэлектрических излучателя с разносом в 2ft и на расстоянии 3-х и 5-ти футов от них установлены два пьезоэлектрических приемника. Эти приемники играют двойную роль. В

необсаженной скважине они могут использоваться с двумя излучателями, образуя стандартный короткий (3ft-5ft и 5ft-7ft) глубинный зонд с компенсацией влияния скважины. В обсаженной скважине они могут использоваться для образования стандартного 3-х футового цементомера (CBL - Cement Bond Log) и 5-ти футового регистратора полного акустического сигнала методом переменной фотографической плотности (VDL - Variable Density Log).

В верхней половине прибора последовательно через 6 дюймов установлено 8 широкополостных пьезоэлектрических приемника на расстоянии 8 футов от верхнего излучателя. Два из этих приемников (1-й и 5-й), с расстоянием между собой в 2ft, могут использоваться для образования "длинного" зонда (8ft-10ft или 10ft-12ft). Кроме того, в головной части прибора установлена пара "приемник-излучатель" для непрерывного измерения Δt раствора во время движения прибора.

Таким образом, данный прибор позволяет выполнять следующие операции в скважинах:

- измерение интервального времени t_c по первым вступлениям на стандартных зондах 3ft-5ft, 5ft-7ft, 8ft-10ft, 10ft-12ft;
- интервальное время прохождения сжатого волнового пакета, t_c ;
- интервальное время прохождения сдвинутого волнового пакета, t_s ;
- интервальное время прохождения волны Стоунли, t_{St} ;
- измерение интервального времени бурового раствора, Δt ;
- скоростной и частотный анализ;
- t_c , t_s , t_{St} в обсаженной скважине;
- качество цементажа колонн.

Результаты замеров могут представляться в аналоговом или цифровом виде, а также, с использованием компьютерной обработки, в виде развернутой волновой картины.

Представление каротажных замеров. Скорость распространения звуковой волны в породе изменяется от 6 000 до 23 000 ft/sec. Интервальное время, соответственно изменяется от 44 $\mu\text{S}/\text{ft}$ для пород с нулевой пористостью до 190 $\mu\text{S}/\text{ft}$ для воды (по английской метрической шкале).

На каротажной диаграмме интервальное время обычно записывается на 2-й и 3-й дорожках в линейном масштабе. Марки времени отмечаются обычно на левой кромке 2-й дорожки короткими пиками через 1 ms и большой через каждые 10 ms. Интервальное время в каком-либо диапазоне глубин подсчитывается по количеству пик. Такой подсчет времени обычно используется при сейсмических исследованиях

Скорость распространения звуковых волн в породах. В осадочных породах скорость распространения зависит от многих факторов, но в основном от материала матрицы породы (песчаника, известняка и пр.) и от распределения пористости в ней. Акустические параметры основных осадочных пород приведены в нижеследующей таблице 2.1.

Акустические характеристики осадочных пород

Таблица 2.1.

Среда	V_{ma} (ft/sec)	Δt_{ma} ($\mu\text{S}/\text{ft}$)	Δt_{ma} ($\mu\text{S}/\text{ft}$) обычно использ.
1	2	3	4
Цементированные песчаники	13 000 - 19 500 (18 000)	56 - 51	56 - 51 (54)
Неуплотненные песчаники	8 500 - 13 000	115.8 - 76.2	115 - 76

1	2	3	4
Известняки	21 000 - 23 000 (21 000)	47.6 - 43.5	47
Доломиты	23 000	43.5	44
Карбонатный коллектор	12 500 - 20 000	78 - 50	78 - 50
Аргиллиты	9 800 - 12 000	100.6 - 82.3	100 - 82
Глины	5 900 - 9 800	170.7 - 100.6	170 - 100
Ангидриты	19 000 - 20 000	52.4 - 50	52 - 50
Гипс	19 200	52	52
Каменная соль	14 200 - 15 000	70 - 66	70 - 66
Колонна (стальная)	17 500	57	57

Определение пористости (формула среднего времени - Вилли).

Цементированные и уплотненные песчаники. На основе многочисленных лабораторных исследований Вилли предложил для чистых цементированных пород с однородно распределенной пористостью линейную зависимость между пористостью и интервальным временем, имеющую вид

$$t_{\log} = \varnothing t_f + (1 - \varnothing) t_{ma} \quad \text{или} \quad \varnothing = (t_{\log} - t_{ma}) / (t_f - t_{ma}) \quad 2.4$$

где: t_{\log} - считываемое с диаграммы значение интервального времени в $\mu\text{S}/\text{ft}$;

t_{ma} - значение интервального времени материала матрицы;

t_f - интервальное время в насыщающем флюиде (для пресного бурового раствора около $189 \mu\text{S}/\text{ft}$).

Пористость таких песчаников в основном в пределах 15-20 %. На показания АК в них существенное влияние оказывает тип насыщающего поры флюида (нефть, вода или газ) или содержание рассеянной глинистости. Обычно остаточная нефть и газ увеличивают интервальное время, т.к. скорость продольной волны в них меньше, чем в воде. Особенно это заметно в высокопористых песчаниках (с пористостью 30% и более), которые, как правило, имеют небольшую зону проникновения. В таких случаях необходимо введение поправочного коэффициента (примерно 0,95 для нефтенасыщенных пород и 0,8 для газоносных).

Если песчаник характеризуется слоистой глинистостью, считываемые значения t , как и определяемая по АК пористость, часто бывают завышены пропорционально плотности прослоев в объеме породы (за счет того, что величина t_{sh} обычно выше, чем t_{ma}).

Карбонатные породы. Для карбонатных пород, характеризующихся межзерновым типом пористости, также может быть применима формула среднего времени. Но обычно структура порового пространства карбонатных коллекторов много сложнее и наряду с межзерновой в породе часто бывает развита т.н. вторичная пористость в виде кавернозности, микро и макротрещин, пустот выщелачивания и пр., размер которых обычно больше, чем первичных пор.

В кавернозных породах скорость распространения звуковой волны зависит, в основном, от первичной пористости и по величине отсчитанного интервального времени будет определяться именно эта пористость - \varnothing_{SV} . Если есть возможность каким либо методом - по нейтронному или плотностному каротажу - определить полную (total) пористость \varnothing_1 , то вторичная пористость \varnothing_2 может быть определена по соотношению

Неуплотненные песчаники. Такие песчаники обычно встречаются в молодых геологических формациях на небольших глубинах, хотя они могут присутствовать также и на достаточно больших глубинах при дифференциальном внутрипластовом давлении флюида порядка 4000-5000 psi. Индикатором таких недоуплотненных песчаников могут служить величины интервального времени в смежных глинах, превышающие 100 μ /ft.

Как правило, наблюдаемое Δt в таких песчаниках завышено и соответственно завышена пористость, определяемая по уравнению среднего времени.. Это требует введения поправочного коэффициента, т.н. фактора разуплотнения C_p и формула оценки пористости приобретает вид

$$Kn^{AK} = \left(\frac{\Delta t - \Delta t_{cx}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{cx}} \right) \cdot \frac{1}{C_p} \quad \text{или} \quad \varnothing_{sv} = \left(\frac{t - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \right) \frac{1}{C_p} \quad 2.6$$

Коэффициент разуплотненности C_p величина эмпирическая и может быть определена несколькими способами.

По сопротивлению рпв. Сравнивают показания АК с каким либо методом сопротивления на чистом водоносном песчанике. По величине рпв пласта через параметр пористости R_p находят пористость K_p^{Pn} и по соотношению $C_p = K_p^{AK} / K_p^{Pn}$ - коэффициент разуплотнения.

По данным CDL - Sonic. Если в скважине выполнены замеры плотностного и акустического каротажа коэффициент разуплотнения C_p можно найти по соотношению $C_p = K_p^{AK} / K_p^{IK}$, опять таки для чистого водоносного песчаника. Здесь, как и ранее, K_p^{AK} - пористость, определенная по уравнению среднего времени, K_p^{IK} - пористость по данным плотностного каротажа.

По данным CNL - Sonic. Рассмотренные выше способы приемлимы для определения C_p на чистых (неглинистых) водоносных песчаниках, а на заглинизированных определения по ним могут быть ошибочными. В этих случаях целесообразно оценку C_p выполнять по данным нейтронного и акустического каротажа по соотношению $C_p = K_p^{AK} / K_p^{IK}$, где K_p^{IK} - пористость по данным нейтронного метода.

В некоторых высокопористых породах с незначительной глубиной зоны проникновения пористость, определенная по АК, также может быть завышена за счет влияния насыщающего флюида. Так нефть и газ занижают скорость прохождения звуковой волны, завышая тем самым Δt и соответственно определяемую по АК пористость. В этих случаях необходимо вводить поправочный коэффициент (0,95-0,9 для нефти и 0,7-0,8 для газа). Коэффициент вводят когда K_p^{AK} явно завышена и чтобы это определить, нужен уже определенный опыт работ с материалом по исследуемому региону.

Эмпирическая формула для оперативной оценки K_p . Постоянные проблемы, связанные с обоснованием вспомогательных параметров, обусловили целесообразность трансформировать связь Δt K_p в более упрощенный вид при оперативной интерпретации. Это упрощение основано на сравнении пористости, полученной по уравнению среднего времени с керновыми определениями и с данными других независимых методов оценки K_p . Эмпирическим путем было выведено уравнение, дающее вполне приемлемые результаты практически для любого типа коллектора в достаточно большом диапазоне изменения пористости - от 5 до 30%, в т.ч. и для неуплотненных песчаников:

$$Kn^{AK} = C \frac{(\Delta t - \Delta t_{cx})}{\Delta t} \quad \text{или} \quad \varnothing_{sv} = C \frac{(t_{LX_i} - t_{ma})}{t_{LX_i}} \quad 2.7$$

Величина коэффициента C является постоянной для исследуемого интервала и изменяется для различных разрезов от 0,625 до 0,7. Для конкретных условий величина C подбирается интерпретатором опытным путем. На палетке Por-3 [7] приведено графическое изображение данной эмпирической зависимости для коэффициента $C = 0,7$. Но в большинстве случаев более удовлетворительные результаты дает использование величины $C = 0,67$.

Для газонасыщенных пластов этот коэффициент обычно принимают равным 0,6.

Матричные значения $V_{ск}$ или $\Delta t_{ск}$ берутся как среднестатистические (см. табл. 2.1.).

Корреляция кривых Вариация скоростной характеристики разреза, обусловленная индивидуальными свойствами горных пород и высокая разрешающая способность метода акустического каротажа в этом плане позволяют использовать кривые АК для корреляции даже в тех случаях, когда кривые других методов мало информативны, например, в случае тонкослоистого глинистого разреза, при вскрытии эвапоритовых (соленосных) отложений и пр. Кроме того, некоторые породы, скажем те же эвапориты, могут быть идентифицированы по величине Δt .

Аномально высокие пластовые давления (АВПД). Породы, имеющие высокое внутрипластовое давление флюида часто находят свое отражение в вышележащих глинах за счет присутствия в них избыточной поровой воды.

Обычно интервальное время в глинах изменяется по мере их уплотнения. Тренд изменения t_{sh} с глубиной отражает нормальное уплотнение глин. Отклонение от этого тренда в сторону увеличения Δt указывает на наличие избыточного давления и, таким образом, данные АК можно использовать для прогнозирования зон АВПД.

Интерпретация поперечных волн. Рассмотренные выше материалы касались интервального времени прохождения продольной волны. Но с помощью прибора "Acrausonic" можно получить полную волновую картину и более детально исследовать также поперечные волны. Применение данных скорости распространения поперечной волны для исследования пород, по сути, находится на первоначальном этапе и в основном используется как дополнение к сейсмическим данным.

Тем не менее, использование данных о скорости поперечной волны может помочь в идентификации минерального состава пород и насыщающего их флюида. Простейшим способом такой идентификации является построение кроссплотов интервального времени продольной (t_c) и поперечной волны (t_{sh}) подобно тому, как существуют кроссплоты для оценки пористости по данным Δt - CNL, CDL-CNL или Δt - CDL.

Аналогичным способом может быть использовано и уравнение среднего времени 2.4. или эмпирическое уравнение 2.7. для оценки пористости. Необходимо только определить соответствующие матричные значения поперечной волны для пород и флюида. Примерные величины этих параметров следующие:

для песчаников $t_{ma} = 86 \mu\text{S}/\text{ft}$;

для известняков $t_{ma} = 90 \mu\text{S}/\text{ft}$;

для доломитов $t_{ma} = 76 \mu\text{S}/\text{ft}$;

для ангидрита $t_{ma} = 100 \mu\text{S}/\text{ft}$;

для воды $t_f = 350 \mu\text{S}/\text{ft}$.

Это экспериментальные данные, которые в дальнейшем могут быть уточнены и скорректированы.

Плотностной каротаж. Этот метод используется прежде всего как каротаж пористости. Но, вместе с тем, он может применяться для идентификации минерального состава пород при бурении на соленых ПЖ, для выделения газонасыщенных пластов, для определения плотности УВ, выделения зон АВПД и оценки механических свойств горных пород.

Основы метода. Метод основан на измерении интенсивности рассеянного гамма-излучения породы ($J_{\gamma\gamma}$) при облучении ее потоком γ -квантов. При этом энергетический диапазон облучения и регистрации подбирается таким, чтобы преимущественным видом взаимодействия γ -квантов с породой было комптоновское рассеяние, поскольку при этом линейный коэффициент ослабления γ -квантов в отличие от коэффициента ослабления при фотоэффекте и образования электрон-позитронных пар, зависит только от плотности электронов в окружающей среде, т.е. от плотности вещества породы. Это достигается облучением породы жесткими γ -квантами ($E_{\gamma} \geq 1$ МэВ). Таким образом, измеряемая плотность, по сути, соответствует электронной плотности породы (числу электронов в см^3). Электронная плотность пропорциональна истинной объемной плотности породы, которая, в свою очередь, зависит от плотности материала матрицы породы, ее пористости и плотности насыщающего поры флюида.

Оборудование. Конструктивные особенности прибора плотностного каротажа. Обычно это приборы с компенсацией влияния скважины (FDC - Compensated Formation Density Log). Они включают источник γ -квантов и приемники (обычно два - ближний к источнику и дальний) укреплены на прижимном башмаке с целью уменьшения влияния глинистой корки и бурового раствора. Плотность прижатия башмака к стенке скважины осуществляется эксцентричным откидным рычагом, который одновременно может служить каверномером или управляемым прижимным устройством многократного действия. Приемники образуют с источником зонды с большей (длинный зонд - Long-Spaced) и меньшей (малый зонд - Short-Spaced) глубиной исследований. Глубина исследований увеличивается с уменьшением плотности пород и с увеличением длины зонда и в среднем составляет 7-12 см. Применение 2х-зондовой компоновки необходимо для учета влияния скважины, т.к. всегда есть опасность нахождения между детекторами и породой промежуточной среды в виде глинистой корки или бурового раствора (особенно при наличии каверн). При раздельном измерении двумя зондами получаются два различных значения кажущейся плотности, каждое из которых равно истинной, уменьшенной на влияние промежуточной среды. Соотнося показания обеих детекторов, можно учесть влияние скважины. Коррекция осуществляется автоматически и приращение $\Delta\rho$ записывается непосредственно на каротажной диаграмме на отдельной дорожке.

Представление результатов замеров. Результаты измерений представляются в виде кривой плотности, записанной на второй дорожке каротажной ленты в $\text{г}/\text{см}^3$. Для условий неглинистого или слабogliнистого однородного разреза, когда могут быть заданы величины $\rho_{\text{ма}}$ и $\rho_{\text{г}}$ здесь же может быть записана и кривая пористости, получаемая в результате автоматического решения уравнения 2.8. Кривая коррекции $\Delta\rho$ (которая показывает, какая величина плотности может быть учтена за влияние глинистой корки и кавернозность скважины) обычно записывается на 3-й дорожке. На 1-й и 2-й дорожках записываются кривые каверномера и гамма-каротажа. Если в одной сборке с плотностным каротажом записывается и кривая нейтронного каротажа, она представляется на 3-й дорожке в % кажущейся (известняковой) пористости.

Калибровка. Первичная калибровка приборов FDC производится на эталонных установках, из которых одна содержит чистый известняк с известной плотностью, насыщенный пресной водой. Вторым эталоном являются алюминиевый и серный блоки, в который помещают зонд. Блоки выполнены со специальным композиционным составом и их характеристики приведены по отношению к известняку. В эталонных блоках смоделирована глинистая корка с двумя различными толщинами, по которой производится настройка автоматической коррекции. Эталонировка приемников выполняется по радиоактивному эталону.

Влияние скважины. Коррекция за влияние скважины целесообразна при увеличении ее диаметра до 15 дюймов и более. В скважинах с диаметром менее 10 дюймов коррекцию можно не производить.

В случаях неоднородной породы, например, когда трещиноватость или кавернозность на одной стороне скважины больше чем на другой, при повторных замерах (перекрытиях) могут наблюдаться расхождения записанных кривых, так как башмак не проходит по одному и тому же пути. Но, как правило, эти расхождения невелики, поскольку скважины редко бывают абсолютно вертикальны и тяжелый башмак стремится пройти по наклонной стороне ствола скважины.

Электронная и объемная плотность. В принципе, плотностной каротаж отражает электронную плотность пород. Для вещества, состоящего из одного элемента индекс электронной плотности (ρ_e) соотносится к объемной плотности (ρ_b) как:

$$\delta_e = \delta_n(2Z / A) \quad \text{или} \quad \rho_e = \rho_b (2Z / A) \quad 2.8a$$

где: ρ_b - истинная объемная плотность,

Z - атомное число или число электронов,

A - атомный вес (отношение ρ_b/A пропорционально числу атомов в см^3 вещества).

Для молекулы вещества индекс электронной плотности соотносится к объемной как:

$$\rho_e = \rho_b 2(\sum Z' s / \text{Mol. Wt.}) \quad 2.8b$$

где: $\sum Z' s$ - сумма атомных чисел атомов, составляющих молекулу
(равна числу электронов в молекуле);

Mol. Wt. - молекулярный вес.

Для большинства горных пород числа, приведенные в скобках формул 2.8a и 2.8b близки значениям в 4-й колонке Таблицы 2.2.

Таблица 2.2.

Элемент	A	Z	2Z/A
H	1.008	1	1.9841
C	12.011	6	0.9991
O	16.000	8	1.0000
Na	22.990	11	0.9569
Mg	24.320	12	0.9868
Al	26.980	13	0.9637
Si	28.090	14	0.9968
S	32.070	16	0.9978
Cl	35.460	17	0.9588
K	39.100	19	0.9719
Ca	40.080	20	0.9980

Когда прибор проэталонирован в эталоне, представленным известняком, кажущаяся объемная плотность (ρ_a) соотносится с индексом электронной плотности как:

$$\rho_a = 1.0704\rho_e - 0.1883 \quad 2.9$$

Для песчаников, известняков и доломитов, заполненных жидкостью, ρ_a практически равно истинной объемной плотности (ρ_b). Для других типов пород, таких как уголь, ангидрит, гипс, сильвин, соль и для газонасыщенных пород вводится коррекция по соответствующим палеткам, (рис. 2.6).

Определение пористости. Для чистых пород с известной плотностью матрицы ρ_{ma} , пористостью \emptyset , насыщенных флюидом с плотностью ρ_f и объемной плотностью ρ_b существует связь, выражаемая следующей формулой

$$\delta_n = K_p \delta_{ж} + (1 - K_p) \delta_{ск} \quad \text{или} \quad \rho_b = \emptyset \rho_f + (1 - \emptyset) \rho_{ma} \quad 2.10a$$

Для большинства пород, насыщенных в зоне исследования жидкостью (за исключением насыщения газом или легкими УВ) разница между кажущейся плотностью, снимаемой с диаграммы и истинной плотностью столь невелика, что ею можно пренебречь. И формула для оценки пористости имеет вид

$$\emptyset = \rho_{ma} - \rho_b / \rho_{ma} - \rho_f \quad 2.10b$$

где, $\rho_b = \rho_a$

Плотностные характеристики основных породообразующих минералов и флюидов

Таблица 2.3.

Состав	Формула	Истинная плотность, ρ_b	$\frac{2\sum Z_i s}{Mol. Wt.}$	ρ_c	ρ_a (с диаграммы)
Кварц	SiO ₂	2.654	0.9985	2.650	2.648
Кальцит	CaCO ₃	2.710	0.9991	2.708	2.710
Доломит	CaCO ₃ MgCO ₃	2.850	0.9977	2.863	2.850
Ангидрит	CaSO ₄	2.960	0.9990	2.957	2.977
Сильвин	KCl	1.984	0.9657	1.916	1.863
Галит	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
Гипс	CaSO ₄ 2H ₂ O	2.320	1.0222	2.372	2.351
Уголь					
Антрацит		1.400	1.0300	1.442	1.355
		1.800		1.852	1.796
Битуминозный		1.200	1.0600	1.272	1.173
		1.500		1.590	1.514
Пресная вода	H ₂ O	1.000	1.1101	1.110	1.000
Соленая вода	200.000 ppm	1.146	1.0797	1.273	1.135
Нефть	n(CH ₂)	0.850	1.1407	0.970	0.850
Метан	CH ₄	ρ_{meth}	1.2470	1.247 ρ_{meth}	1.335 ρ_{meth} - 0.188
Газ	C _{1.1} H _{4.2}	ρ_g	1.238	1.238 ρ_g	1.325 ρ_g -0.188

Флюид в порах проницаемых пород в условиях неглубокой зоны проникновения (около 6") большей частью представлен фильтратом ПЖ, который может иметь плотность больше или меньше 1.1 г/см³ в зависимости от его солености, температуры и давления на глубине пласта. На рис. 2.5. показано изменение плотности воды и растворов NaCl с изменением перечисленных пластовых условий. При температуре 75°F и атмосферном давлении отношение между водным раствором NaCl и плотностью может быть выражено соотношением

$$\rho_w = 1 + 0.73 P$$

где P - концентрация NaCl в ppm $\times 10^{-6}$.

Влияние газонасыщенности. Присутствие остаточной газонасыщенности в зоне исследования приборами FDC оказывает заметное влияние на их показания, занижая величину ρ_a . Влияние нефти намного меньше, т.к. средняя плотность насыщающего зону исследования флюида (от ρ_o до ρ_{mf}) около 1 г/см³. Коррекция ρ_a за влияние газа и за литологические особенности некоторых пород может быть выполнена по палетке, показанной на рис. 2.6.

Влияние глинистости. Присутствие глинистого материала в породе влияет на эффективность интерпретации, в общем случае завышая показания метода. Плотность глинистого материала, распределенного в породе и собственно глин, находящихся в разрезе в виде слоев или пропластков в пределах 2.2 - 2.65 г/см³. Тем не менее, дисперсные глины или глины, рассеянные в поровом пространстве пород (коллекторов) имеют несколько меньшую плотность. Относительно невысокой плотностью характеризуются глины молодых отложений, расположенных на небольшой глубине, где уплотняющие силы невелики.

Влияние давления. Как известно, объемная плотность глин увеличивается с глубиной, с возрастанием фактора уплотнения. Однако в зонах аномально высоких пластовых давлений (АВПД) наблюдается отклонение от этого тренда и на каком то промежутке глубин происходит уменьшение уплотнения, что достаточно четко фиксируется на каротажных диаграммах в виде спада кривой плотности к кровле пласта с аномально высоким давлением. Такое поведение кривой плотности может быть использовано для прогнозирования зон АВПД.

Литоолого-плотностной каротаж (Lito-Density Log). LTD - по сути, усовершенствованный вариант прибора обычного плотностного каротажа FDC. В дополнение к измерению объемной плотности в приборе предусмотрено измерение индекса (или коэффициента) фотоэлектрического поглощения (P_e) Этот коэффициент связан с литологическим составом пород, т.к. в большей мере характеризует матрицу породы и уже во вторую очередь ее емкостные свойства. Измеряемая объемная плотность ρ_a (ρ_b) наоборот, характеризует в первую очередь поровое пространство коллекторов.

Оборудование. По устройству и принципу действия прибор LTD аналогичен приборам FDC. Прибор имеет прижимной башмак, в который вмонтированы источник с энергией излучения порядка 662 keV и два детектора, регистрирующие γ -кванты, рассеянные до энергии фотоэлектрического поглощения.

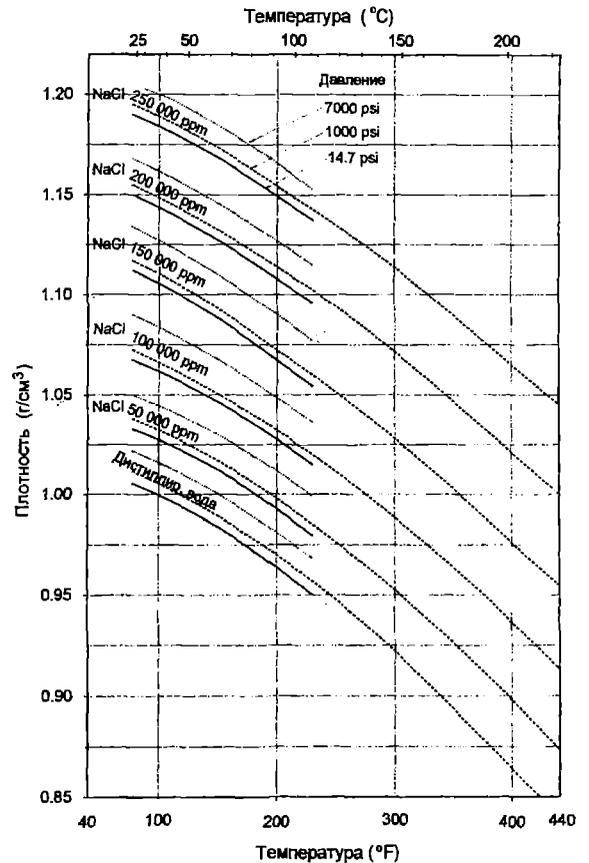


Рис. 2.5. Изменение плотности воды и растворов NaCl в зависимости от давления и температуры (по Шлюмберже).

Система регистрации устроена таким образом, что в большей степени, чем в приборе FDC уменьшает влияние флюктуаций и обеспечивается хорошая повторяемость замеров. Несколько изменена и геометрия башмака, что обеспечило хорошую разрешающую возможность по вертикали. В свою очередь, это облегчило изучение трещиноватых и тонкоплитчатых пород.

Компенсация влияния скважины осуществляется так же, как в приборах FDC.

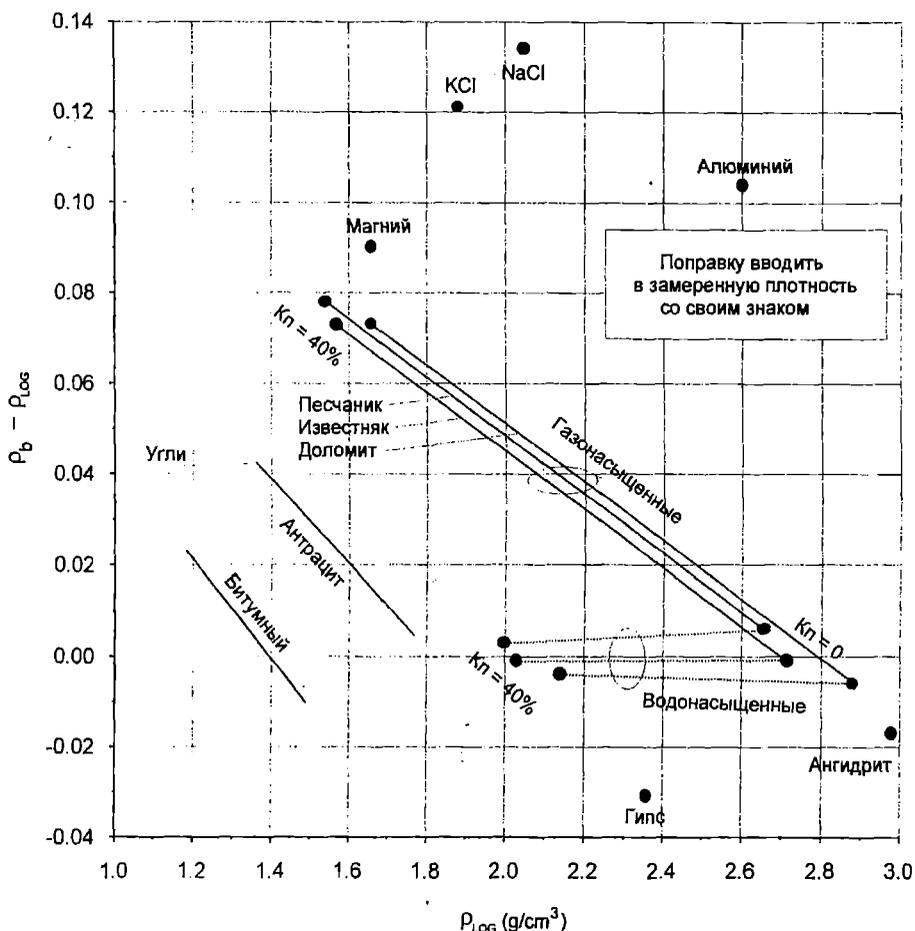


Рис. 2.6. Приведение величин ρ_{LOG} к истинной плотности (по Шлюмберже).

Нейтронный каротаж. Нейтронный каротаж применяется, в основном, для изучения пористости коллекторов и оценки ее величины. Это изучение основано на замедляющих или поглощающих свойствах пород, что напрямую связано с содержанием в них водорода. Последнее для пластов, насыщенных жидким флюидом (но не содержащих глины или гипсов), пропорционально общей пористости.

Чувствительность к содержанию водорода позволяет достаточно надежно выделять газонасыщенные зоны, особенно в комплексе с другими методами пористости. Это комплексирование позволяет также более точно оценивать и пористость пород, даже при наличии в них глинистой составляющей.

Основы метода. Метод основан на измерении по стволу скважины потока нейтронов, замедленных до энергии выше тепловой - порядка единиц eV. Так же как и γ -кванты,

нейтроны характеризуются энергией E , которая связана со скоростью нейтронов и измеряется в MeV или eV. Различают быстрые нейтроны, с энергией 0,1-14 MeV, промежуточные с энергией 0,1MeV-10eV, надтепловые >0,4 eV и тепловые нейтроны со средней энергией 0,025 eV.

При облучении вещества потоком нейтронов последние, взаимодействуют с ядрами атомов. Основными видами взаимодействия является упругое рассеивание нейтрона на ядре с потерей части энергии, т.е. замедление нейтрона и захват или поглощение нейтрона ядром. Некоторые ядра при захвате нейтрона становятся радиоактивными (такое взаимодействие называется активацией).

Вероятность взаимодействий нейтрона с ядрами атомов для разных элементов неодинакова и выражается через сечение процесса (рассеяния, захвата, активации).

Основным видом взаимодействия для нейтронов с энергией от нескольких MeV до 0,1 eV является упругое рассеивание, т. е - столкновение нейтрона с ядром, передача части энергии ядру (замедление) и изменение направления движения (рассеивание). При упругом столкновении передача энергии от одного ядра к другому тем больше, чем они ближе по массе. Поэтому водород, масса ядра которого (протон) ближе всех к массе нейтрона, в наибольшей степени замедляет нейтроны. При наличии в породе даже небольших количеств воды или нефти, содержащей до 10% водорода по массе, замедление происходит в основном на ядрах водорода.

Одним из основных нейтронных параметров среды является т.н. длина замедления нейтронов, определяемая средним расстоянием по прямой от места вылета нейтрона до места его замедления до уровня тепловой энергии. Это расстояние тем меньше, чем больше содержание в породе воды или нефти, что, собственно и связано с пористостью породы.

Атомы и молекулы вещества находятся в тепловом движении и скорости их соответствуют энергии примерно 0,025 eV. Нейтроны, замедлившись до такого уровня, участвуют в тепловом движении без потери энергии при столкновениях. Этот процесс называется диффузией, а нейтроны с такой энергией - тепловыми. В области тепловых энергий вероятность захвата нейтронов становится большой, что в конечном итоге и происходит. Среднее расстояние по прямой от места замедления нейтрона до его захвата называется длиной диффузии, а среднее время между замедлением и захватом называется средним временем жизни тепловых нейтронов. Обычно длина диффузии много меньше длины замедления.

При захвате нейтрона ядром всегда выделяется энергия (энергия связи нуклона в ядре) в виде одного или нескольких γ -квантов - в зависимости от излучающих способностей ядер. Например, водород ^1H при захвате нейтрона превращается в дейтерий ^2H с излучением одного γ -кванта с энергией 2,2 MeV; хлор ^{35}Cl образует изотоп ^{36}Cl с излучением 3х γ -квантов с суммарной энергией около 8 MeV и пр. В среднем подавляющее большинство элементов, входящих в состав горных пород, излучают 2-4 γ -квантов на захват с энергией до 7-10 MeV.

В соответствии с вышеизложенным, различают несколько модификаций нейтронного каротажа, основными из которых в настоящее время являются каротаж по надтепловым и тепловым нейтронам.

Оборудование. Приборы нейтронного каротажа включают приборы GNT- Gamma-Ray Neutron Tool (типа отечественного НГК), которые в настоящее время не используются, приборы каротажа по надтепловым нейтронам SNP- Sidewall Neutron Porosity Log, имеющие ограниченное распространение и приборы с компенсацией влияния скважины CNL - Compensated Neutron Log в комплекте с двухзондовым прибором DNL (Dual-Spacing Neutron Log) или без него. В приборах используются америций-берилиевые источники ($\text{Am}+\text{Be}$), обеспечивающие поток нейтронов с первоначальной энергией до нескольких МЭВ.

Приборы GNT были устройством ненаправленного действия с одним детектором, чувствительными как к высокоэнергетическим, так и к тепловым нейтронам и использовались во всех типах скважин - в обсаженных и необсаженных. Хотя приборы GNT и применялись для оценки пористости, показания их требовали достаточно трудоемкой коррекции, т.к. были сильно подвержены влиянию различных факторов геологического и технологического плана - минерализации насыщающего флюида, давления, температуры, глинистой корки, плотности бурового раствора, толщины цементного кольца и пр.

В приборах SNP источник и детектор смонтированы на прижимном башмаке. Детектором является пропорциональный счетчик, защищенный так, что регистрируются только нейтроны с энергией выше или около 0,4 eV. Преимущества их по сравнению с приборами GNT состоят в том, что использование прижимного башмака значительно уменьшает влияние скважины. Регистрация ведется по надтепловым нейтронам, в связи с чем уменьшается влияние элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов, таких как, например, хлор или бор; многие необходимые поправки вводятся автоматически, обеспечивая хорошие результаты замеров в "сухих" скважинах.

Приборы SNP предназначены для работы только в необсаженных скважинах, "сухих" или заполненных буровым раствором с минимальным диаметром 5 дюймов. Совместно с кривой SNP записывается кривая кавернометрии.

Прибор CNL может использоваться в комбинации с другими методами, обеспечивая качественное получение кривой нейтронного каротажа. Это двухзондовый прибор, предназначенный для регистрации тепловых нейтронов. Наличие длинного зонда и достаточно мощного источника излучения - около 16 Кюри - позволяет увеличить глубинность исследования по сравнению с прибором SNP. Компенсация влияния скважины осуществляется путем использования отношения счета от 2х детекторов. Прибор может использоваться в обсаженных или необсаженных скважинах, заполненных жидкостью, но не газом.

Так как прибор CNL регистрирует тепловые нейтроны, его показания зависят от присутствия в породе элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов. Прибор хорошо реагирует на изменение глинистости, поскольку глины содержат малое количество бора и других редкоземельных элементов, характеризующихся высоким сечением (поглощения). Увеличение количества этих элементов может снижать чувствительность прибора к присутствию в глинистых породах газа.

Прибор DNL позволяет увеличить чувствительность при исследовании газонасыщенных разрезов и обеспечить более однозначную интерпретацию в условиях захвата тепловых нейтронов. Это достигается тем, что в приборе смонтированы две пары детекторов, расположенных по обе стороны от источника на различных расстояниях точки записи от него. Одна пара регистрирует надтепловые нейтроны, другая - тепловые. Измерение обеими парами дает возможность определить пористость раздельно от каждой пары детекторов. В чистых породах обе определяемые величины пористости совпадают, а в глинистых породах, содержащих большое число поглощенных тепловых нейтронов, пористость, измеренная "надтепловыми" детекторами, несколько занижена и более близка к пористости, определяемой по плотностному каротажу. Измерения обеими парами позволяет также выявить влияние глинистости, минерализации насыщающего флюида, а также улучшить идентификацию газа в глинистых породах. Так как обе пары детекторов установлены на различных расстояниях от источника и регистрируют нейтроны с различными энергетическими уровнями - влияние окружающей среды компенсируется более надежно.

Представление замеров. Результаты измерений и вычислений при исследовании приборами SNP представляются на диаграмме в виде кривой пористости, отнесенной к литологии известняка, т.н. "известняковой пористости". При этом коррекция за влияние

скважины, температуру и минерализацию насыщающего флюида вводится автоматически по программе CSU. В “сухих” скважинах (или в скважинах без жидкостного бурового раствора) требуется только поправка за диаметр скважины, которая вводится вручную. Кривая пористости записывается на 2й и 3й дорожках диаграммы в линейном масштабе.

Аналогично представляются и кривые пористости, записанные приборами CNL и DNL. Когда кривая записывается одновременно с другим методом пористости, например, с FDC, обе кривые представляются в одном масштабе. Наложение кривых при этом позволяет выполнить визуальную качественную интерпретацию по оценке литологии и выделению газонасыщенных интервалов.

Калибровка. Первичная стандартная калибровка приборов GNT выполняется в Хьюстоне в искусственных скважинах в условных единицах API. Чувствительность приборов определяется как 1000 API на 19% пористости чистого водонасыщенного известняка. Последующая калибровка для полевых исследований также выполняется на моделях скважин.

Калибровка приборов SNP основана на многочисленных замерах в “чистых” неглинистых породах с известной пористостью. Модель скважины используется уже для последующей калибровки, обеспечивая контроль “известняковой”* пористости в 11% и 22%.

Первичная калибровка приборов CNL выполняется в лабораторных условиях в калибровочном устройстве, имитирующем набор водонасыщенных пород с различной пористостью.

Контрольные погрешности определения пористости при этом не должны превышать $\pm 0.5\%$. Вторым стандартным калибратором является емкость с водой. При работе на скважине контроль счета производится по данным этого калибратора.

Исследовательские характеристики приборов. Обычно разрешающая способность приборов SNP и CNL по вертикали составляет порядка 2 футов. Но усовершенствование способа счета, основанное на использовании разрешающей возможности ближнего детектора, позволяет увеличить ее 1 фута.

Глубинность исследований зависит в основном от пористости пород. Так в плотных породах с пористостью близкой к нулевой, глубинность исследований около 1 фута. В высокопористых породах, насыщенных жидким флюидом, глубинность исследований значительно меньше в связи с замедлением и захватом нейтронов уже в прискважинном пространстве. Для обычных среднестатистических условий, глубинность исследования приборов SNP порядка 8 дюймов, а приборов CNL около 10 дюймов. При этом оба прибора исследуют несколько больший объем пород, чем приборы плотностного каротажа.

Чувствительность приборов. Как уже было сказано, приборы нейтронного каротажа в первую очередь чувствительны к содержанию водорода в породе. Так как вода и нефть содержат примерно одинаковое количество водорода в единице объема, то в чистых породах проведенные замеры отражают пористость по насыщению, хотя детекторы фиксируют практически все количество атомов водорода в породе, включая и химически связанные в минералах матрицы.

Таким образом, зафиксированное количество нейтронов зависит главным образом от т.н. водородного индекса, величина которого в свою очередь зависит от количества водорода в единице объема. За единицу водородного индекса принимается отношение концентрации водорода в породе к его концентрации в пресной воде.

Водородный индекс солевых растворов. Растворение хлорида натрия (NaCl) в воде уменьшает плотность водорода в растворе и в общем случае водородный индекс раствора при температуре 75°F (или примерно при 24°C) может быть выражен формулой

*- приборы нейтронного каротажа калибруются в единицах кажущейся (известняковой) пористости и при замерах в скважине регистрируемая пористость равна истинной, если условия измерения в скважине совпадают с условиями калибровки.

$$H_w = 1 - 0,4 P$$

2.12a

где P - концентрация NaCl в $\text{ppm} \times 10^{-6}$

или более известным, независимым от температуры соотношением

$$H_w = \rho_w(1-P)$$

2.12b

В необсаженных скважинах вода в проницаемых породах в пределах глубинности исследования нейтронными методами имеет практически ту же минерализацию что и фильтрат ПЖ. В приборах SNP поправка за минерализацию насыщающей жидкости вводится автоматически, в приборах CNL - по соответствующим палеткам, например, Por-14c [7].

В обсаженных скважинах зона проникновения со временем расформируется и минерализация насыщающей жидкости в прискважинной зоне становится равной минерализации пластовой воды.

Влияние углеводородного насыщения. Жидкие УВ имеют водородный индекс близкий к воде. Газ имеет значительно меньшую концентрацию водорода, которая к тому же зависит от температуры и давления. Поэтому когда газ присутствует в прискважинной зоне, т.е. в пределах глубинности исследования прибора, приборы НК дают заниженную пористость. Эта особенность нейтронных методов в совокупности с замерами других методов пористости позволяет выделять газонасыщенные зоны и в ряде случаев отбивать газожидкостные контакты. Комбинация нейтронного и плотностного каротажа обеспечивает вполне удовлетворительное определение пористости и оценку минимальной газонасыщенности.

Количественное определение нейтронными методами насыщенности газом или легкими УВ прежде всего зависит от водородного индекса и дополнительного фактора - т.н. "экскавационного эффекта". Водородный индекс может быть определен по составу и плотности УВ. Для легких УВ (газов) водородный индекс H_h может быть определен, используя палетку на рис. 2.6. Водородный индекс более тяжелых УВ (нефтей) определяется по уравнению

$$H_o = 1,28 \rho_o$$

2.13a

Это уравнение пригодно для оценки H_o нефтей типа pCH_2 . H_o определяется отношением водородной плотности и молекулярного веса воды к тем же показателям нефти. Оценка водородного индекса других углеводородных флюидов может быть выполнена по следующим уравнениям:

$$\text{Для легких УВ } (\rho_h < 0,25) \quad H_h = 2,2 \rho_h \quad 2.13б$$

$$\text{Для тяжелых УВ } (\rho_h > 0,25) \quad H_h = \rho_h + 0,3 \quad 2.13в$$

2.14

$$\text{Для других соотношений УВ} \quad H_h = 9 (4 - 2,5 \rho_h / 16 - 2,5 \rho_h) \rho_h$$

Расчеты показывают, что влияние газа в прискважинном пространстве больше, чем можно было ожидать, принимая во внимание малые величины водородной плотности. Показания, снимаемые с диаграммы против газонасыщенных пластов, характеризуют ситуацию, при которой часть газонасыщенных пор как бы замещена матрицей породы. Если эту матрицу убрать и заместить ее газом - дополнительная пористость и будет определяться "экскавационным эффектом". Если им пренебречь, оценка остаточной газонасыщенности будет завышена, что равнозначно занижению величины определяемой пористости.

Величину поправки на экскавационный эффект можно определить по формуле

$$\Delta K_{\text{п}}^{\text{HK}}_{\text{ex}} = K [2K_{\text{п}}^2 K_{\text{вн}} + 0.04 K_{\text{п}}] (1 - K_{\text{в}}^{\text{HK}})$$

или

$$\Delta \varnothing_{\text{Nex}} = K [2 \varnothing^2 S_{\text{вн}} + 0,04 \varnothing] (1 - S_{\text{вн}}) \quad 2.15$$

где величины $\Delta \varnothing_{\text{Nex}}$, \varnothing и $S_{\text{вн}}$ взяты в долях единицы.

Коэффициент “К” для песчаников равен 1, для известняков - 1,046 и для доломитов - 1,173.

Глины, связанная вода. Как уже отмечалось, приборы нейтронного каротажа фиксируют все количество водорода в породе, даже если он не связан с водонасыщенностью пор. К примеру, связанная вода, содержащаяся в глинах, также будет оказывать соответствующее влияние на измерения. Водородный индекс глин достаточно велик и кажущаяся пористость глинистых пород зачастую много больше полезной емкости пород резервуара.

Не меньшее влияние на измерения оказывает и кристаллизационная вода. Например, низкопористый гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) также имеет достаточно большую кажущуюся пористость за счет содержания в нем водорода.

Введение поправок. В показания приборов SNP большинство поправок (за влияние скважины, температуру и пр.) вводятся автоматически. В приборах CNL и DNL эти поправки вводятся вручную по комплексу палеток, смонтированных совместно для удобства пользования (например, Por-14c [7]). Но когда эти приборы применяются в сборке с прибором плотностного каротажа FDC, сигнал от каверномера обеспечивает автоматическое введение поправки за диаметр скважины.

Стандартные условия, при которых приборы CNL и DNL работают в оптимальном режиме и поправки можно не вводить, следующие: диаметр скважины - $7\frac{1}{8}$ дюйма, пресная промысловая жидкость и пластовая вода, отсутствие глинистой корки, температура около 75°F , давление близкое к атмосферному, прибор прижат к стенке скважины. Если эти условия не соблюдаются, требуется введение поправок. Суммарная или итоговая поправка как правило небольшая, т.к. все поправки вводятся со своим знаком.

Следует заметить, что использование двухзондовых устройств во многом компенсирует влияние скважины и фактически для всех типов приборов требуется, по сути, только введение поправок за литологию, глинистость и газонасыщенность.

Приборы CNL и DNL откалиброваны по матрице известняка, поэтому для других литотипов необходимо введение поправки за литологию. Для приборов SNP она нужна только, если замеры ведутся в скважине, заполненной жидким раствором. В “сухой” скважине влияние литологии практически не сказывается (или очень мало) и пористость может считываться напрямую с диаграммы. Это связано с тем, что приборы SNP работают в области надтепловых нейтронов.

Применение. Замеры нейтронного каротажа используются в основном при оценке пористости. Для получения корректных значений пористости необходимо, как уже говорилось, введение соответствующих поправок, за исключением замеров прибором SNP в “сухих” скважинах. В этих же скважинах возможна оценка пористости по замерам прибором DNL в области надтепловых нейтронов.

Компенсирующие возможности приборов CNL и DNL также позволяют обойтись без введения ряда поправок, причем как в открытых, так и в обсаженных скважинах.

В комплексе с другими методами пористости или с методами сопротивления данные нейтронного каротажа могут быть использованы и для выделения газонасыщенных зон. При этом, в чистых слабоглинистых породах предпочтительнее комплексирование методов плотностного и нейтронного каротажа, а в глинистых - нейтронного и акустического. Для

более точного определения пористости и остаточной газонасыщенности показания нейтронного каротажа необходимо корректировать за экскавационный эффект.

В комплексе с другими методами пористости кривые нейтронного каротажа также используются для уточнения литологии. Сравнение замеров прибором DNL по тепловым и надтепловым нейтронам позволяет выделять в разрезе глины, аргиллиты и другие породы с высокими нейтронно-поглощающими свойствами.

2.3. Каротажи сопротивления

Сопротивление пород является ключевым параметром для оценки их насыщенности. Электрический ток может проходить через породу только в случае присутствия в ней токопроводящей среды - пластовой воды. Сухие породы, как правило, являются изоляторами и могут проводить электрический ток в случае присутствия в них включений сульфидов металлов или графита. Поэтому чаще всего сопротивление пород зависит от сопротивления пластовой воды, степени насыщенности водой порового пространства и его структуры.

В практике каротажных работ за единицу удельного электрического сопротивления принимают сопротивление, измеренное между противоположными гранями куба породы с единичной гранью 1 м^3 , заполненного исследуемой породой при какой-либо фиксированной температуре. Единицей сопротивления является $\text{Ohm}\cdot\text{m}$. В общем виде сопротивление равно:

$$R = r A/L \quad 2.16$$

где R - сопротивление в $\text{Ohm}\cdot\text{meters}$; r - сопротивление в Ohms ;

A - площадь торца измеряемого тела и L - его длина.

Электропроводность (C) величина обратная сопротивлению и выражается в $\text{mhos}\cdot\text{m}$. Чтобы не пользоваться десятичной дробью, электропроводность представляют в millimhosmeter (mmho/m) где $1000 \text{ mmho}/\text{m} = 1 \text{ mho}/\text{m}$. $C = 1000/R$.

Сопротивление пород-коллекторов обычно в пределах $0,2 - 1000 \text{ ohm}\cdot\text{m}$. Сопротивление больше $1000 \text{ ohm}\cdot\text{m}$ встречается редко и характерно в основном для непроницаемых низкопористых пород, например, эвапоритов.

Принципы электрокаротажа и теоретическое его обоснование приведено во многих отечественных учебных и методических пособиях, поэтому останавливаться на этих вопросах не имеет смысла. В настоящем разделе более целесообразным представляется кратко остановиться на некоторых аспектах измерения сопротивления, связанные с техническими особенностями применяемых приборов.

Обычный электрокаротаж.

Долгое время электрокаротажные исследования в скважинах проводились обычными зондами, разрезными или с фиксированным положением электродов.

Практика исследований выработала своеобразный стандартный комплекс зондов, обеспечивающий оптимальную информативность замеров при достаточно большом диапазоне изменений скважинных условий каротажа. Этот комплекс ($ES - \text{electrical survey}$) включает два потенциал-зонда - короткий 16-ти дюймовый и длинный 64-х дюймовый, 18 ft " подошвенный градиент-зонд и запись кривой SP .

Использование тех или иных зондов для наиболее достоверной оценки R_t основано на отношении сопротивления пласта к сопротивлению бурового раствора и вмещающих

пород. Основываясь на этих данных, условно выделено три класса пород с рекомендацией соответствующего зонда для оптимальной оценки R_t :

1 - породы низкого сопротивления - когда $R_{16''}/R_m < 10$ (проникновение до 2d). Используются для оценки R_t 16'' и 64'' потенциал-зонды. При $R_m = R_s$ сопротивление уточняется в зависимости от соотношения $R_{64''}/R_s$ (см. нижеследующую таблицу);

2 - породы среднего сопротивления - когда $10 < R_{16''}/R_m < 50$. В этих случаях в области низких сопротивлений обычно используется 64'' потенциал-зонд, но при $R_{16''}/R_m > 20$ предпочтительней 18 ft 8'' градиент-зонд. Поскольку кривая градиент-зонда несимметрична, оценка R_t выполняется по обычным правилам - по средним или максимальным значениям R записанной кривой за вычетом зоны экрана ;

3 - породы высокого сопротивления - когда $R_{16''}/R_m > 50$. В этих случаях предпочтительней градиент-зонд, поскольку на показания 64'' потенциал-зонда заметно влияет сопротивление зоны проникновения.

В настоящее время, с внедрением в практику работ аппаратуры с фокусированно направленным электрическим полем, элетрокаротаж обычными зондами применяется очень редко, хотя информативность его о параметрах зоны проникновения и незатронутой части пласта зачастую бывает выше, чем "фокусированных методов".

Рекомендуемые зонды для оценки R_t .

Таблица 2.4.

Толщина пласта (h)	Условия замеров	Тип зонда	Достоверность оценки R_t
А. При низком сопротивлении, когда $R_{16''}/R_m < 10$ (диаметр зоны проникновения до 2d)			
$h > 20 \text{ ft } (> 4AM)$		длинный зонд	$R_{64''} = R_t$
$h \cong 15 \text{ ft } (3AM)$	$R_m \cong R_s \quad R_{64''}/R_s \geq 2.5$	"	$R_{64''} = 2/3 R_t$
$h \cong 15 \text{ ft } (3AM)$	$R_m \cong R_s \quad R_{64''}/R_s \leq 1.5$	"	$R_{64''} = R_t$
$h \cong 10 \text{ ft } (2AM)$	$R_m \cong R_s \quad R_{64''}/R_s \geq 2.5$	"	$R_{64''} = 1/2 R_t$
$h \cong 10 \text{ ft } (2AM)$	$R_m \cong R_s \quad R_{64''}/R_s = 1.5$	"	$R_{64''} = 2/3 R_t$
$5 \text{ ft} < h < 10 \text{ ft}$	нефтенасыщенный, SP (-50 ÷ -80 mV)	короткий зонд	$R_{16''} \cong R_t$
Тонкий пласт	вмещающие однородные	градиент-зонд в проводящем слое	$R_{19''} \cong R_t$
В. Рекомендации по применению градиент-зонда (AO = 18 ft 8 in.)			
$h > 40 \text{ ft } (> 2AO)$			усредненные значения R_t
$h \cong 28 \text{ ft } (= 1.5AO)$			$R_t = 2/3 R$
$h \cong 24 \text{ ft } (= 1.3 AO)$			$R_t = R_{max}$
$5 \text{ ft} < h < 10 \text{ ft}$	вмещающие однородные		$R_t \geq R_{max} \times R_s/R_{min}$
Когда $R_{16''}/R_m > 50$, величина R_t исправляется за диаметр скважины.			

Фокусированные методы электрокаротажа.

Чувствительность обычных методов каротажа во многом обусловлены скважинными условиями записи и параметрами зоны проникновения. Применение приборов

сфокусированно направленным электротоком или полем в значительной мере уменьшает это влияние.

Так приборы бокового каротажа с фокусированно направленным током (LL - Laterolog) или со сферической фокусировкой тока (SFL - Spherically Focused Log) обладают большей разрешающей способностью по сравнению с ES при работе в условиях засолонения бурового раствора, при исследовании высокоомных разрезов и при достаточно больших различиях в сопротивлении исследуемого пласта и вмещающих пород.

Семейство этих приборов включает приборы с большой, средней и малой глубинностью исследований. Большой глубинностью исследований характеризуются приборы LL7, LL3, DLL, средней и малой - LL8, SFL, MLL. Последние, как правило, используются в комбинации с другими приборами. Например, LL8 в сборке с прибором индукционного каротажа DIFL, SFL - с DIL, а MLL (микробоковой) - в сборке с DLL. Использование серии таких приборов позволяет выполнять оценку сопротивления различных зон пласта - от R_1 до R_{x_0} .

Приборы LL7, LL3 и LL8 в настоящее время уже устарели, хотя в практике отечественных исследований подобные схемы имеют еще достаточно широкое распространения, в частности многоэлектродные боковые каротажные зонды.

Аналогом таких зондов является прибор семиэлектродного бокового каротажа **Laterolog 7**. LL7 включает центральный электрод A_0 и три пары электродов: измерительные $M_1 - M_2$; $M_1' - M_2'$ и экранные $A_1 - A_2$. Электроды расположены симметрично по отношению к центральному и попарно соединены друг с другом.

Центральный электрод A_0 излучает стабилизированный ток (i_0) постоянной величины, а сила тока через экранные электроды автоматически регулируется так, чтобы напряжение ΔU на измерительных электродах была равна нулю. Этим самым часть скважины с прилегающими к ней участками разреза над и под электродом A_0 как бы заменяются диэлектриком толщиной $M_1 - M_2$, а излучаемый центральным электродом ток распространяется на значительное расстояние в радиальном направлении своеобразным слоем, толщина которого примерно 32 дюйма. Длина зонда $A_1 - A_2$ равна 80-ти дюймам.

Схема распределения тока прибора показана на рис. 2.7а.

Система **DLL- R_{x_0}** . Данная система предназначена для изучения изменения сопротивления пород в интервале от промытой зоны до незатронутой части пласта. Это осуществляется путем измерения сопротивлений зондами с различной глубиной исследования, в частности двумя зондами бокового каротажа (DLL - Dual Laterolog) и микробоковым сферическим (MLL - laterolog-MicroSFL).

“Длинный” зонд, или зонд большой глубинности (LLD - Laterolog Deep) имеет большую глубину исследования, чем предшествующие ему приборы бокового каротажа, что позволяет более достоверно оценивать сопротивление незатронутой части пласта R_1 . Это достигается за счет применения экранных электродов большой длины. Так расстояние между экстремальными концами экранных электродов сборки DLL- R_{x_0} около 28 ft. Номинальная толщина фокусированного пучка токовых линий порядка 2 ft, тем не менее, это обеспечивает хорошую разрешающую способность прибора по вертикали.

Измерения “малым” или коротким зондом (LLS - Laterolog Shallow) имеет ту же разрешающую способность по вертикали, что и большой (порядка 2 ft) но глубина его исследований находится в пределах зоны проникновения. Совмещение измерений с зондом микробокового каротажа, который измеряет сопротивление промытой зоны, позволяет получить четкую картину радиального градиента сопротивления, поскольку все три кривые записываются совместно в едином логарифмическом масштабе.

Применение логарифмического масштаба оказалось предпочтительнее по сравнению с ранее применявшимся линейным или линейно-логарифмическим, поскольку позволяет достаточно надежно снимать отсчеты сопротивления как низких, так и высоких значений.

Диаграммы промасштабированы от 0,2 до 2000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$ и при необходимости могут быть дополнены до 20 000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$ и более.

Схема распределения токовых линий прибора показана на рис.2.7б.

Диапазон измерения сопротивлений прибором от 0,2 до 40 000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$, что также превышает возможности предшествующих приборов. Для обеспечения точности измерения сопротивления во всем диапазоне в приборе используется измерительная система т.н. "постоянной мощности", смысл которой заключается в том, что при любом изменении тока (i_0) и напряжения (V) произведение их (или мощность) $i_0 V_0$ поддерживается постоянным.

Измерения прибором DLL обеспечивает более надежную количественную интерпретацию, так как снижает эффект влияния скважины, обеспечивает хорошую разрешающую способность по вертикали и позволяет контролировать выделение пластов-коллекторов в разрезе по радиальному градиенту сопротивления.

Приборы (или устройство) со сферической фокусировкой тока (SFL) определяют проводимость части пород, непосредственно примыкающей к скважине, т.е. фактически исследуют сопротивление зоны проникновения. Как правило, они используются в сборке с прибором индукционного каротажа (DIL - SFL) и заменяют ранее применявшиеся приборы ES-16" и LL8.

Система SFL отличается от приборов с фокусированным током LL7 или LL8 тем, что фокусируется не плоскопараллельный токовый диск, а создается сферический силовой потенциал вокруг токового электрода. Причем величина потенциала способна сохраняться при существенных изменениях скважинных условий измерений, вплоть до заполнения скважины проводящим раствором.

Токовые линии системы SFL создают в скважине своеобразную пробку, состоящую из двух эквипотенциальных сфер. Каждая сфера образует независимые токовые потоки, интенсивность которых пропорциональна проводимости пород в интервале исследования. Диаграмма распределения токов показана на рис. 2.7в.

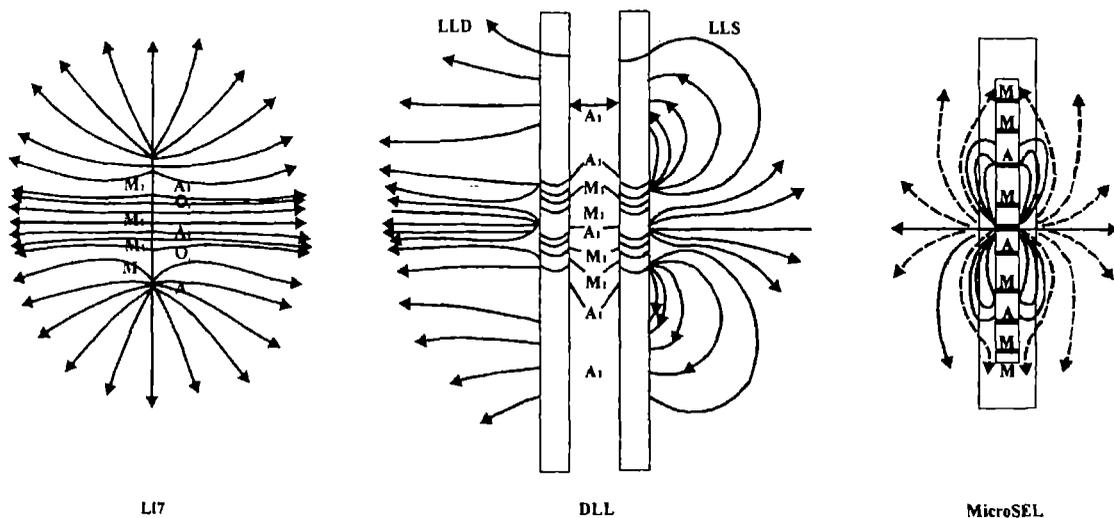


Рис.2.7. Распределение токовых линий основных приборов БК (по Шлюмберже)

Устройство SFL содержит токоизлучающие, токоприемные и измерительные электроды. За счет этого и образуются две эквипотенциальные сферы вокруг прибора. Первая отстоит от токосъемных электродов примерно на 9 дюймов, вторая на 50 дюймов. Между этими сферами поддерживается постоянный потенциал порядка 2,5 mV. Так как

расстояние между электродами фиксированное, то при постоянном потенциале проводимость пород определяется по изменению силы тока.

Влияние скважинных условий и корректировка замеров. На показания приборов LL и SFL, как и на показания других методов сопротивления, заметное влияние оказывают скважинные условия замеров - сопротивление бурового раствора, вмещающих пород, зоны проникновения. Все эти факторы могут быть учтены путем коррекции замеров при помощи соответствующего палеточного материала [4, 6, 8], составленного на основе экспериментальных исследований и расчетным путем. Коррекция должна выполняться в следующем порядке - за влияние скважины, за мощность пласта и за влияние зоны проникновения.

Псевдогеометрический фактор. При замерах фокусированными зондами токовые линии пересекают цилиндрические поверхности (скважину, промьгую зону, зону проникновения и пр.) по нормали, что позволяет складывать сопротивления отдельных зон последовательно и тем самым получать полное сопротивление заземления центрального электрода. Однако сложение сопротивлений (или проводимостей) этих составляющих требует знания их геометрии, так как форма пространства фокусированного тока различна для различных типов зондов (в зависимости от числа и размещения фокусирующих элементов).

В связи с этим в теории фокусированных методов было введено понятие *геометрического фактора пространства*. Понятие этого фактора вытекает из условия, что в бесконечной однородной среде кажущееся сопротивление R_a равно истинному - R_t (равно как и проводимости). Но поскольку среда неоднородна, то полный геометрический (или псевдогеометрический фактор) состоит из всех частей среды, попадающих в область восприятия сигнала зондом. Иными словами в неоднородных по радиусу средах кажущиеся или истинные значения параметра определяются суммой вкладов каждой зоны. В первом приближении определение, например, кажущегося сопротивления может быть представлено уравнением типа

$$R_a = J(d_i) R_{xo} + [1 - J(d_i)] R_t \quad 2.17$$

где $J(d_i)$ и есть псевдогеометрический фактор.

Оценить его величину можно по графикам, приведенным в качестве примера на рис. 2.8., где показано изменение псевдогеометрического фактора в зависимости от диаметра зоны проникновения для различных типов зондов. Но как видно из рисунка, зависимости $J = f(d_i)$ составлены для определенных скважинных условий и не могут считаться универсальными.

К геометрическому фактору мы вернемся, когда будем рассматривать индукционный каротаж, поэтому следует оговориться, что геометрические факторы могут быть сформированы по-разному в зависимости от того, как выбираются элементарные объемы пространства - по направлению оси скважины (осевой геометрический фактор) или по радиусу - радиальный.

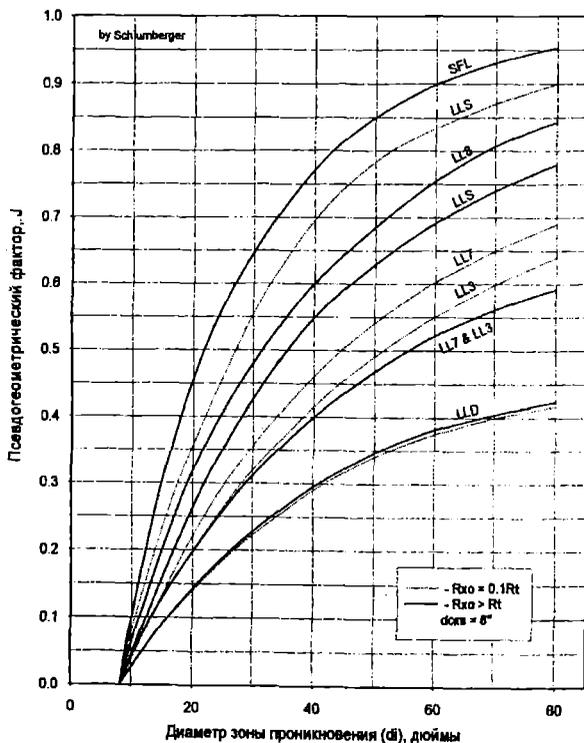


Рис. 2.8. Радиальный псевдогеометрический фактор зондов бокового каротажа (по Шлюмберге)

Последний является основной характеристикой зонда, поскольку с его помощью оценивается глубинность их исследования и чувствительность к параметрам пласта. Поэтому здесь и далее речь идет о радиальном геометрическом факторе.

Индукционный каротаж.

Индукционный каротаж первоначально был разработан для измерения сопротивления пород в скважинах, заполненных раствором на нефтяной основе или в "сухих" скважинах, в которых применение обычных методов сопротивления, вплоть до использования электродов-скребков, оказывалось безуспешным.

В последующем было показано преимущество индукционного перед обычным каротажем не только в скважинах с непроводящим буровым раствором, но и в обычных условиях, поскольку большая глубина исследований и применяемая система экранирования позволяют намного уменьшить влияние скважины и окружающей среды на показания приборов ИК.

Современные приборы индукционного каротажа это многоэлементные приборы с достаточно сложной системой фокусировки и экранирования, но принцип их работы такой же, как и 2-х элементных:

- в генераторной катушке возбуждается переменное магнитное поле, создающее в окружающей среде вихревые токи, величина которых зависит от электропроводности среды;
- вихревые токи возбуждают вторичное магнитное поле, воспринимаемое измерительной катушкой;
- полученный сигнал через усилитель поступает на фазочувствительный детектор, выпрямляется и в виде постоянного тока попадает на частотно-импульсный модулятор, где преобразуется в импульсы с постоянной амплитудой и длительностью, следующие с частотой, пропорциональной электропроводности среды;
- частотно-модулированный сигнал подается на измерительную панель, где преобразуется в постоянный ток, поступающий на регистрирующее устройство.

Для устранения непосредственной связи между излучающей и приемной цепью и для уменьшения влияния скважины, поле генераторной катушки фокусируется двумя вспомогательными.

В качестве примера 2-х элементного зонда можно рассмотреть принцип работы отечественного прибора ПИК-1М.

В приближенной теории индукционного каротажа измеряемая э.д.с. E , индуцированная в измерительной катушке, представляется суммой э.д.с., наводимых вихревыми токами в разных участках среды с осевой симметрией.

Вихревые токи, возникающие при ИК, образуют вокруг оси скважины замкнутые кольца, расположенные в плоскости напластования пород. Этой системой соосных (коаксиальных) цилиндров, приуроченных к соответствующим прискважинным зонам (см. рис.1) и горизонтальных плоскостей все пространство разбивается на элементарные объемные кольца. Э.д.с. от каждого элементарного кольца равна произведению проводимости C в пределах кольца на коэффициент, определяемый геометрическими параметрами кольца - размерами и положением относительно зонда, т.е. *геометрическим фактором*. Следовательно

$$E = K \sum g_i C_i \quad 2.18$$

где E - индуцированная э.д.с.,

K - коэффициент зонда,

g - геометрический фактор элементарного кольца и $\sum g_i = 1$,

C - проводимость этого кольца.

Общий измеренный сигнал также может быть представлен как сумма сигналов:

$$C_1 = G_m C_m + G_{x0} C_{x0} + G_t C_t + G_s C_s \quad 2.19$$

где $G_m + G_{x0} + G_t + G_s = 1$ и G - установленный для определенных условий геометрический фактор.

На рис. 2.9. приведены графики изменения геометрического фактора для основных применяемых зондов. Поскольку приборы ИК в конечном итоге предназначены для оценки R_t , важно минимизировать влияние всех скважинных зон - раствора, зоны проникновения, вмещающих пород. Это можно сделать путем учета геометрического фактора.

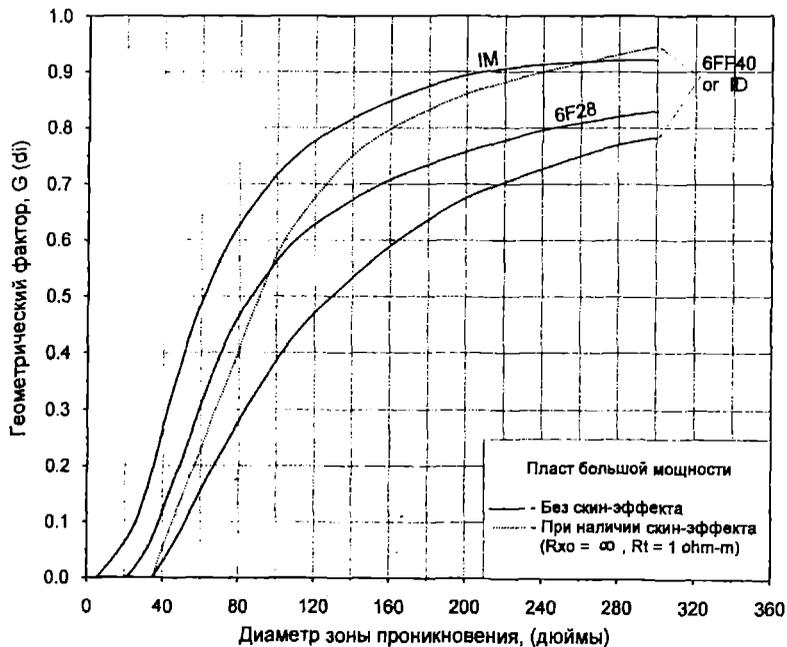


Рис. 2.9. Геометрические факторы зондов индукционного каротажа (по Шлюмберже).

Скин-эффект. Общая э.д.с. E в измерительной катушке может быть представлена в виде векторной суммы двух составляющих - активной, совпадающей по фазе с током генераторной катушки, и реактивной, сдвинутой по отношению к питающему току на 90° . Обе эти составляющие зависят от электропроводности и магнитных свойств горных пород и могут быть использованы для их оценки.

При индукционном каротаже обычно измеряется активная составляющая, как более тесно связанная с электропроводностью пород.

При низкой их электропроводности активный сигнал практически прямопропорционален электропроводности, но при значительном ее повышении - более $1000 \text{ mho}\cdot\text{m}$ - возбуждаемые вихревые токи уже значительны и взаимодействие магнитных полей вихревых токов приобретает существенное значение. При этом взаимодействии возникает дополнительная э.д.с., противоположная по фазе току излучателя. Это приводит к снижению величины регистрируемого сигнала, вследствие чего активный сигнал как бы отстает от повышения электропроводности. Такое явление называется скин-эффектом.

В многоэлементных приборах ИК компенсация влияния скин-эффекта производится автоматически. Коррекция основана на приведении регистрируемого сигнала к условиям однородной среды. Вторичная коррекция за скин-эффект может выполняться в том случае если среда, окружающая зонд, далеко неоднородна. Коррекция выполняется обычным путем по существующим палеткам.

Оборудование. На протяжении уже более 30 лет приборы индукционного каротажа используются для оценки R_a в породах низкого и среднего сопротивления как в скважинах с проводящим буровым раствором, так и с непроводящим, в том числе и в "сухих". На протяжении этого периода были разработаны и использованы в практике производственных работ приборы различного типа. Например, только фирмой Шлюмберже были разработаны следующие типы приборов.

- Прибор стандартного индукционного каротажа (IES - induction-electrical survey) 6FF40, включающий 6-ти катушечный зонд ИК длиной 40 дюймов (откуда и название прибора - 6FF40), 16-ти дюймовый потенциал-зонд и электрод SP. Прибор впервые был апробирован в 1950 г и применялся в производстве вплоть до 1960 г., когда были внедрены более совершенные приборы.

- Система **DIL - LL8** (DIFL фирмы Дрессер Атлас, DIGL фирмы Велекс), предназначенная для измерения R_a зондами индукционного каротажа с большим (ID) и средним (IM) радиусом исследования, зондом бокового каротажа с малым радиусом исследования LL8, который заменил 16-ти дюймовый потенциал-зонд и дополненная электродом SP.

Зонд IM имеет ту же разрешающую способность по вертикали, что зонд ID, но глубинность его исследования наполовину меньше. Зонд LL8, характеризующийся малой глубиной исследований, имеет высокую разрешающую способность по вертикали, менее подвержен влиянию скважины и лишен такого характерного для 16-ти дюймового потенциал-зонда недостатка как реверсирование (или появление минимума) кривой на тонких пластах высокого сопротивления.

- Комплексный прибор индукционного каротажа-SFL (ISF), включающий зонд ИК с большим радиусом исследования (типа 6FF40), зонд бокового каротажа SFL и электрод SP. В этой же сборке смонтирован зонд акустического каротажа с компенсацией влияния скважины и зонд гамма-каротажа. Прибор предназначен для оценки содержания УВ в перспективных горизонтах с определением пористости коллекторов по данным АК и насыщенности по ISF.

- Аппаратура **DIL-SFL**, предназначенная для тех же целей, что и DIL-LL8, в которой зонд LL8 заменен зондом SFL, как менее подверженный влиянию скважины.

- Векторный двойной индукционный зонд (SFL) (**Phasor* Induction SFL**) – это приборы DIT-E фирмы Шлюмберже или DPIL фирмы Вестерн Атлас - как и обычный двойной индукционный SFL используются для измерения сопротивлений, но на трех глубинах проникновения: сферически сфокусированный зонд измеряет сопротивление в ближней зоне (радиальная глубина исследований до 16 дюймов или 41 см), а индукционная группа с излучателем и отдельными приемными катушками для средней и дальней зон используются в двух других измерениях. Индукционная группа приема для среднего радиуса исследования (IM) рассчитана на радиальную глубину до 31 дюйма (79 см), для приемников "глубокой" индукции (ID) радиальная глубина исследования составляет 62 дюйма (158 см). Это достигается за счет того, что индукционные приемники наряду с обычным синфазным сигналом (R-сигнал) измеряют и дополнительный квадратурный (сдвинутый на 90°) X-сигнал. Обработка измерений осуществляется на основе новейших достижений в этой области (метод нелинейной декон-волюции) и обеспечивают зонду высокую разрешающую способность по вертикали - до 2 ft, а также полную корректировку влияния скважины и зоны проникновения. Помимо этого, преимущества векторного зонда SFL перед обычными

состоит в возможности моделирования пространственного положения прискважинной зоны, в применении улучшенной системы калибровки, в компенсации помех и фоновых шумов.

Векторный зонд SFL может быть скомбинирован с телеметрическим устройством на каротажном кабеле. Регистрируемые замеры включают R-сигнал от зондов ID и IM, X-сигнал от этих зондов, напряжение и ток зонда SFL, фокусированный ток SFL, SP, напряжение на броне кабеля и температуру в интервале замера. Все данные, кроме SP, оцифровываются в скважине высокопроизводительным аналого-считывающим конвертером (преобразователем тока) и передаются на регистратор.

Схематическая компоновка прибора (сверху вниз) включает телеметрический блок, электронный блок индукционного каротажа, центрирующее устройство, индукционный зонд и концевой отражатель. Индукционные измерения можно проводить на трех рабочих частотах - 10, 20 и 40 kHz, что позволяет определять истинные значения проводимости и удельного сопротивления в более широком динамическом диапазоне, чем у приборов с одной рабочей частотой.

- Прибор **6FF28 IES** ($2\frac{5}{8}$ " диаметром) является уменьшенной копией прибора 6FF40 длиной 28 дюймов предназначен для исследования скважин малого диаметра и для работы через НКТ.

- В последние годы разработан прибор широкополостного индукционного профилирования (**АИТ-В**). Прибор позволяет получить профиль измерения сопротивления в скважине, который отражает картину напластования, зоны проникновения и содержания УВ.

Зонд измеряет сигналы от 9 каналов, 6 из которых работают на 2-х частотах одновременно. Эти замеры представляются в виде пяти кривых, каждая из которых соответствует определенному радиусу исследования в диапазоне от 10 до 90 дюймов. Данные кривые и составляют профиль зоны проникновения.

Вертикальная разрешающая способность зонда до 1 фута.

Представление результатов. В зависимости от типа приборов, результаты исследований представляются в аналоговом виде в следующей последовательности.

На первой дорожке диаграммы записываются кривые SP или GR, на 2-й и/или 3-й - замеры индукционными зондами. Для представления кривой проводимости используется линейный масштаб, записываемый справа налево в mmho/m (обычно от 0 до 500 mmho/m). Если на 2-й дорожке записывается кривая A-16"-M, то кривая ИК, согласуется с ней и представляется в масштабе сопротивления.

Показания приборов типа DIL-LL8 записываются в логарифмическом масштабе. При этом 2-я и 3-я дорожки представляются в четыре ранга с диапазоном сопротивления от 0,2 до 200 ohm-m.

Для записи показаний приборов типа DIL-SFL используется комбинированный масштаб - на 2-й дорожке записывается кривая сопротивления в размере двух разрядов (от 0,2 до 20 ohm-m), на 3-й - кривая Δt с увеличением значущих справа налево от 50 до 150 μ S.

Коррекция показаний ИК. На информативность показаний практически всех приборов индукционного каротажа оказывает влияние среда, в которой выполняются замеры - сопротивление бурового раствора, вмещающих и зоны проникновения. Поэтому для использования результатов измерений необходимо ввести в них соответствующие поправки. Так как конструкция применяемых приборов ИК предусматривает минимизацию влияния перечисленных факторов, зачастую ими можно пренебречь. Тем не менее, полезно знать какие поправки необходимо вводить в снимаемые показания.

В соответствие с вышеперечисленными факторами, поправки вводят за влияние скважины, вмещающих пород (или за толщину пласта) и за влияние зоны проникновения. Поправки могут вводиться вручную по соответствующим палеткам [4, 6, 8], а также в такой же последовательности, как они перечислены.

Высокоомные породы. В породах высокого сопротивления нередко сигнал измеряемой проводимости очень мал. Выполняемая калибровка почти для всех типов приборов допускает погрешность в оценке проводимости $\pm 2 \text{ mho/m}$. Это может привести к 20% ошибке в записи измеряемого сигнала при сопротивлении пород уже $100 \text{ ohm}\cdot\text{m}$ (или 10 mho/m). Эта ошибка может быть значительно снижена, если калибровку выполнять в скважине, при наличии в интервале исследований непроницаемого пласта с высоким сопротивлением.

Калибровка приборов Phasor* в этом плане более совершенна. Так погрешность в измерениях допускается менее чем $\pm 0,75 \text{ мСм/м}$ при работе на частоте 20 kHz и около $\pm 0,40 \text{ мСм/м}$ при частоте 40 kHz.

Влияние наклона пластов. Современные достижения компьютерной техники позволяют довольно точно смоделировать геометрию элемента прискважинного пространства. Основываясь на этих данных, в последние годы был выполнен анализ влияния наклонного залегания пластов на показания приборов ИК. Не вдаваясь в подробности описания опытных работ (подбор соотношения углов залегания, сопротивления и толщины пластов), заметим, что в общем случае при наклонном залегании пласта увеличивается измеряемая толщина, сопротивление в центре пласта читается как среднее между R_t и R_s , на сопротивление наклон оказывает большее влияние, чем на проводимость.

Кольцевые зоны. В продуктивном (нефтегазоносном) пласте с высокой проницаемостью и низкой водонасыщенностью между зоной проникновения и незатронутой проникновением частью пласта могут возникать кольцевые зоны с повышенной водонасыщенностью. Если сопротивления фильтра промывочной жидкости (R_{mf}), больше чем сопротивление пластовой воды (R_w), кольцевые зоны могут иметь сопротивление ниже, а иногда и существенно ниже, чем R_{xo} или R_t . Это занижает величину сопротивления, замеряемую индукционным зондом и при введении стандартных поправок оценка R_d может быть искажена. В большей мере это относится к показаниям зондов с малым и средним радиусом исследований, но в некоторых случаях и в замеры “глубоких” зондов может быть внесена существенная погрешность. Все зависит от правильности оценки местоположения кольцевых зон и их размеров.

В принципе кольцевые зоны присутствуют в подавляющем большинстве, если не во всех проницаемых пластах. Однако влияние их на показания ИК незначительно. Кольцевые зоны могут возникать даже во время бурения скважины, но они не имеют определенного местоположения и могут исчезать в процессе переформирования зоны проникновения.

Засоление буровых растворов. Как следует из рисунка 2.9., геометрический фактор для зондов с большим радиусом исследования при диаметре зоны проникновения порядка 65 дюймов можно принять равным 0,2. Если $R_{xo} \approx 4 R_t$ или $C_{xo} = C/4$, измеряемая проводимость может быть представлена в виде

$$C_{ID} = G_{xo} C_{xo} + G_t = (0,2) (C_t/4) + (0,8) C_t = 0,85 C_t.$$

Для тех же условий, но при соленом растворе $R_{xo} = R_t/4$ и

$$C_{ID} = (0,2) 4C_t + (0,8) C_t = 1,6 C_t.$$

Последнее соотношение характеризует “проводимостно-поисковые” возможности приборов ИК и показывает, что к замерам в засоленных растворах необходимо относиться с осторожностью. Замеры будут удовлетворительны, если $R_t \approx 2,5 R_{xo}$ и диаметр зоны проникновения (d_i) не более 100 дюймов.

Но и при минерализованном растворе могут быть получены вполне приемлемые результаты, если разрез представлен низкоомными породами с размерами зоны проникновения до 9 дюймов.

М и к р о м е т о д ы . Данные микрометодов обычно используются для оценки сопротивления промытой зоны (R_{xo}) и для выделения проницаемых пластов по наличию глинистой корки.

Измерения R_{xo} являются существенно важными для количественной интерпретации, т.к. по ним выполняется приведение R_a к R_t , по отношению R_{xo}/R_t в некоторых методах выполняется оценка S_w , в чистых слабоглинистых разностях определяется параметр пористости и пр.

Приборы для измерения R_{xo} обладают небольшой глубиной исследований, т.к. диаметр промытой зоны обычно несколько дюймов. Поскольку при замерах должно быть исключено влияние бурового раствора, во всех устройствах электроды размещаются на прижимных башмаках, обеспечивающих хороший контакт электродов с породой. В таких условиях ток от электродов проходит через глинистую корку и непосредственно в промытую зону. Как и следует ожидать, глинистая корка оказывает существенное влияние на показания микрометодов. Степень влияния зависит от величины сопротивления глинистой корки (R_{mc}) и ее толщины (h_{mc}). Кроме того, глинистая корка может быть анизотропной - сопротивление ее параллельно стволу скважины меньше чем перпендикулярно. В этом случае влияние корки ощутимей и данные микрокаверномера о ее толщине могут оказаться недостаточными для определения истинной величины вводимой поправки.

Более ранние приборы микрокаротажа включали два противоположно направленных прижимных башмака, на одном из которых были смонтированы электроды микрокаротажа (ML), на другом - микробокового (MLL) или комплексного (PML-Proximity Minilog в аппаратуре фирмы Дрессер Атлас или PLL - Proximity Microlog в аппаратуре фирмы Шлюмберже), включающего обычный микрокартаж и картаж ближней зоны. Современные приборы вместо MLL или PML включают MicroSFL. Последний может быть скомбинирован и с другими приборами - Litho-Density, CNL, DIL и пр.

Данные микрокаротажа масштабируются в единицах сопротивления.

Если выполняется только микрокартаж, кривые записываются на 2-й и 3-й дорожках ленты в линейном масштабе. На первой дорожке записывается микрокаверномер.

Кривые MLL и PML записываются в логарифмическом масштабе в четырехразрядной шкале, охватывающей диапазон сопротивления от 0,2 до 2000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$. Микрокаверномер записывается на первой дорожке и если одновременно производятся замеры и ML, кривая последнего также записывается на первой дорожке в линейном масштабе.

Кривая MicroSFL записывается в логарифмическом масштабе на одной ленте с данными DLL или DIL, если она скомбинирована с ними.

Микрокартаж (ML-Minilog). Устройство для микрокаротажа практически ничем не отличается от аналогичного отечественного - ни по конструктивному решению, ни по расстоянию между электродами.

В процессе бурения идет фильтрация бурового раствора в проницаемые породы, вследствие чего на стенке скважины образуется глинистая корка. Обычно сопротивление корки несколько больше, чем сопротивления бурового раствора и меньше, чем сопротивление прискважинной зоны. При интерпретации данных ML проницаемые пласты, как известно, выделяются по "положительному" приращению сопротивления. Но в случае низкоомной глинистой корки обе кривые отражают некое среднее сопротивление, обычно в пределах $(2\div 10)R_m$.

В интервале непроницаемых пород кривые совпадают или дают “отрицательное” приращение. Сопротивление, фиксируемое микрозондами в таких интервалах, как правило, много больше чем в проницаемых.

Количественная интерпретация данных микрозондов заключается, в основном, в выделении проницаемых интервалов и в оценке сопротивления бурового раствора (R_m). При благоприятных условиях, используя соответствующие палетки, по этим данным можно определить R_{xo} .

Ограничения в применении метода определяются следующими условиями:

- отношение R_{xo}/R_{mc} должно быть меньше 15;
- толщина глинистой корки (h_{mc}) не должна превышать 0,5 дюйма;
- глубина проникновения должна быть более 4 дюймов, иначе будет сказываться влияние R_i .

Микробоковой каротаж (MLL-Micro Laterlog). Микробоковой каротаж предпочтительней при больших значениях R_{xo}/R_{mc} , когда показания ML недостаточно информативны.

Принципиальная схема MLL такая же как и обычного бокового каротажа - на прижимном башмаке смонтированы центральный электрод A_0 , вокруг которого concentрически размещены три кольцевые электрода M_1 , M_2 и A_1 . Центральный электрод испускает постоянный ток, а ток через внешний кольцевой электрод A_1 автоматически регулируется таким образом, чтобы разница потенциалов между двумя круговыми электродами M_1 и M_2 равнялась нулю. Вблизи башмака ток i_0 от центрального электрода в виде пучка токовых линий проникает в породу на несколько дюймов и измеряемое сопротивление подвержено влиянию пород, находящиеся в зоне этого пучка. Схемы распределения токовых линий микрокаротажных устройств приведены на рис. 2.10.

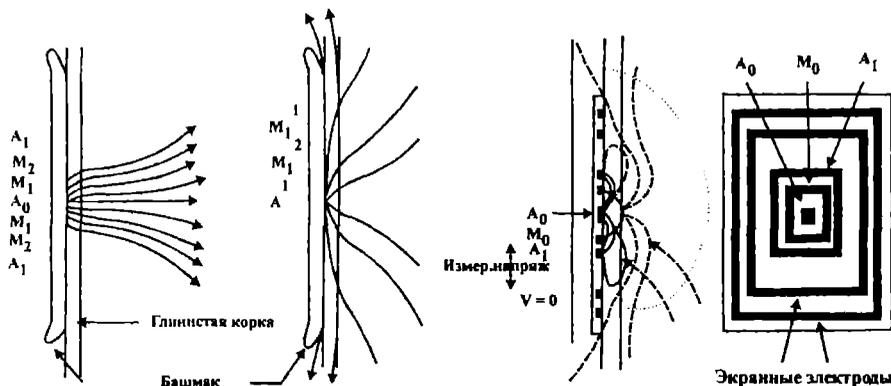


Рис. 2.10. Сравнение распределения токовых линий различных установок микрокаротажа (по Шлюмберже).

Преимущества MLL пред ML заключается в том, что при больших значениях R_{xo}/R_{mc} ток не рассеивается в глинистой корке, а пучком уходит в породу, в связи с чем, показания MLL в большей мере подвержены влиянию R_{xo} . Лабораторные исследования и компьютерные моделирования показали, что чистые слабоглинистые породы практически не влияют на показания MLL если зона проникновения больше 3-4 дюйма. Влиянием глинистой корки также можно пренебречь, если толщина ее не более 3/8 дюйма. С увеличением толщины корки уже необходимо вводить поправки, например по палетке R_{xo-2} [7].

Комплексный микрокаротаж (Proximity Log). Принципиальная схема Prox-L такая же как и MLL, но электроды размещены таким образом, что изотропная глинистая корка толщиной до 3/4 дюйма мало влияет на показания прибора и глубина исследования существенно больше чем ML или MLL. Таким образом, если зона проникновения

небольшая, на показания $R_{\text{гох-L}}$ уже влияет R_t . В общем случае измеряемое сопротивление можно представить в виде

$$R_p = J_{\text{хо}} R_{\text{хо}} + (1 - J_{\text{хо}}) R_t.$$

где R_p сопротивление, измеряемое $R_{\text{гох-L}}$ а $J_{\text{хо}}$ псевдогеометрический фактор промьтой зоны.

Величина $J_{\text{хо}}$ может быть определена по графикам связи $J = f(d_i)$, см. рис. 2.11., но оценка эта достаточно приближена, т.к. $J_{\text{хо}}$ зависит от диаметра скважины и от отношения $R_{\text{хо}}/R_t$.

Если d_i больше 40 дюймов величина $J_{\text{хо}}$ близка единице и $R_{\text{гох-L}}$ практически измеряет $R_{\text{хо}}$. Если d_i меньше 40 дюймов, величина R_p находится между $R_{\text{хо}}$ и R_t , обычно ближе к $R_{\text{хо}}$. Когда величины $R_{\text{хо}}$ и R_t близки, оценка R_p практически не зависит от d_i .

Разрешающая способность $R_{\text{гох-L}}$ по вертикали около 6 дюймов. Поправка за влияние вмещающих может не вводиться при толщине пласта более 1 ft.

Микросферический каротаж (MicroSFL). Это устройство для микрокаротажа скважин, дающее сферически сфокусированный поток токовых линий.

MicroSFL имеет два существенных преимущества перед другими методами оценки $R_{\text{хо}}$ - он может быть скомбинирован с другими каротажными приборами, включая DIL и DLL, что исключает одну спуско-подъемную операцию и, во-вторых, позволяет оценивать $R_{\text{хо}}$ при наличии глинистой корки.

Основное ограничение микробокового каротажа - это восприимчивость к толщине глинистой корки. Когда $h_{\text{гнс}} > 3/8$ " показания MLL строго зависят от величины $R_{\text{хо}}/R_{\text{гнс}}$. $R_{\text{гох-L}}$ менее чувствителен к наличию глинистой корки, но и он требует определенных условий для корректной оценки $R_{\text{хо}}$, в частности величины диаметра зоны проникновения не менее 40 дюймов.

Размещение электродов в MicroSFL минимизирует влияние глинистой корки и обеспечивает оценку $R_{\text{хо}}$ при неглубоком проникновении. Ток, испускаемый центральным электродом A_o , фокусируется экранными и регулируемыми электродами и пучком проходит через глинистую корку. Достигнув пород, он тут же возвращается к дальнему электроду В. Таким образом значительно снижается влияние глинистой корки при небольшой глубинности исследования. В свою очередь, измеряемое напряжение большей частью характеризует промьтую зону.

Коррекция показаний микрометодов.

Основное влияние на показания микрометодов оказывает сопротивление глинистой корки и ее толщина. Это влияние в той или иной мере сказывается практически на показаниях всех методов и при оценке основного определяемого параметра - $R_{\text{хо}}$ оно учитывается по соответствующим палеткам, приведенных в руководствах по интерпретации.

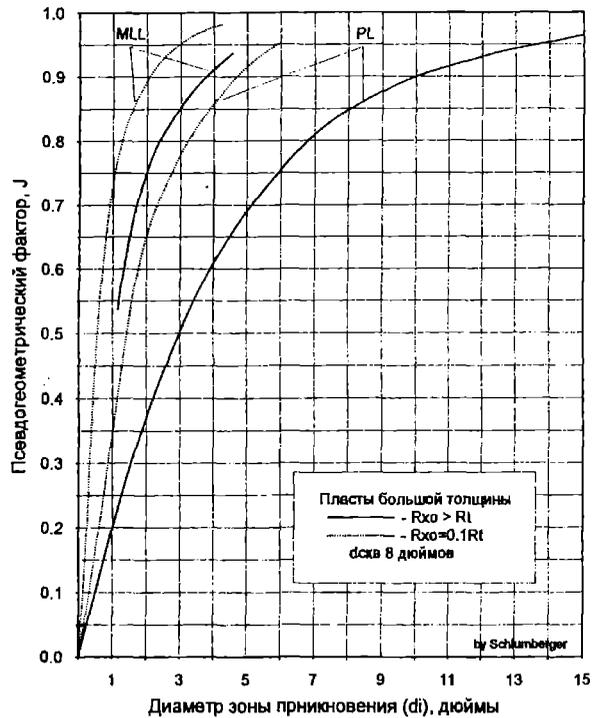


Рис. 2.11. Псевдогеометрический фактор MLL и $R_{\text{гох-L}}$ (по Шлюмберге).

Если данные микрометодов отсутствуют, R_{xo} может быть определено по какому либо соотношению для определения параметра пористости, например по формуле Хамбла:

$$R_{xo} = 0,62 R_{mf} / \varnothing^{2,15} (1-S_{or})^2 \quad 2.20$$

где S_{or} - остаточная нефтенасыщенность а \varnothing - пористость, определенная по любому методу пористости.

В водонасыщенных пластах R_{xo} по формуле 2.20 оценивается достаточно надежно, но в продуктивных величина R_{xo} определяется иногда весьма приближенно из-за недостаточных сведений об остаточной нефтенасыщенности.

Правильности оценки величины R_{xo} необходимо уделять достаточное внимание, так как она является одним из исходных параметров для коррекции R_t за влияние зоны проникновения и для оценки диаметра последней

Компенсационный каротаж двойного сопротивления (CDR-Compensated Dual Resistivity). Прибор CDR представляет собой зонд электромагнитного каротажа, смонтированный в буровой муфте или УБТ. Предназначен он для замера сопротивлений двумя радиусами исследования.

Компенсация влияния скважины и измерения по двум радиусам осуществляются с применением двух излучателей и двух приемников. Излучатели попеременно испускают электромагнитные волны со сдвигом фазы и с ослаблением сигналов, которые регистрируются и усредняются приемниками. Сдвиг фазы трансформируется в сигналы, обеспечивающие замеры сопротивления (R_{ps}) при неглубоком радиусе исследования - от 20 до 45 дюймов. Ослабление сигналов трансформируется в измерение сопротивления (R_{ad}) при глубоком (от 35 до 65 дюймов) радиусе исследования. Работает прибор на частоте 2 MHz на принципе электромагнитной индукции и имеет те же ограничения, что и индукционный каротаж при работе в растворах высокой минерализации.

Отличительные особенности прибора в том, что измерения R_{ad} и R_{ps} позволяют:

- рассчитать истинное сопротивление пород и установить наличие проникновения во время бурения (в низкоомных породах R_{ps} надежно определяется при глубине зоны проникновения до 30 дюймов, а R_{ad} - до 50 дюймов);
- устанавливать положение проницаемых зон и водонефтяных контактов;
- выделять пласты толщиной до 6 дюймов и достаточно четко фиксировать их границы, что можно использовать для определения их истинной толщины.

Измерения R_{ps} R_{ad} нечувствительны к размеру скважины и практически не требуют коррекции за влияние скважины даже при соотношении сопротивления пород и бурового раствора 100:1.

Сравнение результатов замеров прибором CDR с замерами Phasor-L показали хорошую сопоставимость как с данными зондов с глубоким радиусом исследований (IDPH, IMPH), так и с "малым" - SFL.

Совместно с прибором CDR смонтирован зонд гамма-спектрометрического каротажа, позволяющий оценить присутствие в породе аксессуарных минералов.

На каротажной диаграмме кривая GR представляется на первой дорожке в линейном масштабе, а кривые R_{ps} и R_{ad} на второй в стандартном логарифмическом.

Глава 3. Методика интерпретации материалов ГИС.

В данной главе изложены основные принципы и некоторые отличительные особенности количественной интерпретации материалов ГИС зарубежных комплексов с позиций обоснования так называемых «подсчетных параметров» нефтегазовых залежей (пористости, насыщенности и др.).

Для обоснования величин искомых параметров в разделе приводится необходимый палеточный материал, который в основном служит в качестве иллюстрационного и может быть использован для целей оперативной интерпретации. Это обусловлено тем, что большей частью разработка новых типов аппаратуры и приборов сопровождается разработкой и нового палеточного обеспечения, в связи с чем, пользование каким-либо одним комплектом палеток может привести к некорректным результатам.

Вместе с тем, существует и ряд общепринятых методик обоснования тех или иных параметров, например, коррекция величин SP, Ra и др. за вмещающие породы, расчет пористости по паре CNL-Sonic и пр., где важно корректное определение исходных величин. В этих случаях можно пользоваться аналогичными палетками любых фирм, в какой бы компоновке они не представлялись, в т.ч. и для интерпретации материалов ГИС отечественных комплексов.

3.1. Определение величин вспомогательных параметров.

К этому разряду отнесены параметры, недоучет которых может привести, а точнее - приводит к существенным погрешностям в определении величин характеристик фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Это такие параметры как, например, пластовая температура, коэффициенты глинистости, сопротивления пластовых вод, матричные значения скелета исследуемых пород и пр.

3.1.1. Определение температуры пласта.

Знание температуры в скважине на уровне интервала интерпретации необходимо для приведения величин параметров к термобарическим (пластовым) условиям. Идеальный случай, когда можно составить график изменения температуры с глубиной для каждой скважины отдельно. Но если такой возможности нет, можно воспользоваться графиками изменения геотермического градиента с глубиной, рис. 3.1 или рассчитать $T_{пл}$ по соотношению

$$T_{пл} = T_{пов} + G \times H/100$$

3.1

где $T_{пов}$ - температура на поверхности.

В случае отсутствия сведений о геотермическом градиенте, можно воспользоваться палеткой 3-1, рис.3.2., где приведены расчетные зависимости $T^{\circ}C = f(H, m)$. Для этого достаточно иметь данные о температуре на какой-либо глубине в скважине (обычно на диаграмме любого метода указывается максимальная температура в скважине или температура на забое на момент проведения каротажа).

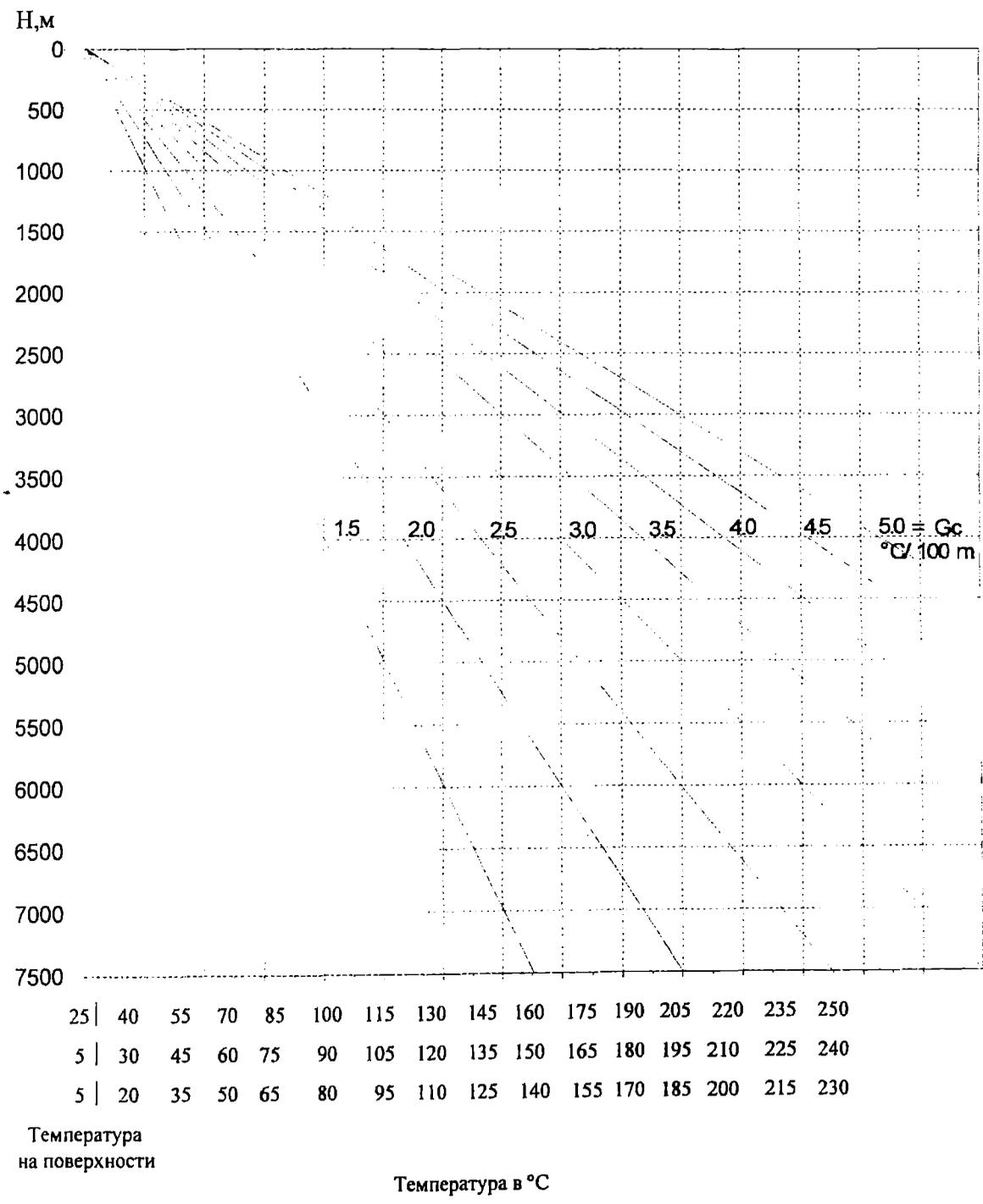
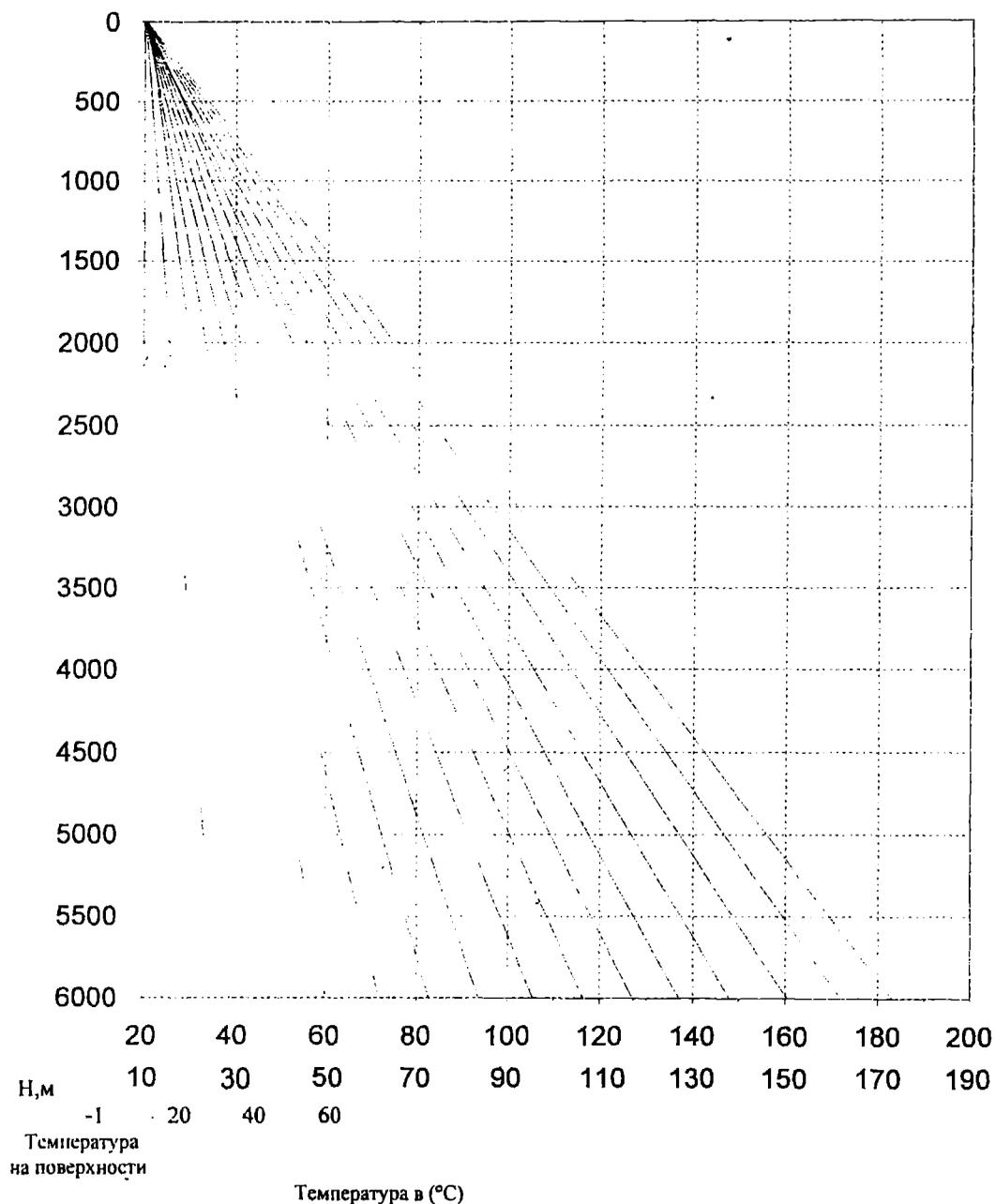


Рис. 3.1. Определение температуры пласта по геотермическому градиенту (по Дрессер Атлас)

EQUATIONS:

$$T_r = T_{ms} = g_G \times D / 100$$

$$G_G = \frac{T_f - T_{ms}}{D} \times 100$$



3 - I

Рис. 3.2. Графики изменения температуры с глубиной (по Дрессер Атлас)

Пример определения температуры пласта.

Дано: Температура на поверхности – 20°C ;

Температура на глубине 4950 м – 134°C ;

Найти: Температура на глубине 2750 м $\approx 84^{\circ}\text{C}$.

3.1.2. Определение величин r_f , $r_{гк}$ и $r_{вф}$ (R_{mf} , R_{mc} и R_z)

Оценка этих величин начинается с определения сопротивления бурового раствора R_m . Наиболее точную оценку R_m дают прямые замеры скважинным резистивиметром и если их

нет, оценить величину R_m можно по показаниям микрометодов в интервале большой каверны. Пользоваться паспортными данными замеров R_m на поверхности не следует, так как в этих случаях не приводятся данные о месте отбора пробы и в случае изменения минерализации раствора по стволу скважины, что возможно как по геологическим, так и технологическим причинам, в приведении величины R_m к уровню интервала интерпретации могут быть допущены существенные погрешности.

Перевод R_m в R_{mf} большей частью производится по формуле

$$R_{mf} = C(R_m)^{1.07} \quad 3.2$$

где C – коэффициент перевода, учитывающий удельный вес раствора.

Величины коэффициента C приведены в таблице 3.1:

Таблица 3.1

Уд. вес раствора		C
lb/gal	kg/m ³	
9	1080	0.985
10	1200	0.847
11	1320	0.708
12	1440	0.584
13	1560	0.488
14	1680	0.412
16	1920	0.380
18	2160	0.350

Примечание:

$$1 \text{ US galon} = 3.785 \text{ литр} = 0.00378 \text{ м}^3$$

Сопротивление глинистой корки R_{mc} можно рассчитать по формуле

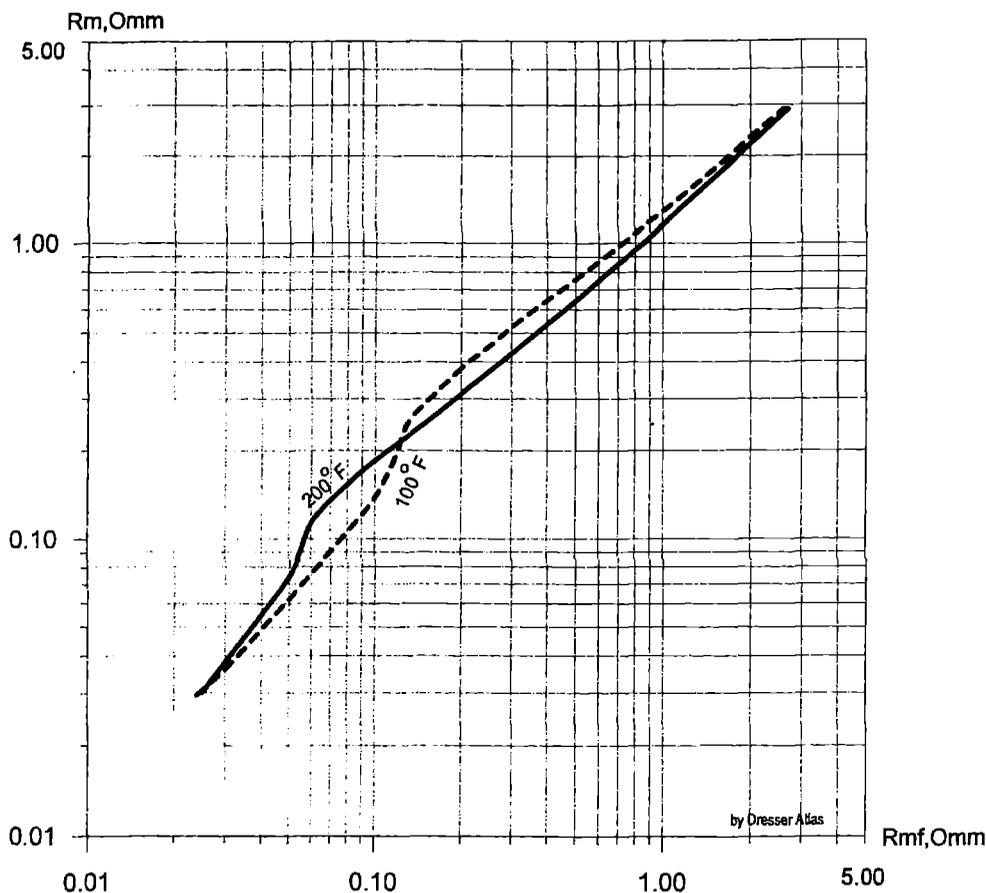
$$\rho_{\text{ж}} = 0.69 \rho_{\phi} \left(\frac{\rho_c}{\rho_{\phi}} \right)^{2.65} \quad \text{или} \quad R_{mc} = 0.69 R_{mf} \left(\frac{R_m}{R_{mf}} \right)^{2.65} \quad 3.3$$

Следует отметить, что формулы 3.2 и 3.3 неприменимы в случаях бурения на лигносуль-фанатных растворах, обладающих повышенной проводимостью за счет добавок различных высокопроводящих реагентов. В этих случаях с некоторой долей допущения можно воспользоваться нижеприводимой палеткой 3-II, рис. 3.3.

Очень приближенно R_{mf} можно определить по соотношению $R_{mf} = 0.7 R_m$.

Отметим, что сопротивление фильтрата бурового раствора и глинистой корки достаточно надежно определяются по палеткам перевода ρ_c в ρ_{ϕ} и $\rho_{гк}$, рис.4. «Альбома палеток ...» [1].

О ц е н к а R_z . Величина сопротивления смеси фильтрата бурового раствора и пластовой воды определяется преимущественно для случаев определения значений формационного фактора F по сопротивлению зоны проникновения R_i . Если не вдаваться в математические вычисления фактора вытеснения i (это сделано в ряде руководств по интерпретации, например, [1]) и который в конечном итоге равен $1-Z$, где Z – фактор смешения, определяющий долю объема пор, заполненных не вытесненной пластовой водой, то R_z легко определить по палетке 3-III, рис.3.4., задаваясь величиной Z .



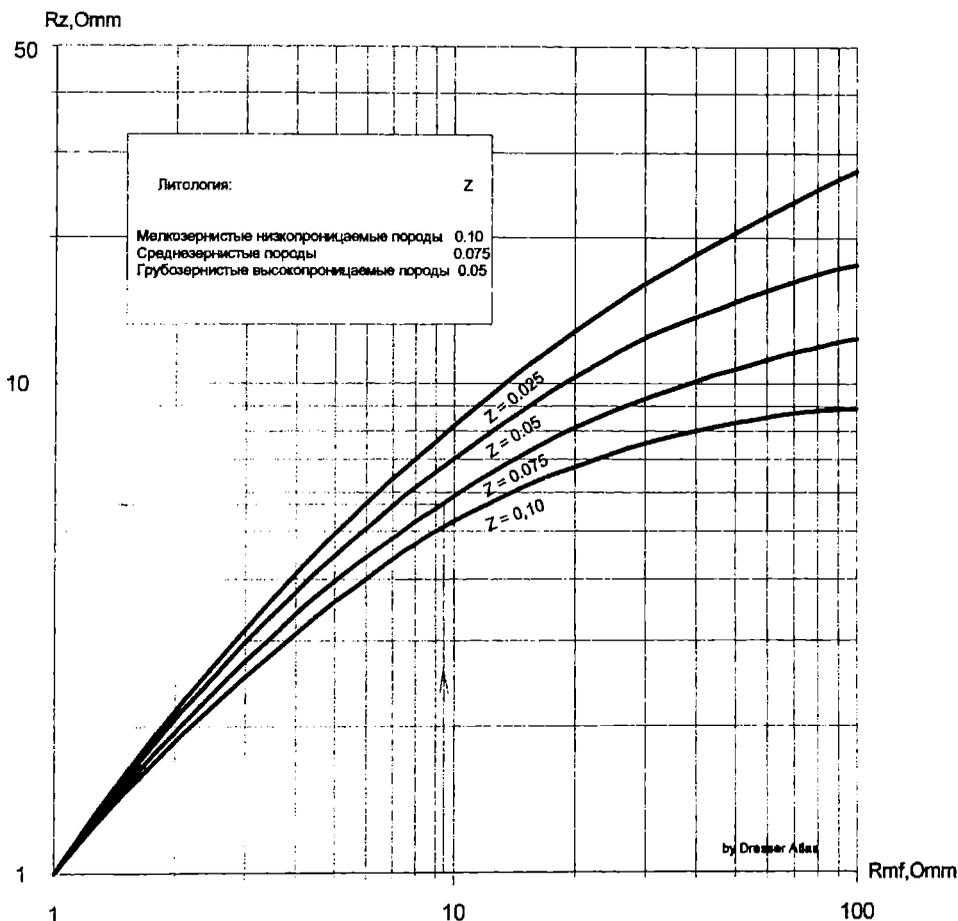
3-II

Рис. 3.3. Палетка перевода величин R_m в R_{mf} . (по Дрессер Атлас).

Обычно величина Z принимается равной 7,5% (или 0.075), считая, что для среднестатистических условий (т.е., для наиболее распространенных величин фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, находящихся в диапазоне $18\% < K_{п} < 22\%$ и $100\text{мД} < K_{пр} < 500\text{мД}$) именно 7,5% порового пространства породы заполнено пластовой водой, находящейся в смеси с фильтратом бурового раствора.

В остальных случаях следует ориентироваться на литологические особенности коллекторов. Так для тонко - и мелкозернистых песчаных разностей с низкой проницаемостью величину Z следует принимать равной 0.1, а для грубозернистых пород с высокой проницаемостью величина Z может быть принята равной 0.05.

Эти же величины вынесены на палетку 3-III.



3-III

Рис. 3.4. Определение сопротивления смеси фильтрата бурового раствора и пластовой воды R_z (по Дрессер Атлас).

3.1.3. Оценка сопротивления пластовых вод (R_w)

Часто интерпретаторы становятся перед дилеммой оценки сопротивления пластовой воды, особенно в тех случаях, когда нет никаких данных о ее минерализации и определять искомый параметр приходится по данным ГИС.

Способов оценки R_w по ГИС существует уже порядком и зачастую все они дают разное значение искомой величины. Обычно рекомендуют принимать наименьшее из вычисленных значение R_w , но представляется более целесообразным оценить какой из способов для данных конкретных условий работает наиболее достоверно.

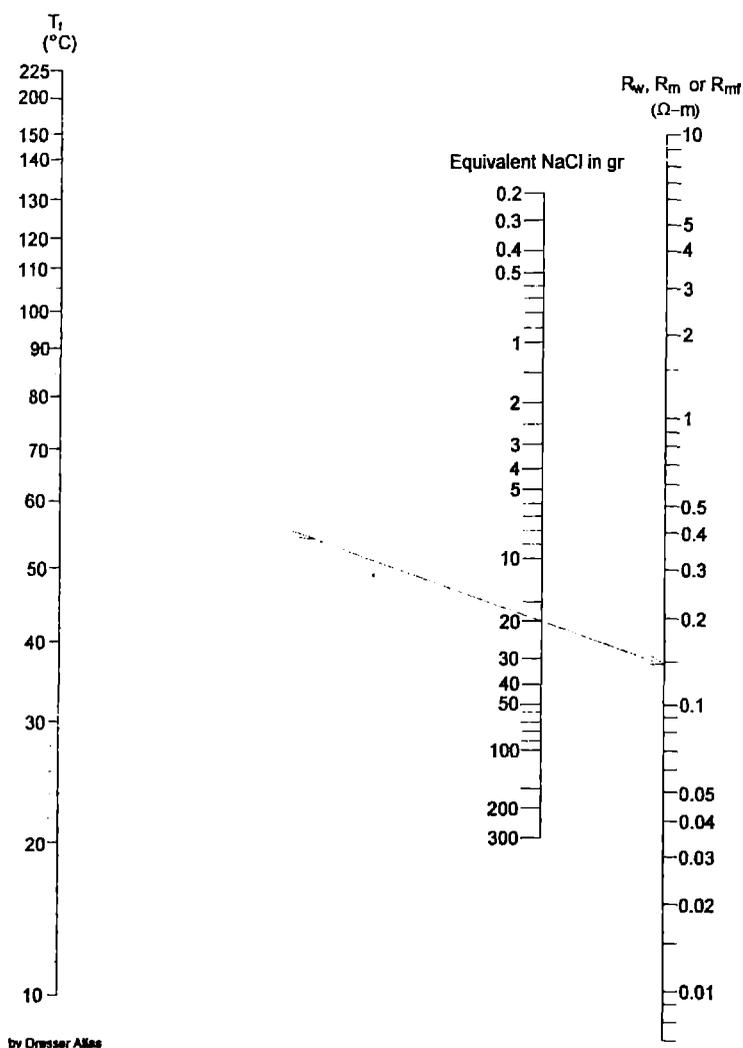
Единственным критерием правильности оценки R_w видимо будет сравнение результатов с эталоном - а это, бесспорно, является прямой замер сопротивления (или определение минерализации) пластовой воды, отобранной в какой-либо из скважин на площади. Цель такого сравнения - установить какой способ оценки R_w дает наиболее близкие к истинному значению в данных конкретных геологических (скважинных) условиях. В дальнейшем именно этот способ следует применять в качестве основного.

Наиболее известные, или достаточно апробированные способы оценки R_w указаны ниже.

Оценка R_w по минерализации

К сожалению, до настоящего времени не практикуется создание каталогов пластовых вод по регионам в государственном масштабе, как это делается за рубежом. Наличие таких каталогов в распоряжении геофизических служб предприятий намного облегчило бы задачи количественной интерпретации, особенно в тех случаях, когда требуется проведение аналогий.

Имея данные о минерализации пластовой воды, полученные из каталога, или из других источников, определить ее сопротивление не сложно по любой зависимости $\rho_b = f(Cг/л)$, например, по палетке 3-IV, с приведением R_w к температуре интервала интерпретации, рис. 3.5. На палетках минерализация растворов часто приводится в единицах "ppm", которые с величиной "г/л" находятся в соотношении $1 г/л = 1000 ppm$ (например, $3000 ppm = 3 г/л$).



3-IV.

Рис. 3.5. Палетка перевода минерализации раствора в его сопротивление (по Дрессер Атлас)

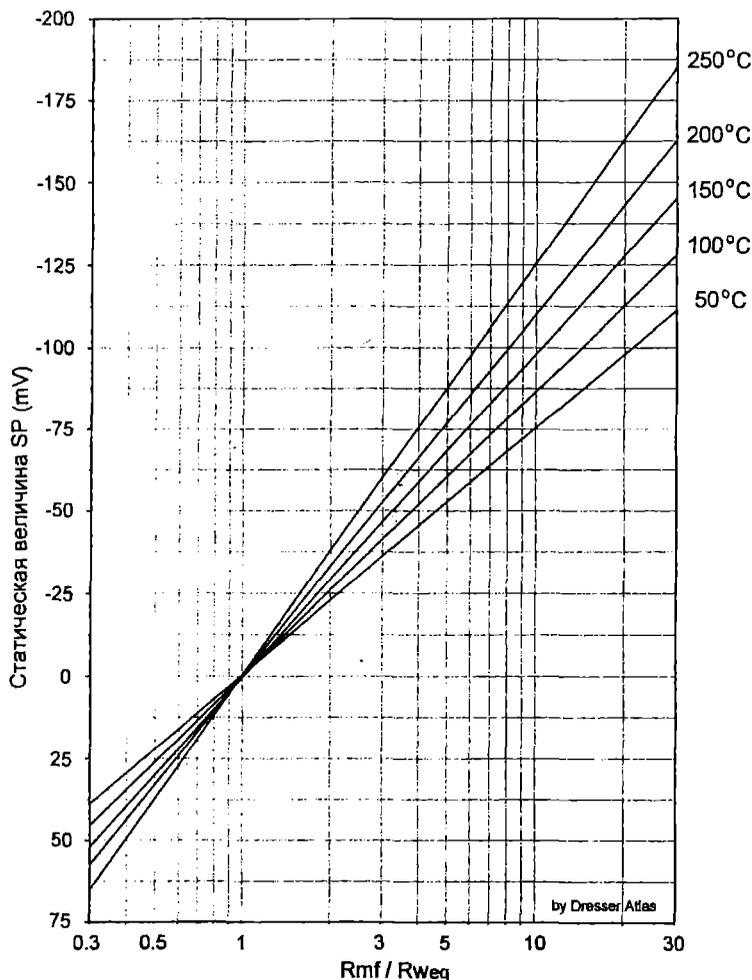
Для растворов NaCl $K = 71$ при 77°F (25°C) и изменяется пропорционально температуре пласта ($K = 61 + 0.133 T^\circ\text{F}$ или $K = 65 + 0.24 T^\circ\text{C}$).

В формуле 3.4. составляющие химической активности могут быть заменены их эквивалентными удельными сопротивлениями R_{we} и R_{mfe} (например, $R_{weq} = 0.075/a_w$) и формула приобретает вид

$$SSP = -K \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}} \quad 3.5$$

Зная температуру пласта и величину SSP, легко установить отношение R_{mfe}/R_{weq} и соответственно R_{weq} . Величина R_{mfe} определяется по R_{mf} . При значении $R_{mf} > 0.1$ Ом при температуре 75°F $R_{mfe} = 0.85R_{mf}$

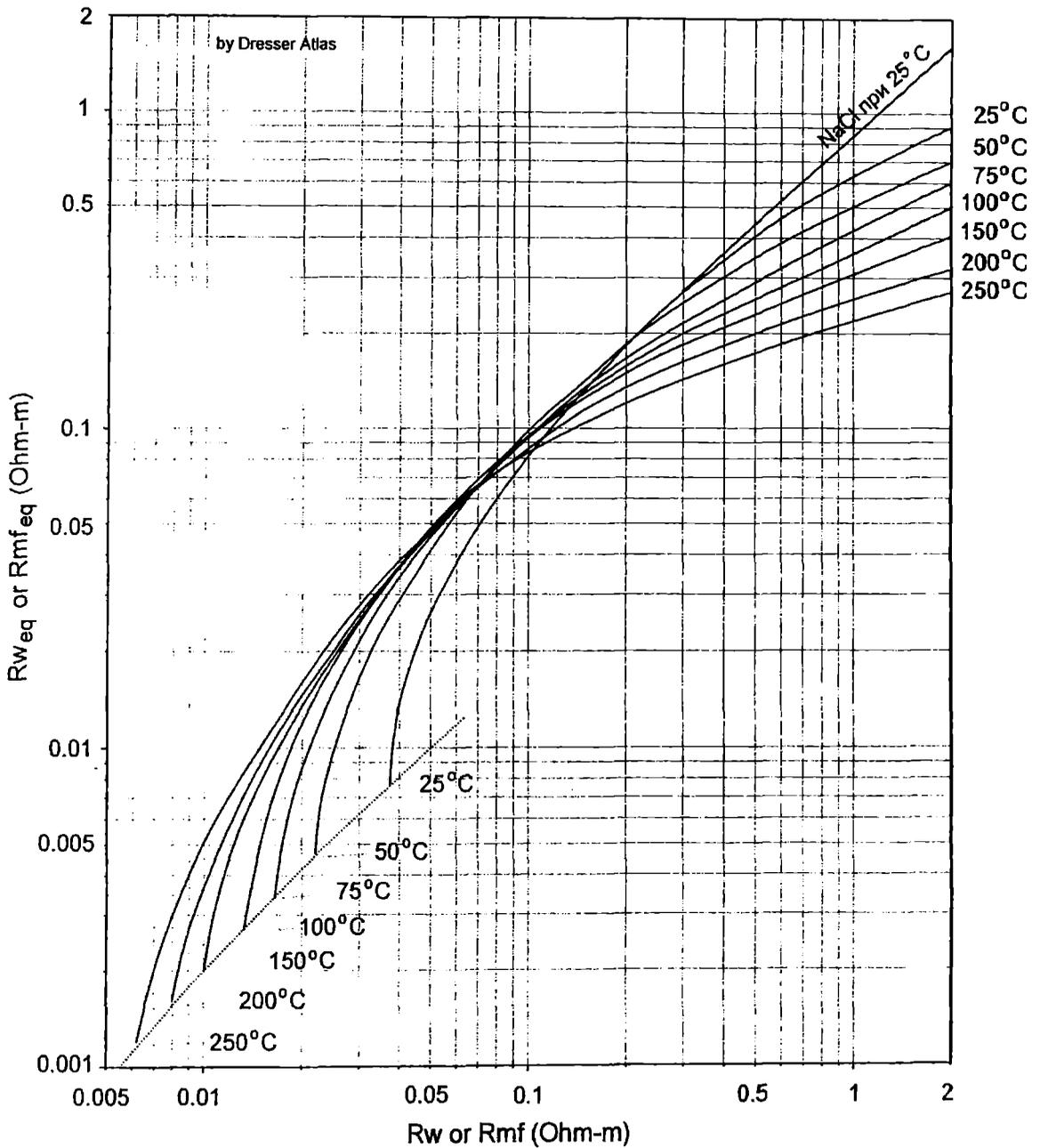
Палетки для оценки R_{weq} часто рассчитывают на отношение R_{mf}/R_{weq} , см рис. 3.7., палетка SP-I.



SP-I

Рис. 3.7. Оценка R_{weq} по амплитуде SSP (по Дрессер Атлас).

Оценив по этой палетке величину R_{weq} в дальнейшем по палетке SP-2 переводят ее в R_w , рис. 3.8. Палетка SP-2 составлена статистическим путем на большом числе лабораторных исследований пластовых вод нефтегазовых месторождений западного полушария [6].



SP-2

Рис. 3.8. Оценка R_w по R_{weq} (по Дрессер Атлас)

Для небольших глубин, где минерализация пластовых вод, как правило, изменяется мало и определить R_w по SSP затруднительно, полезно составить график $R_{wa} = f(SP)$, используя данные по всем скважинам, имеющимся на площади. В дальнейшем по наблюдаемой аномалии SP определяется по графику R_{wa} с последующим переводом R_{wa} в R_w по палетке SP-2.

Оценка R_w через пористость

Имея замеры зондов сопротивления с большой глубиной исследования, можно просчитать величину R_{wa} через сопротивление пласта и его пористость по формуле

$$R_{wa} = R_t / F \quad 3.6$$

где R_t - сопротивление пласта по зонду LLD или ILD, а F - параметр пористости, посчитанный по данным какого-либо каротажа пористости.

Для чистых водонасыщенных пород $R_t = R_o = FR_w$ и величина R_{wa} , посчитанная по формуле 3.6. равна R_w .

Оценка R_w по данным R_{xo} и R_t .

Ранее, рассматривая вопрос водонасыщенности пород (Глава 1), мы отмечали, что насыщенность промытой зоны может быть выражена формулой Арчи - Квпп = $\sqrt{\frac{Pnp\phi}{pnn}}$ или

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{xo}}} \text{ Аналогичную формулу можно записать и для оценки } S_w \text{ чистых}$$

водонасыщенных коллекторов $S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}}$. Несколько преобразуя эти формулы, можно записать соотношение

$$\frac{\rho_m}{\rho_n} = \left(\frac{K_v}{K_{v_{nn}}} \right)^2 \cdot \frac{\rho_\phi}{\rho_v} \quad \text{или} \quad \frac{R_{xo}}{R_t} = \left(\frac{S_w}{S_{xo}} \right)^2 \frac{R_{mf}}{R_w} \quad 3.7$$

Для водоносного пласта $S_w = S_{xo} = 1$ и формула 3.5. приобретает вид

$$\frac{\rho_\phi}{\rho_m} = \frac{\rho_v}{\rho_n} \quad \text{или} \quad \frac{R_{mf}}{R_{xo}} = \frac{R_w}{R_t} \quad 3.8$$

Таким образом, для оценки R_w практически есть все необходимые данные, которые определяются уже на первом этапе интерпретации.

Оценка R_w по кроссплотам сопротивление - пористость

Обычно для этих целей пользуются т.н. "бланками RPCP" (Resistivity-Porosity Crossplot), которые обычно прикладываются к альбому палеток и составлены в соответствии с формулами Арчи и Хамбла для карбонатных и терригенных пород, соответственно.

По оси ординат этих бланков в логарифмическом масштабе откладываются величины сопротивления (или проводимости), а ось абсцисс разбивается в линейном масштабе с оцифровкой ее значениями каротажной пористости - Δt или ρ_b - с последующим переводом в величины пористости (или параметра пористости), рис. 3.9.

Формирование оси пористости производится следующим образом.

Слева направо (если, например, используются данные акустического каротажа) по возрастающей ось абсцисс разбивается в единицах Δt ($\mu\text{S}/\text{ft}$ или $\mu\text{S}/\text{m}$) в удобном для пользователя масштабе.

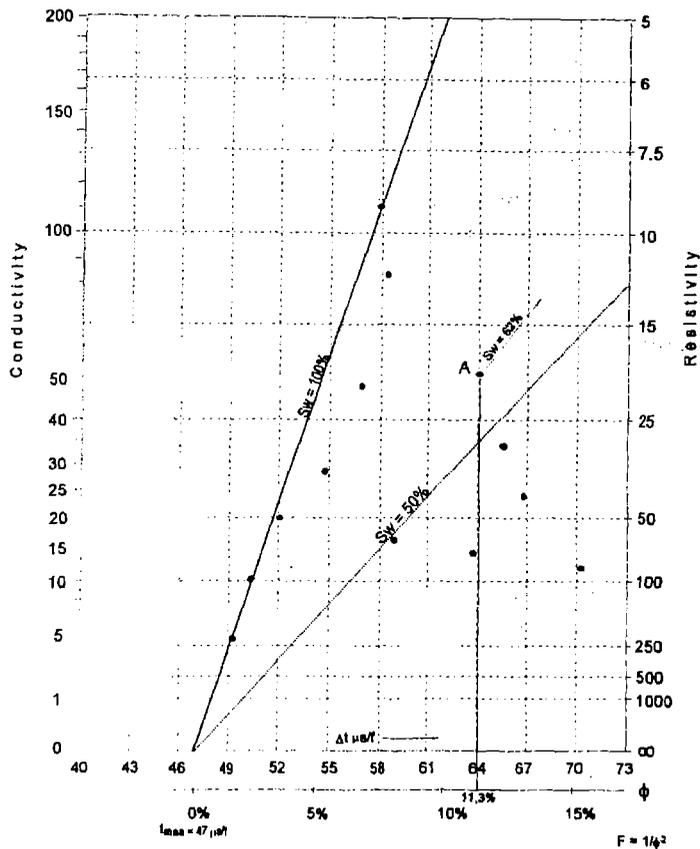


Рис.3.9. Пример интерпретации совокупности пластов при помощи бланка RPCP (по Шлюмберже).

В дальнейшем на бланк выносятся точки пластов с координатами R_t и Δt и по крайним левым точкам совокупности проводится ограничивающая линия, которая на оси абсцисс отсекает величину интервального времени, равную (или близкую) матричному значению – в зависимости от однородности литологического состава пород, представляющих выборку. Данной точке присваивается нулевая пористость и от нее вправо разбивается шкала пористости, используя формулу среднего времени и задаваясь значениями Δt и t_f . Таким образом, получаем дополнительную шкалу пористости на бланке (ниже оси абсцисс). Используя формулу бланка, можно получить еще одну дополнительную шкалу параметра пористости (или формационного фактора) - F .

Ограничивающая совокупность точек выборки прямая, как правило, проходит через точки водоносных пластов (если таковые в выборке есть) и характеризует 100-процентную их водонасыщенность, т.е. данная прямая будет местоположением точек с сопротивлением R_o и R_w определяется по формуле $R_w = R_o / F$.

Задаваясь величинами Sw (например, 10,20,30% и т.д.), всю совокупность точек можно разбить и по насыщенности, используя формулу Арчи $Sw = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}$. По этой формуле определяется величина R_t , которая откладывается на оси сопротивления и соединяется прямой с точкой матрицы.

Столь пространное описание построения шкал \emptyset или F приводится потому, что по данному бланку можно оценить не только R_w , но и пористость интерпретируемых пластов и их водонасыщенность, о чем будет сказано далее. В нашем примере точке А соответствует пласт с пористостью 11,3% и водонасыщенностью 62%.

3.1.4. Оценка глинистости коллекторов.

В количественной интерпретации с понятием «глинистости» обычно связывают наиболее часто используемую т.н. объемную глинистость, характеризующую величину объемного содержания глинистого материала в породе и обычно выражаемую коэффициентом объемной глинистости $K_{Гл}$ или V_{sh} . Значения других видов глинистости – весовой, относительной и слоистой – используются значительно реже в определенных специфических случаях.

Величину объемной глинистости желательно определять по конкретным функциональным зависимостям V_{sh} от какого либо геофизического параметра для исследуемого коллектора, продуктивного горизонта или для стратиграфического подразделения, но, как правило, эта возможность представляется на этапе доразведки месторождения. В процессе разведочного, а тем более – поискового этапа приходится пользоваться обобщенными или среднестатистическими зависимостями типа $\Delta J_{GR} = f(V_{sh})$. Получить часто используемую отечественными интерпретаторами зависимость $\alpha_{SP} = f(V_{sh})$ на таком этапе затруднительно, так как для ее обоснования требуется достаточное число гранулометрических определений величины пелитовой составляющей. Что касается правомочности использования среднестатистической зависимости $\Delta J_{GR} = f(V_{sh})$ на поисково-разведочном этапе, то это вполне допустимо, так как метод GR в значительно большей степени отражает глинистость пород, чем метод SP, потенциалы адсорбции которого, позволяющие судить о содержании глинистого вещества, не составляют и десятой доли общего потенциала.

Методика составления зависимости $\Delta J = f(V_{sh})$, где ΔJ – двойной разностный параметр, общеизвестна. Но при выборе опорных пластов следует обращать внимание на каверненность ствола скважины. Хотя разрешающие возможности зондов GR достаточно большие – максимальный диаметр скважины, при котором показания GR корректны порядка 17 дюймов – все же влияние каверн ощутимо даже визуально. В таких случаях необходимо вводить поправку за влияние скважины, а еще лучше – перестроить всю кривую GR, приведя ее к единым условиям и после этого выбирать опорные пласты.

Поправка вводится по соответствующим палеткам, учитывающим диаметр прибора, диаметр скважины и удельный вес промывочной жидкости, но в общем случае она может быть рассчитана по формуле [6]

$$N_{GR}^1 = N_{GR} \times A \times 10^X \quad 3.9$$

где: N_{GR}^1 – откорректированные значения GR в единицах API

N_{GR} - измеренные значения GR

$$A = \begin{cases} 1 & \text{для } d_{\text{ПРИБОРА}} = 92.1 \text{ мм} \\ 1.05 & \text{“} = 98.4 \text{ мм} \\ 0.95 & \text{“} = 50.8 \text{ мм} \\ 0.92 & \text{“} = 42.7 \text{ мм} \end{cases}$$

$$x = \left(\frac{d_{bh} - d_{instr}}{k} \right) \left[(1.542 \times 10^{-5}) \rho_m + 1.57 \times 10^{-4} \right] - 0.1548$$

dbh - диаметр скважины в мм ; d_{instr} - диаметр прибора в мм;

ρ_m – плотность бурового раствора в кг/м³;

k = 16 для централизованного прибора и 20 для нецентрализованного

На первый взгляд формула несколько громоздка, но если учесть, что выражение в квадратных скобках = const, поправку можно вводить даже вручную.

Перестроенная кривая GR позволяет не только значительно проще выбирать опорные пласты, но и однозначно оценивать величину ΔJ.

В дальнейшем оценка Vsh осуществляется по любой зависимости ΔJ = f(Vsh) - то ли по составленной для исследуемого разреза, то ли по одной из среднестатистических, наиболее распространенными из которых можно считать зависимости В.В.Ларионова, рис.3.10, рекомендованные для третичных (I) и более древних (II) отложений. Кривые описываются уравнениями, соответственно:

$$Vsh = 0.083(2^{3.7 JGR} - 1) \quad 3.10$$

$$\text{и } Vsh = 0.33(2^{2 JGR} - 1) \quad 3.11$$

Используя перестроенную кривую GR, или кривую, записанную в скважине без каверн, оценку Vsh можно выполнить и по линейке, построенной в соответствии с вышеприведенными формулами 3.10. и 3.11., рис. 3.11. Для этого на диаграмме проводятся линии опорных пластов и, совместив с ними экстремальные значения GR шкал, Vsh пласта отсчитывают непосредственно по линейке.

Следует отметить, что 100%-я глинистость, как это часто приводится на подобных палетках, относится к разряду теоретических. Практически глинистость пород Vcl редко бывает больше 60-65%. Поэтому прежде чем пользоваться среднестатистическими зависимостями ΔJ = f (Vsh), следует выяснить экстремальные значения глинистости для района исследований – минимальную величину Vsh для чистых слабоглинистых коллекторов и максимальную для чистых глин - и после этого перестроить имеющийся график ΔJ = f (Vsh) на установленный диапазон изменения глинистости, как это показано на рисунке 3.10.

Если же по каким либо причинам кривая GR (или SP) некондиционная, оценку Vsh можно выполнить по паре методов пористости, например, по кроссplotу CDL_CNL.

Для этого на оси кроссplotа в произвольном масштабе выносятся значения объемной плотности (ось Y) и объемной влажности (ось X), снятые с соответствующих диаграмм. Для какой-либо исследуемой группы пород к примеру, песчаников - на кроссplot наносится точка матрицы с заданной величиной плотности, скажем, ρ_b = 2.65 г/см³ и кажущейся пористостью Ø_N = 0%. Следующей наносится точка глин с координатами, например, ρ_b = 2.45 г/см³ и Ø_N = 50% и точка воды, имеющая соответственно координаты ρ_b = 1 г/см³ и Ø_N = 100%. Так как в точке матрицы и в точке глин пористость практически равна 0, линии “матрица-вода” и “глина-вода” разбиваются в масштабе пористости, а линия “матрица-глина” – в масштабе глинистости. Последняя может быть разбита от 0 до 100% или до максимально установленной для данного района величины глинистости, что существенно важно, т.к. в противном случае пласт может характеризоваться повышенной глинистостью.

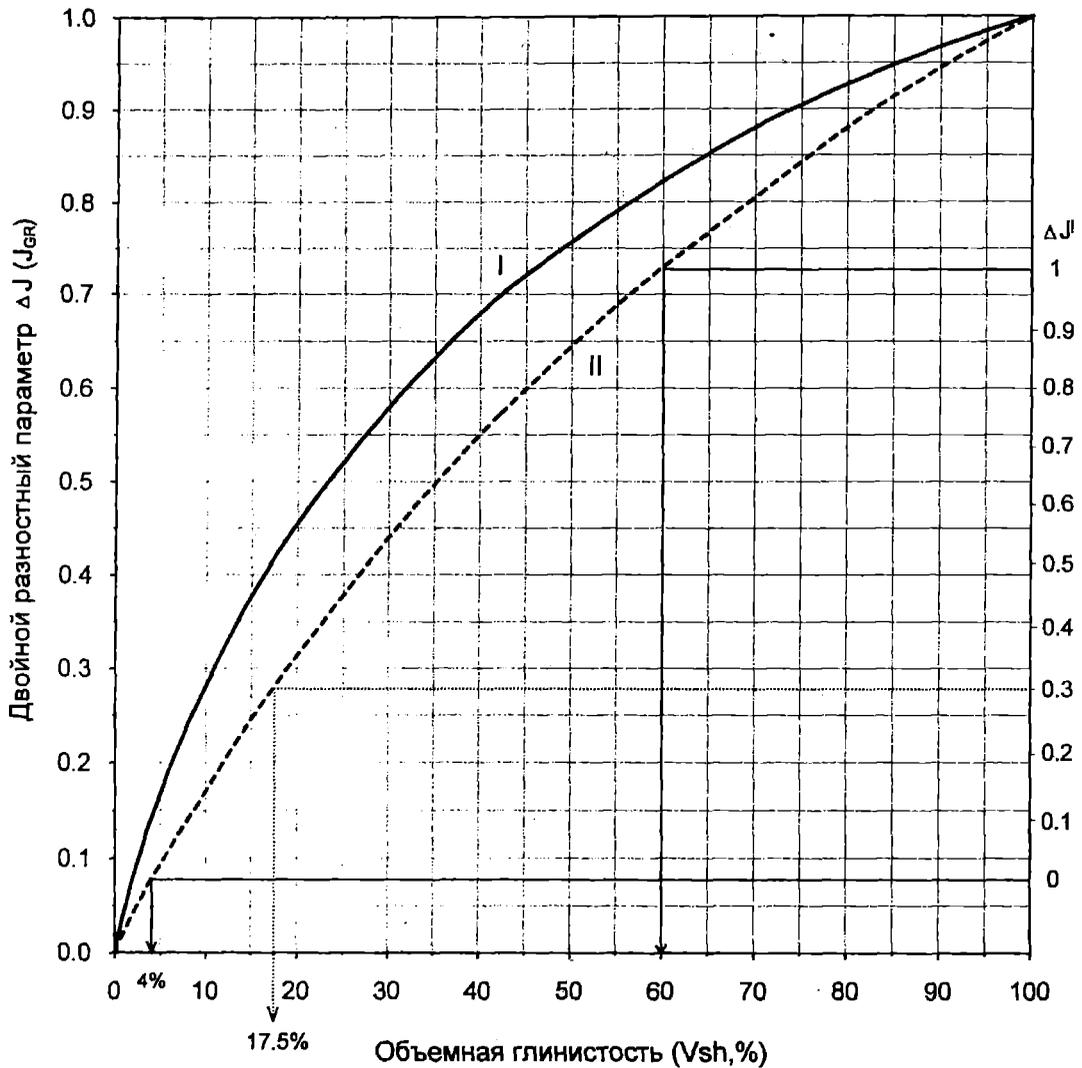


Рис. 3.10. График зависимости $\Delta J = f(Vsh)$ (по Дрессер Атлас).

Пример перестраивания графика на установленный диапазон глинистости:
 (Дано: $Vsh_{min} = 4\%$, $Vsh_{max} = 60\%$, $\Delta J = 0.3$. Отсюда $Vsh = 17,5\%$)

Вынося на данный кроссплот любую точку "А" интерпретируемого пласта, можно оценить его глинистость и пористость, см. рис. 3.12.

Если имеются керновые определения глинистости – по данным гранулометрических анализов – оценку глинистости можно выполнять по любому графику связи типа "керна-ГИС", несущему информацию о наличии глинистого материала в породе. Это может быть, например, график связи $\alpha_{SP} = f(Vcl)$ или $Rcl / Rt = f(Vcl)$.

При оценке величины Vsh несколькими способами, к использованию принимают наименьшую из полученных.

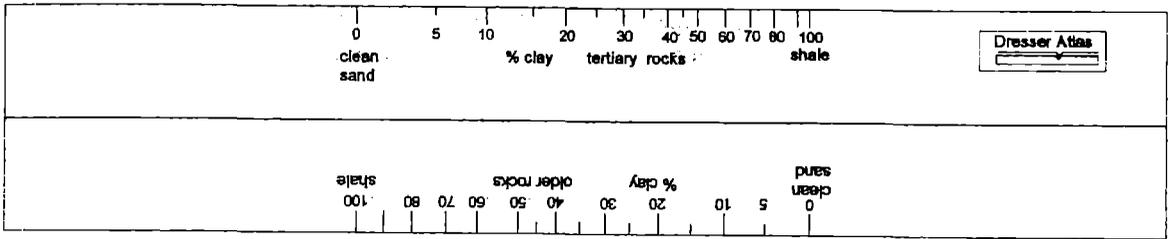


Рис.3 11. “ Линейка глинистости” (по Дрессер Атлас).

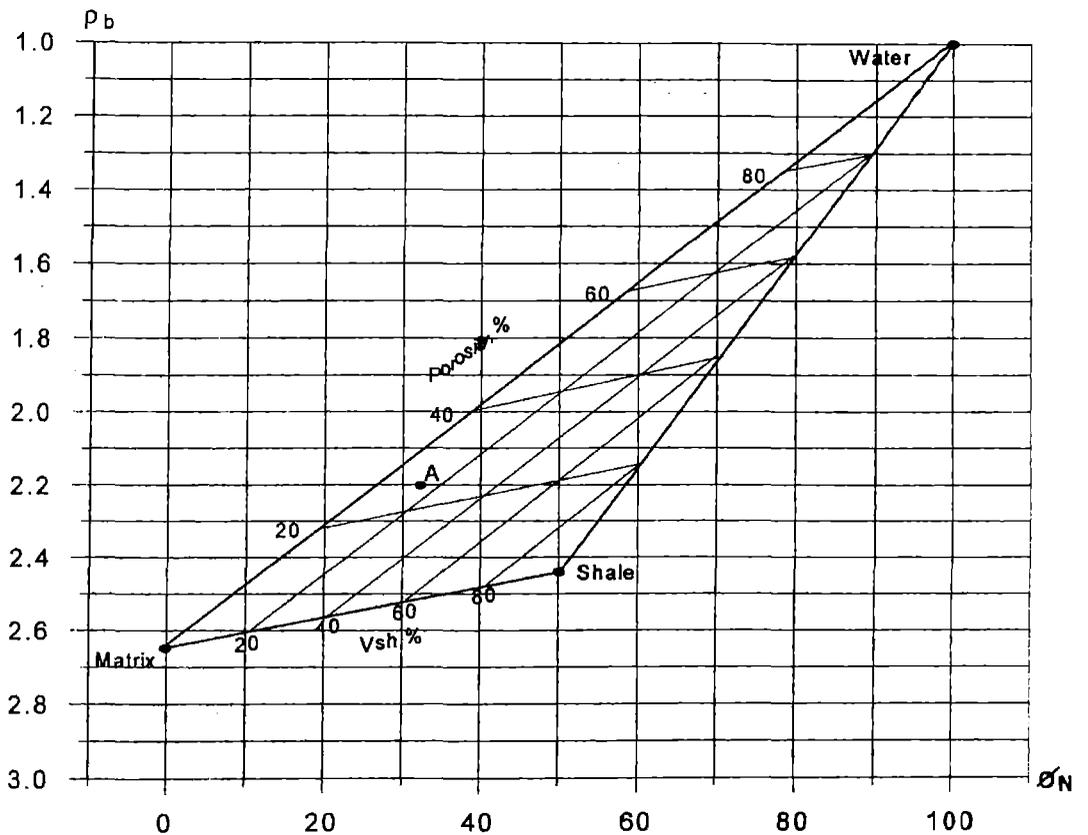


Рис. 3.12. Способ оценки глинистости по кроссплоту CDL-CNL (по Шлюмберже).

Кроме графических способов определения глинистости, можно рекомендовать ряд уравнений, полученных различными исследователями для определенных геологических или смоделированных условий. Эти уравнения приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Способы определения глинистости

Метод	Формула	Условия применения	Ограничения применения
1	2	3	4
Spontaneous potential	$V_{sh} = 1 - \frac{SP}{SSP} = 1 - \alpha_{SP}$ $V_{sh} = \frac{SP - SP_{min}}{SSP - SP_{min}}$	Для тонкослоистых водо-насыщенных песчаников	При отношении $R_m/R_w \approx 1$; при углеводородонасыщении пород.
Gamma-Ray	$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$ $V_{sh} = c \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$	Только для глинистых пород. С < 1, часто принимается 0,5 при Vcl < 40%	Присутствие минералов, отличных от глинистых (слюда, полевые шпаты, илы)
Spectrolog (NGS)	$V_{sh} = \frac{A - A_{min}}{A_{max} - A_{min}}$	Аналогично GR А - отсчет с диаграммы ; A _{min} и A _{max} – величины K ⁴⁰ в % или Th в ppm в чистых породах.	Подобно GR – наличие других минералов. Присутствие урана и радио-активного барита не является ограничением.
Resistivity	$V_{sh} = \left(\frac{R_{cl}}{R_t} \right)^b$ где b = 1 при Rcl/Rt от 0.5 до 1; b = 2 при Rcl ≈ Rt $V_{sh} = \left[\frac{R_{cl}(R_{max} - R_t)}{R_t(R_{max} - R_{cl})} \right]^b$ где 1/b = 1 при Rcl/Rt ≥ 0.5 1/b = 0.5(1-Rcl/Rt) при Rcl/Rt < 0.5	Низкопористые породы (карбонаты, мергели); при битуминизации пород В чистых углеводородонасыщенных зонах	Высокопористые водо-насыщенные песчаники; при высоких значениях Rcl.
Neutron Log	$V_{sh} = \varnothing_N / \varnothing_{Ncl}$	В газонасыщенных или в очень низкопористых пластах	Когда значения \varnothing_{Ncl} большие

1	2	3	4
Pulsed Neutron	$V_{sh} = \frac{\Sigma - \Sigma \min}{\Sigma \max - \Sigma \min}$ $V_{sh} = \frac{\Sigma cl}{\Sigma} \cdot \frac{\Sigma - \Sigma \min}{\Sigma \max - \Sigma \min}$	Пресные пластовые воды; низкопористые и газонасыщенные зоны.	
Density-Neutron	$V_{sh} = \frac{\rho_d(O_{Nma} - 1) - O_N(\rho_{ma} - \rho_f) - \rho_f \Delta t_f O_{Nma} + \rho_{ma}}{(\rho_{sh} - \rho_f)(O_{Nma} - 1) - (O_{Nma} - 1)(\rho_{ma} - \rho_f)}$		При низкой глинистости в газонасыщенных зонах. Не используется в неблагоприятных скважинных условиях.
Density-Asoustic	$V_{sh} = \frac{\rho_d(\Delta t_{ma} - \Delta t_f) - \Delta t(\rho_{ma} - \rho_f) - \rho_f \Delta t_f \Delta t_{ma} + \rho_{ma} \Delta t_f}{(\Delta t_{ma} - \Delta t_f)(\rho_{sh} - \rho_f) - (\rho_{ma} - \rho_f)(\Delta t_{sh} - \Delta t_f)}$		Разуплотненные породы
Neutron-Asoustic	$V_{sh} = \frac{N(\Delta t_{ma} - \Delta t_f) - \Delta t(O_{Nma} - 1) - \Delta t_{ma} + O_{Nma} \Delta t_f}{(\Delta t_{ma} - \Delta t_f)(O_{Nma} - 1) - (O_{ma} - 1)(\Delta t_{sh} - \Delta t_f)}$		Используется только в газонасыщенных зонах с низким Sw

Приведенные формулы касаются определения глинистости в основном при дисперсном ее распределении в коллекторе. При интерпретации пластов со слоистой глинистостью для оценки ее величины можно воспользоваться соотношением

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1 - V_{lam}}{R_{sd}} + \frac{V_{lam}}{R_{sh}} \quad 3.12.$$

где V_{lam} - коэффициент слоистой глинистости

R_{sd} и R_{sh} - сопротивление прослоев песчаника и глины, соответственно

3.1.5. Определение матричных значений плотности и интервального времени коллекторов

Наиболее существенные погрешности в оценке пористости коллекторов расчетным путем возникают из-за некорректного определения матричных величин плотности (ρ_{ma}) или интервального времени (Δt_{ma}), входящие в соответствующие формулы расчета пористости.

Если порода мономинеральная, в качестве матричных значений можно воспользоваться лабораторными определениями минеральной плотности или Δt скелета. Эти же величины можно почерпнуть из справочных материалов, которые приводятся в каждом руководстве по интерпретации - в частности и в данной работе (Глава 2).

Но при полиминеральном составе пород-коллекторов обоснованию матричных величин приходится уделять существенное внимание.

Существуют несколько способов определения матричных значений.

Когда минеральный состав породы известен – матричные значения можно рассчитать по справочным данным. Например, если известно, что полимиктовый песчаник состоит из 40% кварца и 60% полевых шпатов, к тому же известен их состав (ортоклаз, плагиоклазы и пр.) – рассчитать матричные величины ρ_{ma} или Δt_{ma} можно довольно точно.

При отсутствии таких данных обычно прибегают к графическим способам оценки искомых величин как средней для совокупности пластов.

Один из графических способов рассмотрен нами выше, см. рис. 3.9.

Другой способ основан на использовании кроссплотов т.н. “парных связей” каротажей пористости – ϕ_{CNL} - Density, ϕ_{CNL} - Sonic и др. На рисунках 3.13 и 3.14 приведены такие кроссплоты.

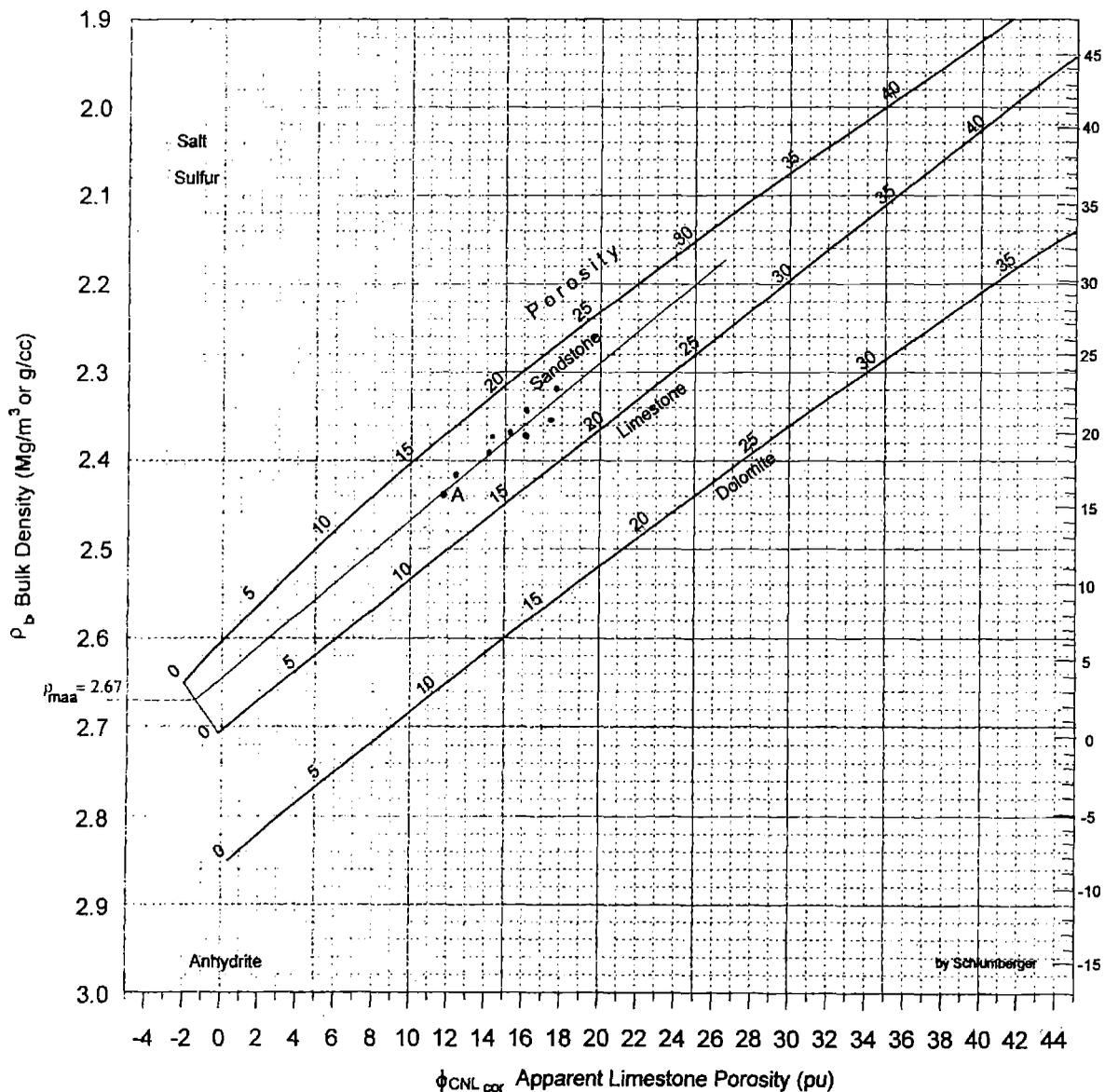


Рис. 3.13. Кроссплот парной связи ϕ_{CNL} - Density (по Шлumberge).
Шкала линий литотипов – пористость в %.

На рисунке 3.13. в качестве примера показана методика получения усредненной величины ρ_{ma} . На кроссплот выносятся точки интерпретируемых пластов с координатами

ρ_b и ϕ_{CNL} . Через полученную совокупность проводится усредняющая до пересечения с нулевой линией литотипов. С точки пересечения опускается перпендикуляр на ось ординат – ось плотности – и на ней отсчитывается искомая величина ρ_{ma} . В данном случае $\rho_{ma} = 2.67$ г/см³. (Полученные не прямым замером величины ρ_{ma} и Δt_{ma} принято обозначать как “кажущиеся” - ρ_{maa} и Δt_{maa}).

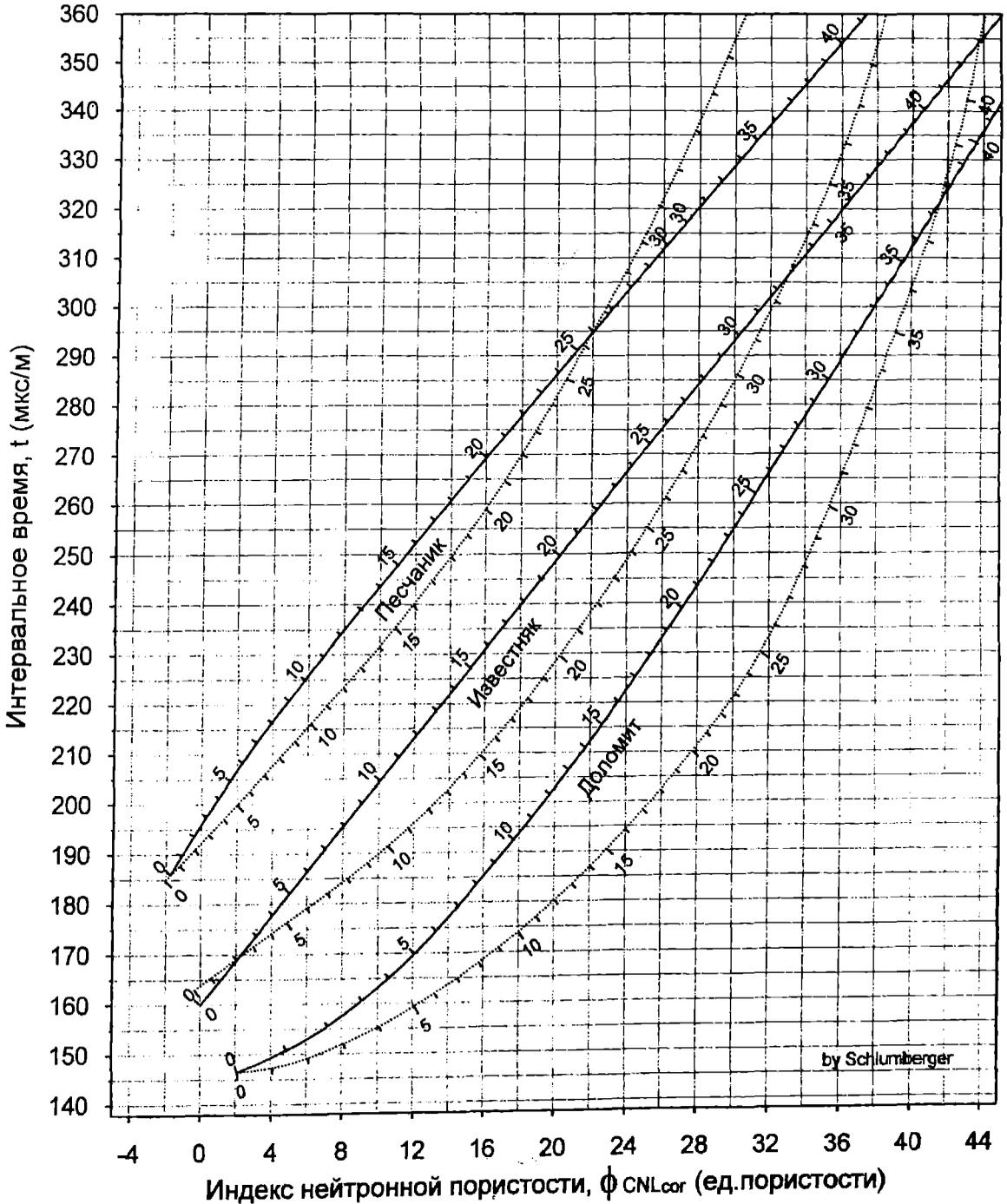
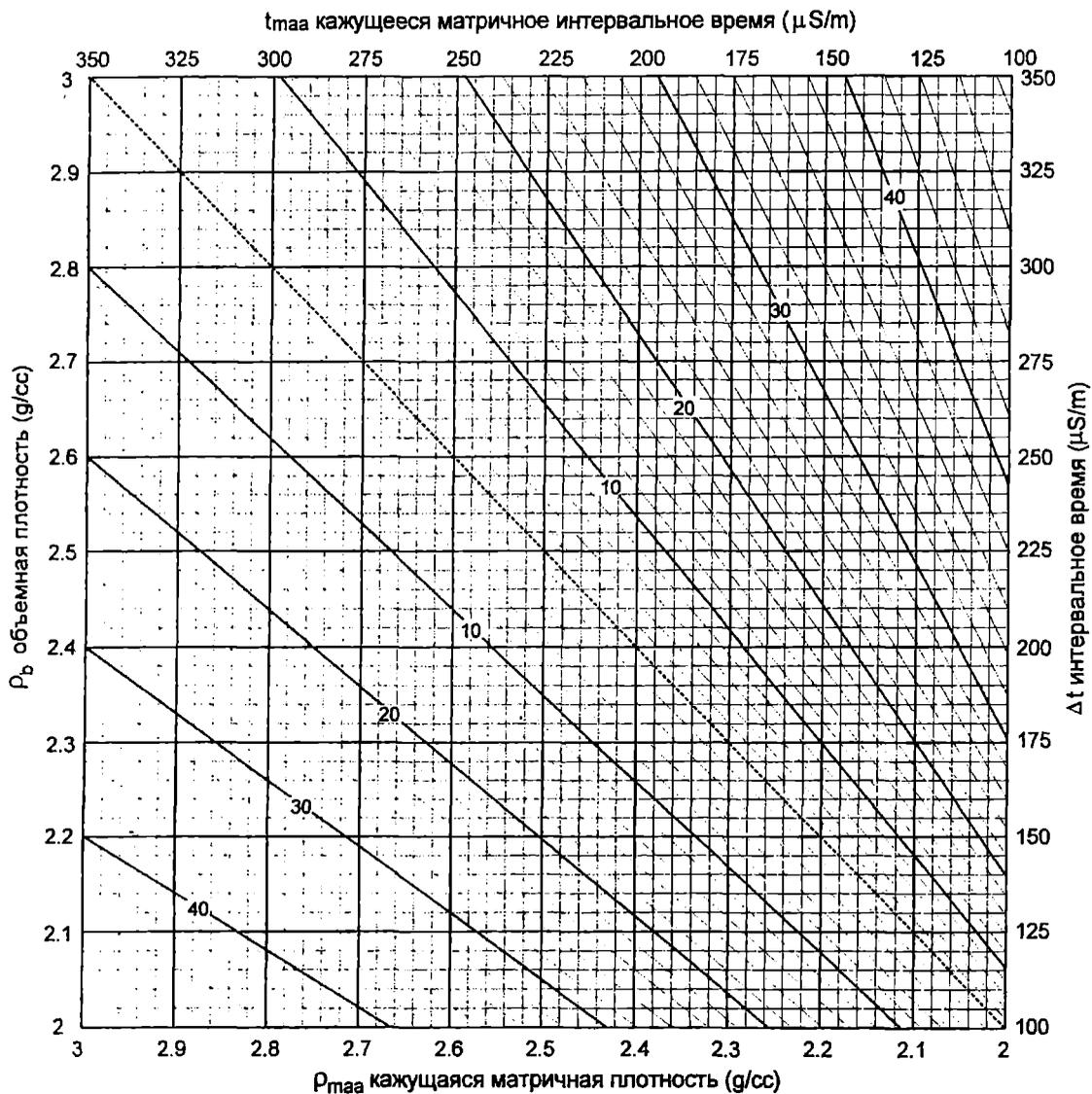


Рис.3.14. Кроссплот парной связи ϕ_{CNL} -Sonic (по Шломберге).
Шкала линий литотипов – пористость в %

Но пользоваться усредненными матричными значениями плотности или интервального времени допустимо при оперативной интерпретации или в случае, когда интерпретируемые

пласты представлены заведомо однородными литологическими разностями. Для более точного обоснования пористости пород при выполнении подсчета запасов УВ лучше воспользоваться способом попластовой (или поинтервальной) оценки матричных значений, предложенным фирмой Шлюмберже.

Данный способ заключается в предварительной оценке пористости исследуемого пласта по кроссплотам парных связей (рисунки 3.13 и 3.14) с последующим определением матричных значений по палетке 3-VI, рис.3.15.



3-VI

Рис.3.15. Палетка определения матричных значений $\rho_{маа}$ и $t_{маа}$ (по Шлюмберже).

Чтобы определить пористость пласта, с точки его местоположения на кроссплоте опускается перпендикуляр на линию соответствующего литотипа, например – песчаника и

по шкале, нанесенной на эту линию, отсчитывается пористость. На кроссплоте $\varnothing_{\text{CNL-Density}}$, рис. 3.13., точке А соответствует пористость 15,2%.

Аналогичным образом определяется пористость любой точки и по кроссплоту $\varnothing_{\text{CNL-Sonic}}$, рис. 3.14, но для определения $t_{\text{маа}}$ используются вспомогательные (штриховые) линии литотипов, нанесенные на кроссплот дополнительно. Полученные значения пористости \varnothing_{DEN} или \varnothing_{SN} являются шифром линий, нанесенных на поле палетки 3-VI.

Определение величин $\rho_{\text{маа}}$ и $t_{\text{маа}}$ по палетке 3-VI “Определение матричных значений ...”, приведенной на рис. 3.15, осуществляется следующим образом. По значениям \varnothing_{DEN} или \varnothing_{SN} , которые, как отмечалось, являются шифром линий палетки и отсчитанным с диаграмм величинам интервального времени или объемной плотности (на палетке шкалы этих величин приведены на оси Y) на оси X-ов отсчитываются соответственно $t_{\text{маа}}$ или $\rho_{\text{маа}}$.

Пользование таким способом оценки матричных значений плотности и интервального времени предпочтительнее, поскольку при этом как бы автоматически учитывается минеральный состав пород и свойства насыщающего поровое пространство флюида. В связи с этим, полученные величины $t_{\text{маа}}$ и $\rho_{\text{маа}}$ могут существенно отличаться от определенных по справочным данным, но вместе с тем оценка пористости с их использованием может осуществляться без введения ряда поправок – за остаточную газонасыщенность, за глинистость (для слабоглинистых разностей) и пр.

3.2 Определение пористости пород

На показания методов, предназначенных для определения пористости, непосредственное влияние оказывает не только собственно пористость пород, но и их литология (или минеральный состав), свойства флюида, насыщающего поровое пространство, окружающая среда и пр. В той или иной мере влияние этих факторов учитывается в процессе интерпретации путем введения соответствующих поправок. При этом важно определиться со значимостью вводимых поправок и ограничиться их оптимальным количеством, так как если ввести все рекомендуемые поправки – у интерпретатора в конечном итоге возникает сомнение в правильности определения конечного результата. И это естественно, поскольку величина каждой поправки оценивается с определенными допусками.

Практика показывает, что для получения приемлемой оценки пористости достаточно учесть влияние 3-х факторов – минерального состава пород, их глинистость и влияние скважины, поскольку глубинность исследования всех каротажей пористости порядка 10 дюймов. Это не значит, что остальные поправки – за минерализацию, температуру и пр. вводить не следует. Они вводятся с различными знаками и в значительной мере компенсируют друг друга. Поэтому в конечном итоге погрешность от введения этих поправок невелика. Тем не менее, проверить величины этих поправок полезно.

При исследовании мономинеральных пород оценить их пористость можно практически любым методом, если, конечно, исходные данные определены достаточно корректно. В случае полиминерального состава пористость уже нужно определять комплексно, по данным нескольких методов, учитывающих различные физические свойства интерпретируемых пластов – в основном, по парным связям.

3.2.1. Оценка пористости по сопротивлению

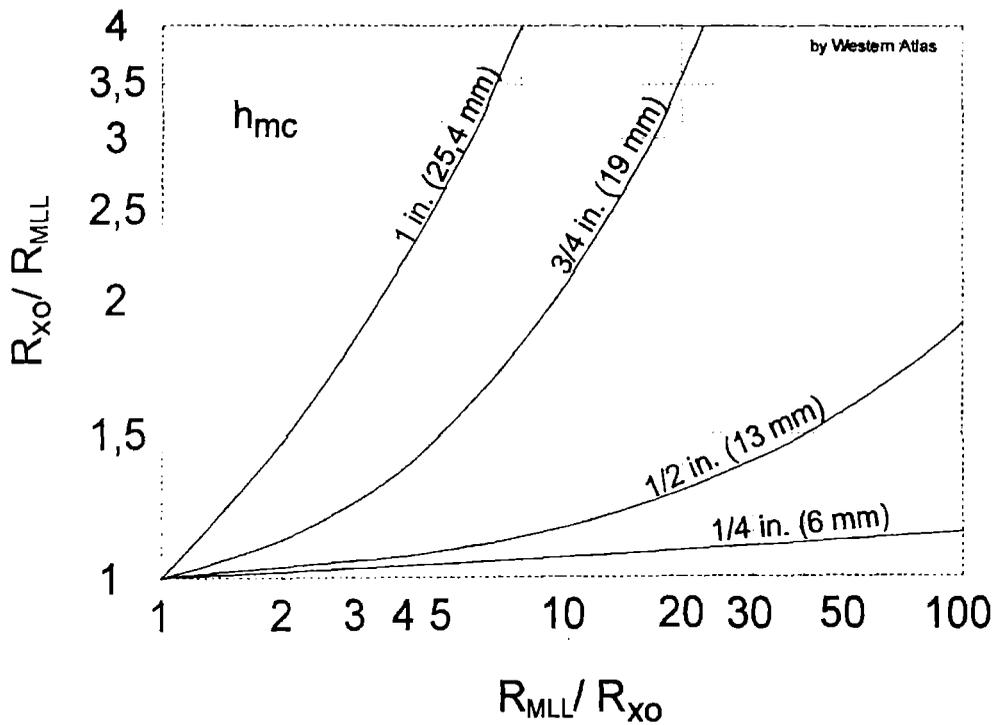
Этот способ основан на существующей эмпирической связи между пористостью и формационным фактором (параметром пористости), описываемой соотношением $F = a/\varnothing^m$. Данный способ описан во всех учебных пособиях и в методических руководствах по интерпретации. В настоящей работе он также затронут в первой главе в Разделе 1.2., где на рисунке 1.2. приведены графики связи $R_p = f(K_p)$, предложенные различными авторами для широкого диапазона коллекторов – от слабосцементированных до плотных. Существенным моментом в данном случае является корректная оценка величины R_p или F .

Как известно, данная величина может быть определена по всем методам, характеризующим сопротивление различных зон пласта – от промытой до не затронутой проникновением – по соотношению $F = R_x/R_f$, где R_x – R_{x0} ($\rho_{пп}$), R_i ($\rho_{зп}$) или R_t ($\rho_{п}$), а R_f – R_{mf} ($\rho_{ф}$), R_z ($\rho_{шф}$) и R_w ($\rho_{в}$).

Оценка величин R_f была рассмотрена выше. Что касается значений R_{x0} и R_i , то их достаточно надежно можно определить по данным микробокового каротажа (MLL) и по зондам с небольшой глубинностью исследований – 16-ти дюймовому потенциал-зонду, зонду, исследующему ближнюю зону (Proximity Log) или по 8-ми дюймовому зонду бокового каротажа, записываемого в сборке с разноглубокими зондами индукционного каротажа (DIFL). Использование последнего предпочтительнее.

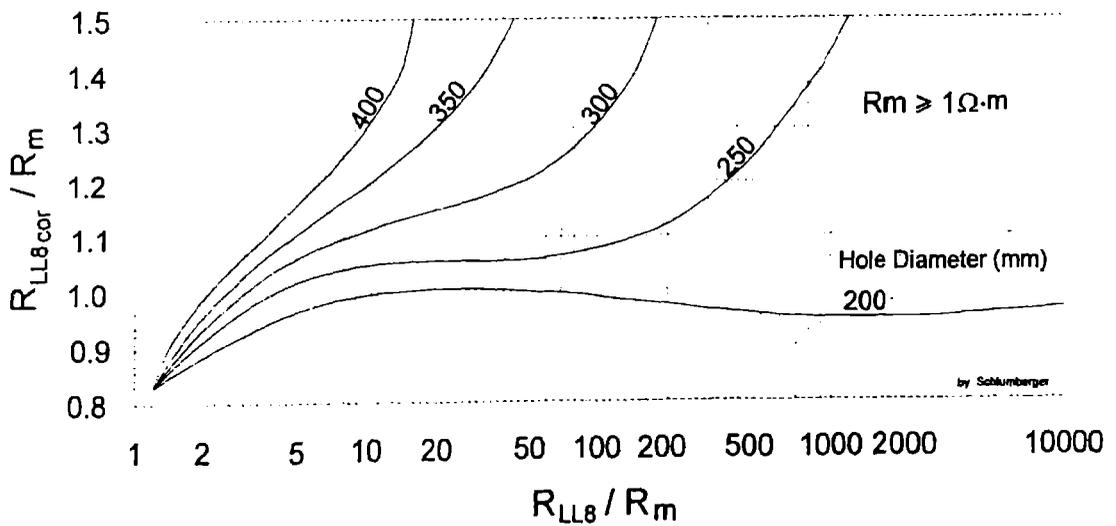
Следует отметить, что оценке величин R_{x0} R_i следует уделять существенное внимание, так как эти величины используются практически по всему диапазону интерпретации – при оценке сопротивления пластовых вод, величин параметра пористости, остаточной газонасыщенности коллекторов и, наконец, при оценке удельного сопротивления пород.

Как уже говорилось, величины R_{xo} и R_i определяются по замерам MLL и LL8 с последующей коррекцией за толщину глинистой корки. Эта коррекция может быть выполнена по нижеприводимым палетка 3-VII и 3-VIII, рис.3.16 и 3.17.



3-VII

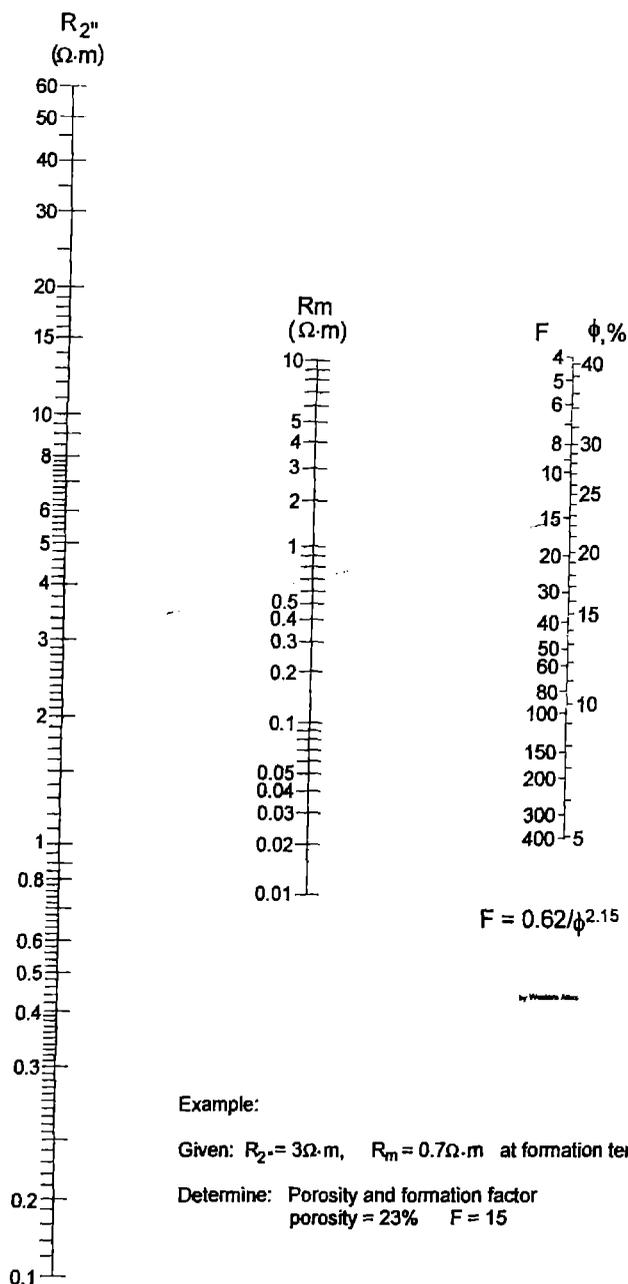
Рис.3.16. Оценка R_{xo} по данным микробокового каротажа (MLL) (по Вестерн Атлас).



3-VIII

Рис. 3.17. Оценка величины R_i ($R_{LL8,cor}$) по замерам зондом LL8 (по Шлюмберже).

При отсутствии замеров сопротивления, характеризующих ту или иную зону пласта, оценочное определение пористости может быть выполнено по замерам потенциал-микрзонда, используя палетку 3-IX, рис. 3.18.



3-IX

Рис. 3.18. Определение пористости и параметра пористости по данным потенциал-микрзонда (по Вестерн Атлас).

3.2.2. Определение пористости по акустическому каротажу

Оценка пористости по данным акустического каротажа часто более предпочтительна другим “каротажам пористости”, так как на оценку матричных значений Δt неоднородность минералогического состава пород влияет в меньшей степени, чем на показания плотного или нейтронного каротажа.

Но и при использовании акустического метода есть своя проблема, которая не дает полной убежденности в достаточно корректном определении пористости по АК. В данном случае имеется в виду линейность связи Δt и пористости во всем диапазоне изменения коллекторских свойств пород. Это вопрос дискуссионный, тем не менее, он существует и не упомянуть об этом, видимо, нельзя.

Для оценки пористости чистых неглинистых пород существует несколько эмпирических выражений:

- это широко известная формула Вилли-Роуза (или т.н. формула “среднего времени”), которая предусматривает наличие линейной прямопропорциональной зависимости $\Delta t \rightarrow f(K_p)$;

$$\text{- формула Раймера и др. - } K_p^{AK} = -a - \left[a^2 + \frac{\Delta t_{ck}}{\Delta t} - 1 \right]^{0.5} \quad 3.15$$

$$\text{где } a = \frac{\Delta t_{ck}}{2\Delta t_{ж}} - 1;$$

- оценка пористости по акустическому формационному фактору

$$K_p^{AK} = 1 - \left[\frac{\Delta t_{ck}}{\Delta t} \right]^{\frac{1}{x}} \quad 3.16$$

где $x = 1.6$ для песчаников (при $\Delta t_{ma} = 55.5 \mu\text{s}/\text{ft}$);
 $x = 1.76$ для известняков (при $\Delta t_{ma} = 47.5 \mu\text{s}/\text{ft}$);
 $x = 2$ для доломитов (при $\Delta t_{ma} = 43.5 \mu\text{s}/\text{ft}$).

Для песчаников все три формулы дают практически одинаковые результаты примерно до значений $\Delta t = 300 \mu\text{s}/\text{m}$ (или до $\approx 30\%$ пористости).

Для известняков в этом же диапазоне изменения Δt и K_p или \emptyset наблюдается некоторое занижение пористости, определяемой по формуле среднего времени. Видимо в данном случае сказывается влияние вторичной (каверновой) пористости.

Более заметные различия в оценке пористости наблюдаются для доломитов – по формуле Раймера наблюдается завышение до 7% по отношению к другим методам.

Свыше $300 \mu\text{s}/\text{m}$ уже наблюдаются существенные расхождения, но практического интереса они не представляют, так как по отношению к горным породам это в большей степени область теоретической пористости

Поскольку вопрос дискуссионный, выбор той или иной формулы может быть представлен на усмотрение интерпретаторов. Но все же предпочтение отдают преимущественно формуле среднего времени. Имеющие при этом место анамальные завышения пористости на временах более $300 \mu\text{s}/\text{m}$, что бывает характерно для слабосцементированных, рыхлых или трещинных пород, учитываются через фактор разуплотнения, о чем будет сказано ниже. Во всяком случае, наиболее правильный выбор может быть определен путем сопоставления полученных результатов с лабораторными исследованиями керна.

Оценку пористости по уравнению среднего времени следует выполнять с учетом глинистости, так как влияние последней может сказываться уже при 5% ее содержания в породе (в зависимости от способа оценки Δt_{ck}). Таким образом, формула среднего времени приобретает вид:

$$K_{п}^{AK} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} - K_{гг} \left(\frac{\Delta t_{гг} - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} \right) \quad \text{для консолидированных пород} \quad 3.17$$

$$K_{п}^{AK} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} \left(\frac{100}{\Delta t_{гг}} \right) - K_{гг} \left(\frac{\Delta t_{гг} - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} \right) \quad \text{для неконсолидированных.} \quad 3.18$$

Параметры формул определяются следующим образом:

Δt - значение интервального времени интерпретируемого пласта, отсчитываемое с диаграммы;

Δt_{ck} - матричные значения времени для пласта, определяемое одним из вышеописанных способов;

$\Delta t_{ж}$ - время в жидкости, насыщающей зону исследования – может быть принято равным 610 $\mu s/m$ для пресных растворов и 560 $\mu s/m$ для соленых. Исследования, выполненные специалистами ВНИИГИК [2] показали, что при этих значениях $\Delta t_{ж}$ ошибка в определении пористости не превышает $\pm 1\%$ (абсолютных) для коллекторов с $K_p < 20\%$ и $\pm 1.5\%$ для $K_p = 30\%$. При известной минерализации раствора $\Delta t_{ж}$ можно определить по номограмме учета термобарических условий [2];

$\Delta t_{гг}$ - интервальное время в глинах, отсчитываемое по диаграмме против пластов неразмытых глин;

$K_{гг}$ - коэффициент глинистости, определяемый одним из вышеприведенных способов.

По сути формула среднего времени является универсальной, поскольку она используется для оценки пористости как моно- так и полиминеральных пород. Но если в первом случае Δt_{ck} можно определить, пользуясь справочными данными (см. например, табл. 2.1.), то при исследовании коллекторов, состоящих из 2-х и более породообразующих минералов Δt_{ck} следует определять попластово, как это было рассмотрено выше.

Кроссплотами парных связей типа CNL-Sonic и пр. или другими ранее приведенными графическими способами целесообразней пользоваться для оперативной оценки пористости, поскольку при этом не учитывается влияние насыщающего поры флюида.

Используя данные акустического метода для оценки пористости, следует принимать во внимание некоторые его особенности.

В принципе метод предназначен для исследования консолидированных пород. В неконсолидированных определяемая пористость будет завышена, поэтому уравнение среднего времени в этом случае используется с введением поправочного коэффициента на разуплотнение пород

$$K_{п}^{AK\text{ попп}} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} \cdot \frac{1}{C_p} \quad \text{или} \quad \varnothing_{SN\text{cor}} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{C_p} \quad 3.19$$

где C_p – коэффициент разуплотнения.

В общем случае $C_p = \frac{\Delta t_{gl} + C}{100}$. Здесь Δt_{gl} - интервальное время вмещающих глин, а C

- некоторая константа, обычно принимаемая равной 1. Интервал исследования считается разуплотненным, если Δt вмещающих глин $\Delta t_{gl} > 100 \mu s/ft$ (или $> 330 \mu s/m$).

Коэффициент разуплотнения можно посчитать по замерам пористости другими методами и по сопротивлению на водоносном пласте:

$$C_p = K_n^{AK} / K_n^{ГК} \text{ - для "чистого" пласта;}$$

$$C_p = K_n^{AK} / K_n^{НК} \text{ и } C_p = 100 K_n^{AK} / K_n^{Pn} \Delta t_{gl} \text{ - для глинистого.}$$

Здесь индексы K_n^{AK} , $K_n^{ГК}$, $K_n^{НК}$ и K_n^{Pn} обозначают пористость, определенную по акустическому, плотностному и нейтронному каротажам, а также по параметру пористости.

В карбонатных породах, характеризующихся наличием вторичной каверновой или трещинной пористости величина K_n или \emptyset , определяемая по формуле среднего времени, будет занижена. В общем случае связь между K_n и Δt при этом будет выражаться соотношением $\Delta t = AK_n + B(1 - K_n)$, где A и B - некоторые коэффициенты, определяемые для интер-претируемого разреза экспериментальным путем. Но поскольку это сделать удается не всегда, пористость карбонатных пород лучше определять по паре $CDL - CNL$ и величину вторичной, в частности - кавернозной пористости при необходимости можно определить как разницу между $\emptyset_{D-N}(\text{density-neutron log})$ и $\emptyset_S(\text{sonic})$.

Присутствие остаточных УВ в зоне исследования акустическим методом завышает показания Δt . В этих случаях величины \emptyset_S корректируются путем введением поправочных коэффициентов - 0.7 при остаточной газонасыщенности и 0.9 при остаточной нефтенасыщенности. Следует отметить, что величина коэффициента 0.7 для газа достаточно дискуссионна и может характеризовать частный случай. Например, в отечественных разработках по интерпретации величина этого коэффициента принимается равной 0.8. Одним из авторов настоящей работы при исследовании газонасыщенных коллекторов Штокмановского месторождения установлен скользящий характер данного коэффициента, изменяющийся от 0.68 до 0.95 - в зависимости от емкостных свойств коллектора и характера его вскрытия. Поэтому более приемлемым будет величина равная 0.8.

Необходимо обратить внимание на следующую практическую рекомендацию. Перед началом работ с кривой акустического каротажа ее следует просматривать на предмет пропуска циклов, которые часто имеют место в разуплотненных и трещиноватых породах, в газонасыщенных зонах, при разгазировании бурового раствора или когда исследования ведутся в скважинах большого диаметра (12-14 дюймов). Пропуски также могут быть в случае применения маломощных источников или приемников с низкой разрешающей способностью.

3.2.3. Оценка пористости по данным плотностного каротажа

Это основной вид каротажа пористости, при помощи которого можно помимо оценки пористости учитывать влияние газонасыщенности пород, определять их литологию и минеральный состав, плотность УВ и пр.

Измеряемая объемная плотность является функцией матричной плотности и плотности флюидов, насыщающих породу в пределах зоны исследования.

В общем случае пористость по данным плотностного каротажа рассчитывается, как уже упоминалось в Главе 2, по формуле $\emptyset_D = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f)$, где ρ_{ma} , ρ_b и ρ_f - плотность матрицы, объемная плотность и плотность флюида, соответственно.

Плотность матрицы определяется одним из вышеописанных способов, объемная плотность снимается с диаграммы на интервале пласта, а плотность флюида при заполнении скважины высокоминерализованным буровым раствором принимается равной 1.1 г/см³, пресным – 1 г/см³ и с растворенным газом – 0.7 г/см³. При наличии сведений о минерализации бурового раствора плотность его может быть определена по номограмме рис. 2.5, приведенной в Главе 2.

При исследовании в скважинах, заполненных пресными буровыми растворами, оценка пористости может быть выполнена по упрощенной формуле

$$K_n = \frac{\delta_{cx} - \delta_{nl} - \Delta\delta_{nl}}{\delta_{cx} - 1} \quad \text{или} \quad \varnothing_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{L.O.G} - \Delta\rho_b}{\rho_{ma} - 1} \quad 3.20.$$

где $\rho_{L.O.G}$ и $\Delta\rho$ – объемная плотность и величина коррекции, снимаемые с диаграммы.

Присутствие глинистости занижает показания плотностного каротажа, поэтому при оценке пористости необходимо введение поправки за глинистость. Поправку можно ввести по соответствующим палеткам [4], но проще это сделать по формуле

$$K_n^{ГГК} = \frac{\delta_{cx} - \delta_{nl}}{\delta_{cx} - \delta_{ж}} - K_{:г} \cdot \frac{\delta_{cx} - \delta_{:г}}{\delta_{cx} - \delta_{ж}} \quad 3.21$$

Это также своего рода универсальная формула, так как по ней можно определять пористость как моно- так и полиминеральных пород – вопрос только в правильном подборе величины матричной плотности. Эта величина может быть определена либо по справочным данным (см. например, табл. 2.3), если известен минеральный состав породы и количественное соотношение породообразующих минералов, либо попластово по приведенной выше методике.

Выше мы говорили о необходимости введения поправок за влияние трех основных факторов – минералогического состава пород, глинистости и влияния скважины. Это относится ко всем методам оценки пористости.

Влияние первого фактора в определенной мере учтено подбором матричной плотности, второго – формулой 3.21. Влияние скважины в принципе компенсируется конструкцией прибора, тем не менее, оно остается и при необходимости точной оценки величины пористости его нужно учитывать. Для этого существуют различные палетки, одна из которых (3-Х) приведена ниже на рис. 3.19. в качестве примера.

Присутствие газа или легкой нефти в зоне исследования обычно занижает показания регистрируемой объемной плотности и тем самым завышает рассчитываемую пористость. В общем случае полное значение δ_n может быть записано как $\delta_n = \delta_{\text{замер}} + \Delta\delta$ или $\rho_b = \rho_{L.O.G} + \Delta\rho$,

где $\Delta\delta = 1,07K_n K_{\text{он}} [(1,11 - 0,15P)\delta_{\phi} - 1,11\delta_n - 0,03]$ - для нефтенасыщенных пород;

$\Delta\delta = 1,07K_n K_{\text{ог}} [(1,11 - 0,15P)\delta_{\phi} - 1,24\delta_r]$ - для газонасыщенных.

И пористость для газонасыщенных, например, пород рассчитывается по формуле

$$K_n^{ГГК} = \frac{\delta_{cx} - \delta_{nl} + 1,07\sqrt{\rho_{\phi} / \rho_m} (1,11 - 1,24\delta_r)}{\delta_{cx} - 1 + 1,97(1,11 - 1,24\delta_r)} \quad \text{или}$$

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{LOG} + 1.07\sqrt{R_{mf}/R_{xo}}(1.11 - 1.24\rho_h)}{\rho_{ma} - 1 + 1.97(1.11 - 1.24\rho_h)} \quad 3.22$$

где δ_r или ρ_h – плотность газа, величину которого можно определить по нижеследующей палетке 3-XI, рис. 3.20.

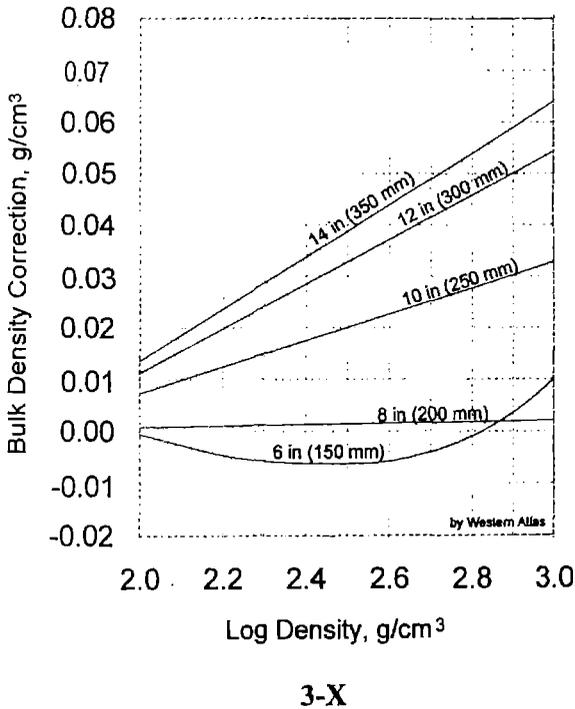


Рис. 3.19. Пример учета влияния скважины для приборов серии CDL-2227 по Вестерн Атлас. (Буровой раствор пресный)

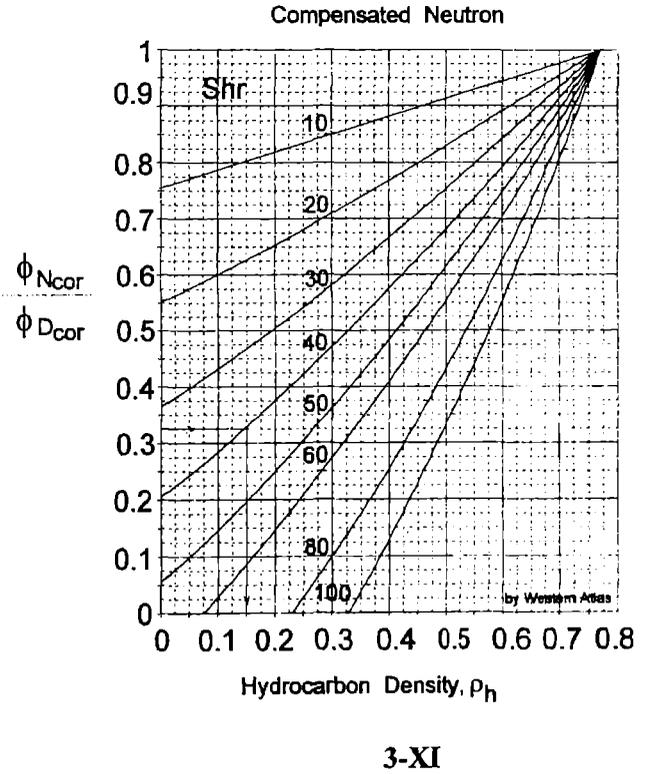


Рис. 3.20. Оценка плотности газа в слабглинистых породах (по Вестерн Атлас).

На палетке 3-XI величины ϕ_N и ϕ_D (или K_n^{HK} и $K_n^{\Gamma K}$) скорректированы за влияние глинистости. Палетка приведена для приборов с компенсацией влияния скважины (CNL), как более часто встречающихся в практике работ. Аналогичные палетки разработаны и для приборов с прижимным башмаком (SNP).

Оценка плотности газа может быть выполнена и расчетным путем по формуле 3.23, приведенной, опять таки, для приборов серии CNL.

$$\delta_r = \frac{K_n^{HK} / K_n^{\Gamma K} - 1 + K_{oc}(1.87 + 0.72K_n^{HK} / K_n^{\Gamma K})}{K_{oc}(2.67 + 0.75K_n^{HK} / K_n^{\Gamma K})} \quad \text{ИЛИ}$$

$$\rho_h = \frac{\phi_{Ncor} / \phi_{Dcor} - 1 + S_{hr} (1.87 + -0.72 \phi_{Ncor} / \phi_{Dcor})}{S_{hr} (2.67 + 0.75 \phi_{Ncor} / \phi_{Dcor})} \quad 3.23$$

3.2.4. Оценка пористости по данным нейтронного каротажа

Как было отмечено выше, нейтронный каротаж выполняется приборами с прижимным башмаком (SNP) и с компенсацией влияния скважины – CNL. Для замеров этими приборами характерно следующее.

Присутствие глинистой корки (h_{mc}) заметно повышает показания SNP вследствие высокого содержания в корке водорода. На показаниях приборов типа CNL это практически не сказывается, во всяком случае, погрешности из-за введения поправки за h_{mc} несущественны. Учет влияния глинистой корки осуществляется по соответствующим палеткам [8].

Показания приборов обоих типов откалиброваны по известняку и записываются в единицах пористости. Если исследуемый разрез представлен известняками, значения пористости можно снимать непосредственно с диаграмм, в противном случае необходима коррекция за литологию. Это выполняется по соответствующим палеткам, например – 3-ХII, рис. 3.21., либо путем введения соответствующего коэффициента (литологического фактора), который для приборов различных серий несколько видоизменяется. Например, для приборов серии 2418, 2420 фирмы Дрессер Атлас оценка пористости может быть выполнена по формулам:

$$K_{п} = K_{п}^{HK} - K_{гг} K_{пгг}^{HK} + 4 \quad \text{или} \quad \emptyset = \emptyset_{ls} - V_{sh} \emptyset_{shls} + 4 \quad - \text{ для песчаников} \quad 3.24$$

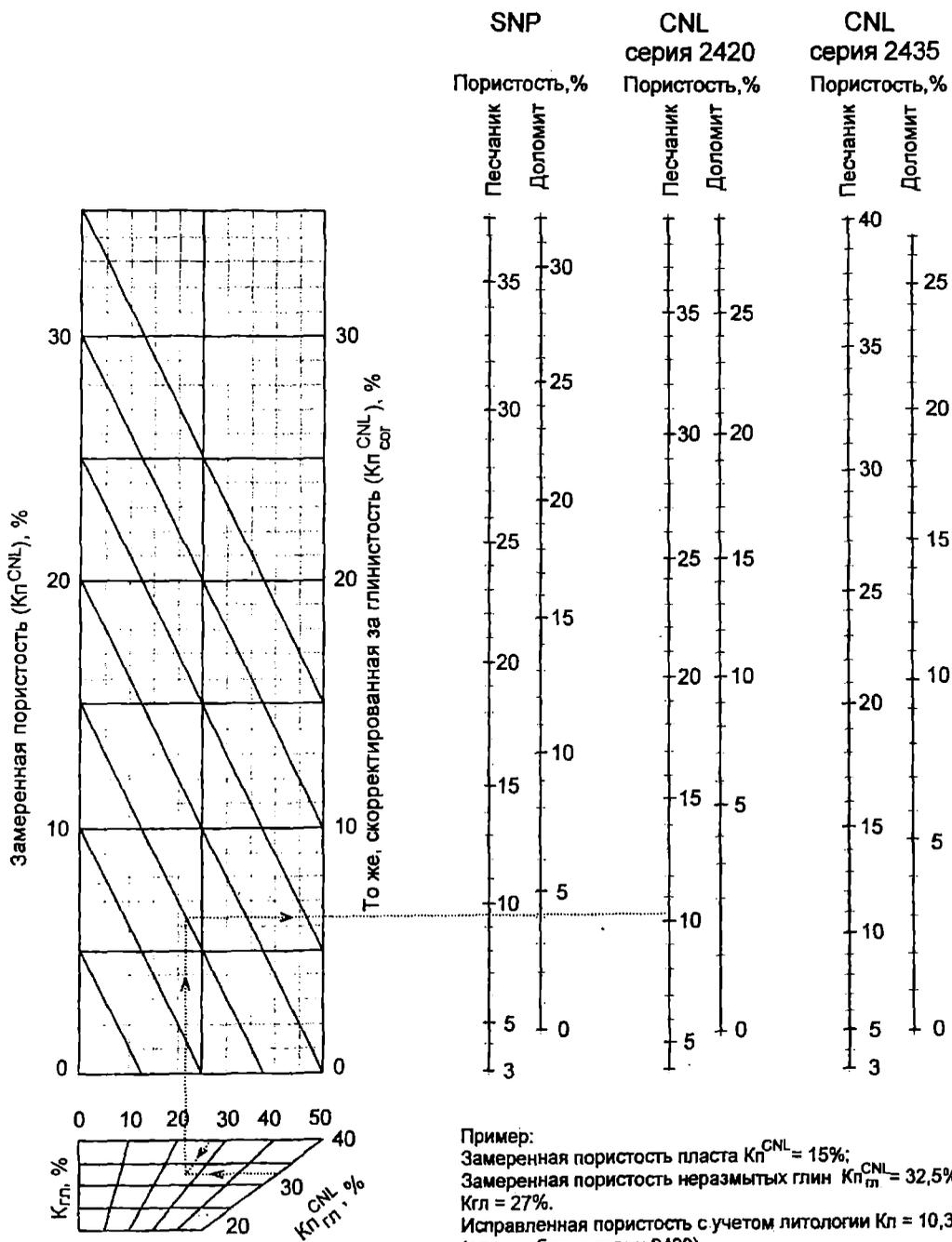
$$K_{п} = K_{п}^{HK} - K_{гг} \cdot K_{пгг}^{HK} - 6 \quad \text{или} \quad \emptyset = \emptyset_{ls} - V_{sh} \emptyset_{shls} - 6 \quad - \text{ для доломитов} \quad 3.25$$

Здесь \emptyset_{ls} - известняковая пористость, отсчитанная по диаграмме ($K_{п}^{HK}$);
 V_{sh} - коэффициент глинистости ($K_{гг}$);
 \emptyset_{shls} - пористость глин, отсчитанная по диаграмме; ($K_{пгг}^{HK}$)
 4; 6 - поправочные коэффициенты.

Поправочные коэффициенты не являются постоянными. Если, например, для песчаников поправочный коэффициент +4 одинаков практически по всему диапазону изменения пористости, то для доломитов с изменением известняковой пористости от 11% до 1.5% поправка меняется от 5% до 0. Для приборов серии 2435 той же фирмы эта поправка изменяется с изменением пористости. Например, в диапазоне изменения пористости известняка от 3% до 30% поправка для песчаников изменяется от + 4 до + 5.4% , для доломитов от – 2% до – 7.3%.

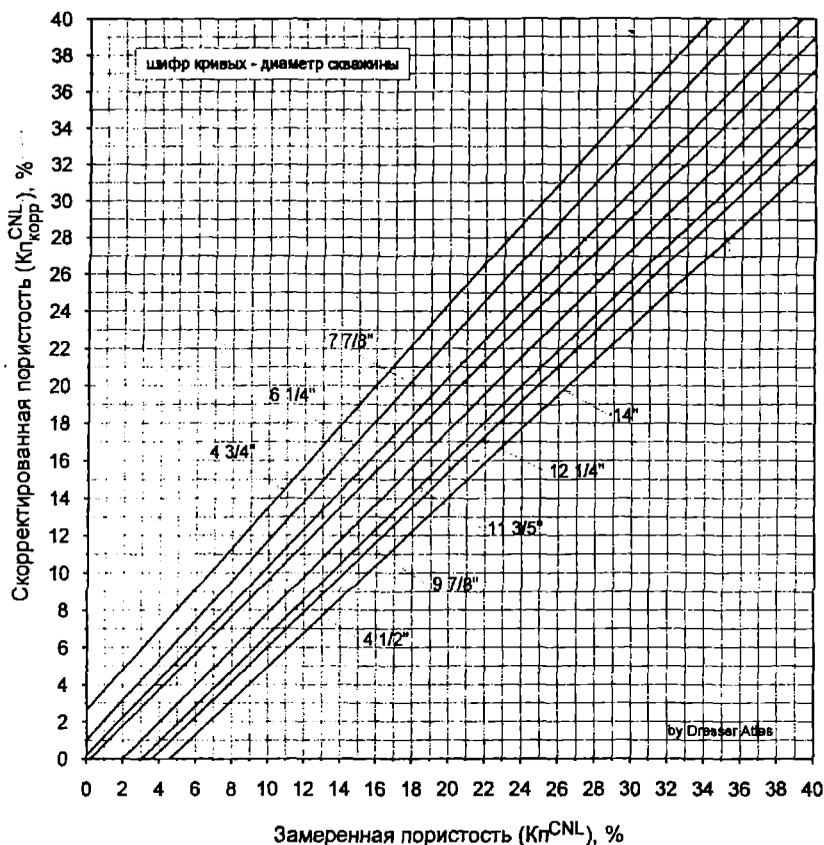
Используя для оценки пористости формулы 3.24. и 3.25., мы фактически учитываем влияние двух факторов – литологии и глинистости. И, несмотря на то, что приборы нейтронного каротажа выпускаются с компенсацией влияния скважины, все же необходимо учитывать и этот фактор. Выполняется данный учет по соответствующим палеткам, одна из которых (3-ХIII) приведена на рис. 3.22.

Поправка за влияние скважины вводится в первую очередь, т.е. отсчитываемая по диаграмме известняковая пористость корректируется за диаметр скважины и потом подставляется, например, в формулу 3.24.



3-ХП

Рис.3.21. Палетка для определения пористости по данным CNL с коррекцией за глинистость и литологию (по Вестерн Атлас).



3-ХІІІ

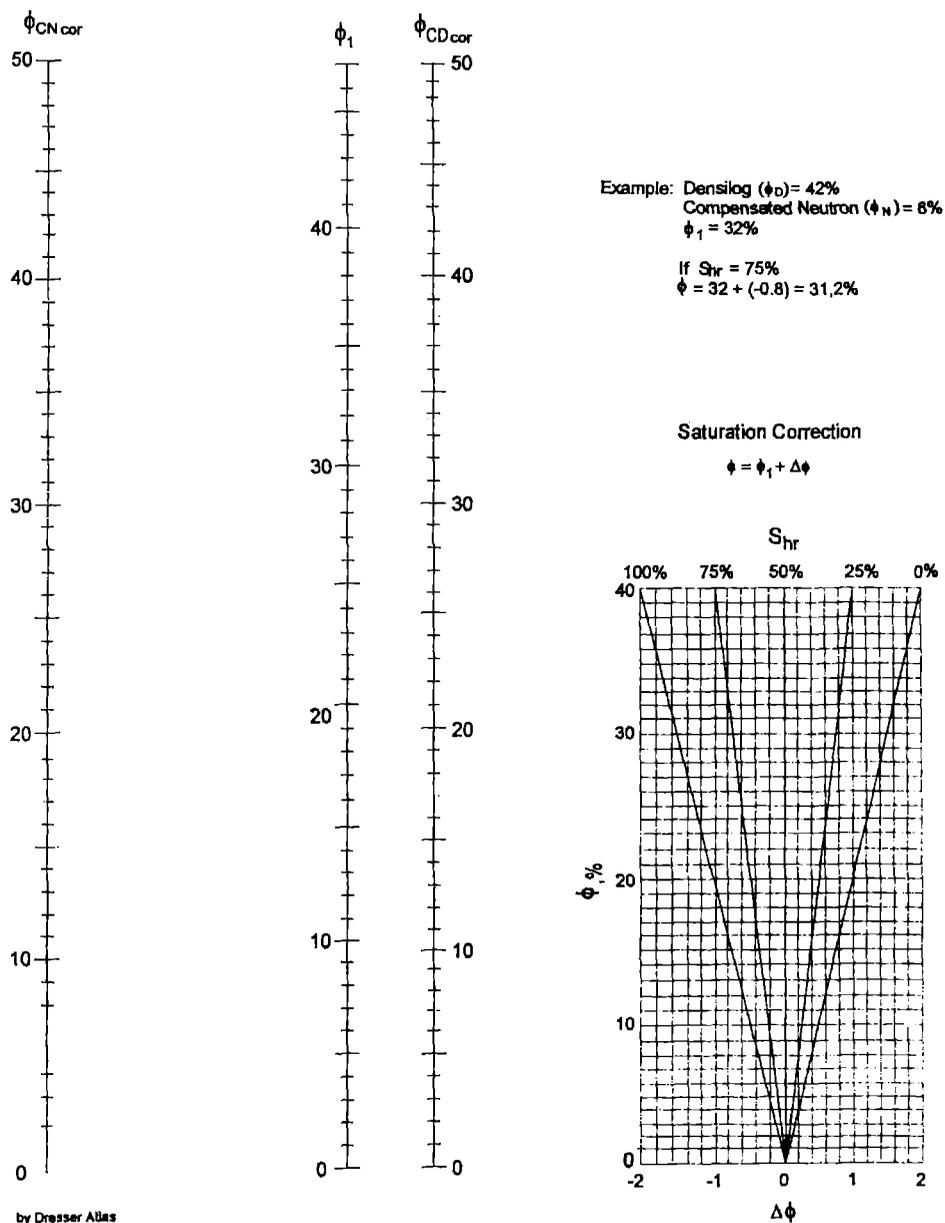
Рис. 3.22. Учет влияния скважины на показания приборов серии CNL- 2418 – 2420 (по Дрессер Атлас).

Следует оговориться, что для приборов различных серий палетки могут несколько отличаться. Так, например, данная палетка рассчитана для приборов серии 2418-2420 CNL и если ею воспользоваться для коррекции показаний прибора серии 2413 CNL отличия будут составлять от +1,5% для $d_{\text{скв}} = 4\frac{3}{4}"$ до -1,5% для $d_{\text{скв}} = 14"$ (отсчет от $d_{\text{скв}} = 7\frac{7}{8}"$, при котором поправка не вводится).

Выше оговаривалось, что при желании можно вводить и другие поправки. Для приборов нейтронного каротажа их достаточно много. Кроме рассмотренных это поправки за минерализацию буровых растворов, их удельный вес, за эксцентриситет приборов, за температуру и давление – все они вводятся по соответствующим палеткам [4, 7, 8]. Но введение всех этих поправок вряд ли добавит интерпретатору уверенности в правильности определения конечного результата.

В зонах, насыщенных легкими УВ, показания CNL сильно занижены вследствие низкой концентрации здесь атомов водорода. Учет влияния остаточной газонасыщенности в таких зонах выполняется по замерам плотностного и нейтронного каротажа, которые выполняются, как правило, совместно. Об этом будет сказано ниже.

Учет влияния остаточных УВ может производиться и при помощи различных палеток, одна из которых (3-ХІV) приведена на рис. 3.23. в качестве примера.



3-XIV

Рис. 3.23. Коррекция величины пористости за влияние остаточных УВ (по Дрессер Атлас).

3.2.5. Определение пористости по “парным связям”

Когда порода состоит хотя бы из двух породообразующих минералов, находящихся в неизвестном количественном соотношении, определение пористости каким-либо одним методом вызывает уже определенные затруднения, которые существенно увеличиваются, если поры насыщены флюидом, отличным по свойствам от воды - легкими УВ (газом). В таких случаях определение пористости следует выполнять по паре методов,

характеризующих различные свойства пород. При этом плотностной и нейтронный каротажи характеризуют преимущественно общую пористость - как первичную, так и вторичную, а акустический - в большей мере характеризует распределение первичной пористости. Поэтому для оценки открытой пористости чаще используют акустический метод в комплексе с нейтронным.

Комплексирование методов пористости, характеризующих различные физические свойства пород и влияние их минералогического состава, позволяет оценить величину пористости более надежно.

Проще всего эту оценку выполнять по кроссплотам парных связей типа $\varnothing_N - \Delta t$, $\varnothing_N - \rho_b$, $\Delta t - \rho_b$, примеры которых были рассмотрены выше. Кроссплоты построены для основных литотипов пород - песчаников, известняков и доломитов при фиксированных значениях основных свойств флюидов, насыщающих поровое пространство пород в зоне глубинности исследования каротажной пористости - $\rho_b = 1$ и 1.1 g/cm^3 и $\Delta t = 185$ и $189 \text{ } \mu\text{s/ft}$. Поскольку данная зона насыщена преимущественно фильтратом бурового раствора, то эти величины плотности и интервального времени приняты для пресных и минерализованных растворов, соответственно. Линии литотипов проградуированы в масштабе пористости со смещением на величину литологического фактора по отношению к основной (известняковой) пористости, см, рис. 3.13., 3.14. Ось ординат, проградуированная в масштабе ρ_b или Δt , может быть продублирована в масштабе пористости, просчитанным с матричным значением, заданным для того или иного литотипа, см. рис. 3.13. Например, в руководствах по интерпретации фирмы Вестерн Атлас аналогичные кроссплоты дополнены шкалами пористости, просчитанными для песчаников, известняков и доломитов.

При исследовании мономинеральных пород точки с координатами $\rho_b - \varnothing_N$, $\Delta t - \varnothing_N$ и пр., ложатся на линию какого-либо литотипа (или вблизи линии). Для целей оперативной интерпретации пористость можно определить непосредственно по шкале линии литотипа, либо опустив перпендикуляр из точки пласта на эту линию (например, точка А на рис.3.13).

Если сведений о мономинеральном типе пород нет и точки располагаются между линиями литотипов, то порода представлена либо двумя породообразующими минералами, либо их смесью.

В первом случае пористость можно определить по процентному вкладу основных минералов. Например, та же точка А на рис. 3.13., расположенная между линиями известняка и песчаника, характеризует их соотношение как $\approx 48 \times 52 \%$. Пористость в данном случае определяется как сумма вкладов доли минералов: $(0.48 \times 15.3\%) + (0.52 \times 13\%) = 14.1\%$.

Если минералов более 2, оценка пористости несколько сложнее. Для этого необходимо оценивать пористость по каждому методу, используемому в кроссплоте, отдельно (с введением необходимых поправок), шкалы кроссплота представлять в масштабе пористости, рис. 3.24. и дальнейшую оценку производить аналогично вышеописанному, как для двух-компонентного состава породы. Выбор шкалы пористости по оси ординат определяется по комплексу характерных признаков данных ГИС либо по описанию керна, г.е. интерпретатор всегда имеет представление об интерпретируемом разрезе - терригенный, карбонатный и т.д. При необходимости могут быть привлечены и описания керна. Основываясь на своих представлениях, интерпретатор и определяет, какой шкалой пористости пользоваться - с $\rho_{\text{маа}} = 2.65, 2.71$ или 2.86 г/см^3 .

В принципе пользование такого рода кроссплотами интересно тем, что интерпретатор получает некоторое представление о соотношении породообразующих минералов и может таким то образом уточнить величину матричных значений плотности или интервального времени, пользуясь справочными данными и в дальнейшем выполнять оценку пористости по одному методу.

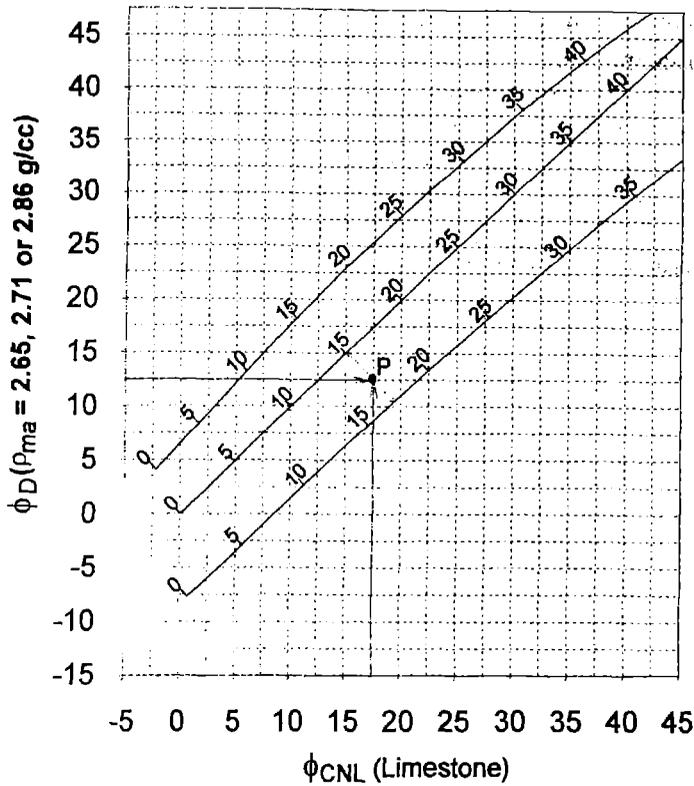


Рис. 3.24. Пример определения пористости полиминеральных пород по кроссплоту парной связи CNL-CDL (по Шломберже)

Кроссплот с акустическим каротажем Sonic – CNL обычно используют для интерпретации слабоглинистых разрезов. В остальных случаях предпочтительней кроссплот CNL – CDL. Кроссплот Sonic – CDL для оценки пористости, как правило, не используют, так как линии литотипов на нем сближены и могут быть допущены существенные погрешности в оценке пористости. В основном этот кроссплот используют для идентификации эвапоритовых пород.

Как отмечалось выше, присутствие легких УВ в зоне исследования сильно усложняет оценку пористости по данным акустического или плотностного каротажа, требуя введения поправочных коэффициентов и практически исключает эту возможность по данным нейтронного.

Более дифференцированную оценку пористости можно получить по паре CNL – CDL. Присутствие газа в породе влияет на показания этих методов как бы разнонаправленно – занижая показания K_n^{HK} и завышая δ_n . Поэтому при совместной записи выделение газонасыщенных пластов по кривым K_n^{HK} и δ_n не составляет особого труда.

При оценке пористости по данным этих методов может быть три случая.

Влияние остаточной газонасыщенности на показания обеих методов равнозначно. Тогда пористость определяется по уравнению

$$K_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{(K_n^{\text{ГГК}})^2 + (K_n^{\text{HK}})^2}{2}} \quad 3.26$$

Второй случай – когда воздействие газонасыщенности на показания методов неодинаково и форма кривых не является как бы зеркальным отображением друг друга. Это бывает когда, например, глубинность измерения CDL в пределах зоны проникновения, а исследования CNL более глубокие и выходят за пределы этой зоны.

Третий случай – когда газонасыщенные коллекторы являются глинистыми. Влияние глинистости в определенной мере компенсирует влияние газа и нивелирует показания обеих методов.

С достаточным приближением оценка пористости в таких случаях может быть выполнена по формулам:

$$\text{для приборов CNL} \quad K_{\Pi} = \frac{(0.22Kn_{кор}^{НК} + 0.78Kn_{кор}^{ГГК})}{(1 + 0.14K_{ог})} \quad 3.27.$$

$$\text{для приборов SNP} \quad K_{\Pi} = \frac{(0.3Kn_{кор}^{НК} + 0.7Kn_{кор}^{ГГК})}{(1 + 0.14K_{ог})} \quad 3.28$$

$$\text{где } K_{\Pi} = K_{\Pi_1} + \Delta K_{\Pi} \text{ и } \Delta K_{\Pi} = -K_{\Pi_1} \left[1 - \frac{1}{(1 + 0.14R_{ог})} \right];$$

$K_{ог}$ – остаточная газонасыщенность промытой зоны, определяемая по данным MLL (или MBK) как $K_{ог} = 1 - K_{овп}$.

Пористость по нейтронному и плотностному каротажу скорректирована за влияние скважины и за глинистость.

При $K_{ог} \rightarrow 0$ формула 3.27. приобретает вид $K_{\Pi} = 0.78K_{\Pi}^{ГГК} + 0.22K_{\Pi}^{НК}$.

Сопоставление расчетных данных с керновыми определениями пористости показали, что данная формула дает наиболее близкие к ним величины.

Присутствие глинистости в составе породы влияет на показания практически всех методов каротажных исследований, используемых в количественной интерпретации. Это влияние в общем случае можно сформулировать следующим образом:

- глинистость занижает пористость, определяемую по плотностному каротажу за исключением случаев, когда $\delta_{гг} = \delta_{ск}$;
- завышает кажущуюся пористость по нейтронному каротажу;
- занижает величину R_t (или ρ_n) в продуктивных пластах и завышает ее в водонасыщенных, что затрудняет выделение продуктивных интервалов;
- занижает амплитуду кривой SP и в большинстве случаев это занижение соответствует глинистости пласта.

Влияние глинистости снижается в породах, насыщенных раствором с высокой минерализацией.

Что касается оценки пористости, то первой ступенью интерпретации глинистых коллекторов является определение величины их глинистости. Чаще всего речь идет об объемной глинистости $K_{гл}$ (или V_{sh}).

Вторая ступень заключается в коррекции пористости за влияние глинистости. Коррекция выполняется по соответствующим палеткам или формулам, часть из которых были рассмотрены ранее. Если используются парные связи типа CNL – CDL, коррекция может выполняться по следующим формулам:

$$K_{\Pi_{кор}}^{НК} = K_{\Pi}^{НК} - \left[\left(\frac{Kn_{гг}^{НК}}{0.45} \right) \cdot 0.3 \cdot K_{гг} \right] \quad 3.29$$

$$K_{П\text{кор}}^{\text{ГГК}} = K_{П}^{\text{ГГК}} - \left[\left(\frac{Kn_{\text{ст}}^{\text{ГГК}}}{0.45} \right) \cdot 0.13 \cdot K_{\text{гл}} \right] \quad 3.30$$

В дальнейшем для оценки пористости может быть использовано ранее приводимое уравнение $K_{\text{пср}} = \sqrt{[(K_{П}^{\text{ГГК}})^2 + (K_{П}^{\text{НК}})^2]} / 2$.

Графический способ учета глинистости реализован в кроссплотах CNL – CDL – или так как это показано на рис. 3.23, где можно оперировать с величинами пористости, откорректированными за влияние глинистости ранее, или так как показано на рис. 3.25, когда можно скорректировать пористость одновременно с оценкой величины глинистости.

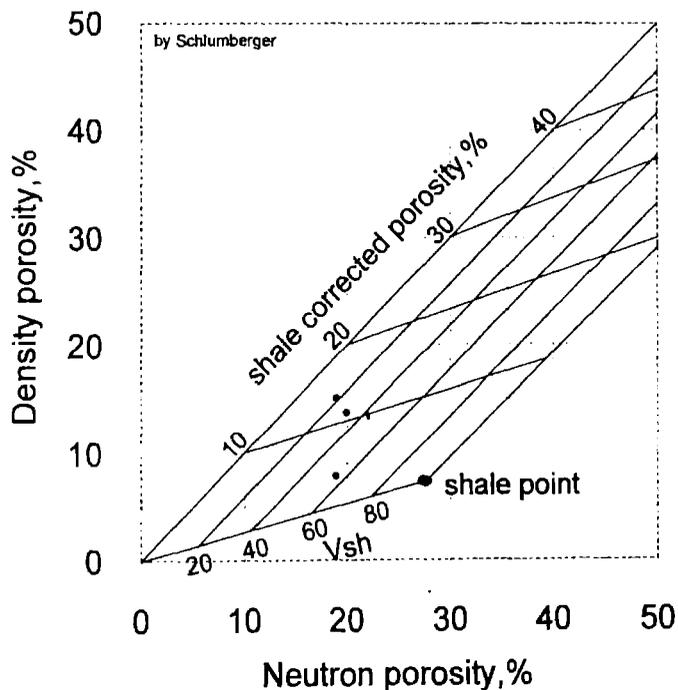


Рис. 3.25. Способ коррекции пористости за влияние глинистости по кроссплоту CNL – CDL (по Шлюмберже).

Параметры точки глин, вынесенной на кроссплот определяются по вмещающим на пласте неразмытых глин, исходя из положения, что свойства глинистых минералов вмещающих пород и коллектора близки.

3.3. Определение удельного сопротивления пласта

В настоящее время каротаж сопротивления выполняется преимущественно двухзондовыми приборами бокового или индукционного каротажа, обеспечивающими измерения на различных глубинах одновременно. Поэтому и оценка удельного сопротивления пород здесь рассматривается применительно к приборам такого типа.

Как указано выше, наиболее целесообразно использование бокового каротажа для исследования высокоомных разрезов или в условиях заполнения скважины высокоминерализованным буровым раствором. Индукционный наиболее эффективен при исследовании низкоомных разрезов при бурении на пресных растворах. При исследовании терригенных отложений в скважинах, пробуренных на слабоминерализованных растворах возможно использование обоих методов. Выбор более информативного, как уже упоминалось в Главе 1, можно осуществить по палетке, приведенной на рис. 1.3. В первом приближении для выбора метода ИК должно соблюдаться условие $R_{mf} \geq 2.5R_w$.

В подавляющем большинстве случаев на показания обеих методов оказывает влияние окружающая среда и при оценке удельного сопротивления следует показания зондов корректировать за влияние скважины и вмещающих отложений.

Показания зондов бокового каротажа, как правило, исправляют за влияние скважины, что можно выполнить по палеткам 3-XV и 3-XVI, приведенным на рисунке 3.26. Палетки приведены для условий однородной среды при замерах в скважине диаметром 8 дюймов с соотношением $R_{LLa} / R_m = 20$. (R_{LLa} отсчет с диаграммы зонда - ρ_k). Прибор центрирован.

Поправку за влияние вмещающих пород вводят редко, так как она для пластов более 1 м мала и ею можно пренебречь. Вводить ее имеет смысл при соотношении $R_{LLa} / R_{sh} \geq 10$, что при исследовании терригенных разрезов встречается не часто. Коррекция за влияние вмещающих достигает заметной величины при толщине пласта менее 0.9 м. Величину поправки в таких случаях можно определить по палеткам 3-XVII и 3-XVIII, рис 3.27. Эту поправку вводят после коррекции показаний зондов за влияние скважины.

Способ пользования палетками прост и не требует дополнительных пояснений.

В дальнейшем определение удельного сопротивления осуществляется по соотношению исправленных величин R_{LLD} и R_{LLS} и по сопротивлению промывной зоны R_{xo} , также предварительно откорректированному.

Величина R_{xo} определяется по данным микрометодов - MLL, MicroSFL или Proх (каротаж ближней зоны), а при отсутствии таковых - по формуле

$$\rho_m = \frac{0.62 \cdot \rho_\phi}{K_n^{2.15} (1 - K_m)^2} \quad \text{или} \quad R_{xo} = \frac{0.62 R_{mf}}{\phi^{2.15} (1 - S_{or})^2} \quad 3.31.$$

где K_{on} или S_{or} - остаточная нефтенасыщенность, равная в водоносных пластах нулю.

Показания микрометодов обычно корректируют за толщину глинистой корки h_{mc} , влияние которой можно не учитывать при толщине h_{mc} менее $\frac{1}{4}$ дюйма. В этих случаях $R_{xo} \approx R_{MLL} = R_{Prox}$ и значения R_{xo} можно отсчитывать непосредственно с диаграмм.

Чаще всего величину R_{xo} оценивают по данным MLL с последующей коррекцией по соответствующим палеткам (например - 3-VII, рис.3.16.).

Определение истинного (или удельного) сопротивления пласта R_t производится по палетке 3-XIX, приведенной в качестве примера на рис. 3.28. Палетка содержит серию кривых, позволяющих определить R_t по данным R_{LLD} или по соотношению R_t / R_{xo} . Одновременно определяется и диаметр зоны проникновения d_i . Способ определения R_t ясен из рисунка. Например: Дано: $R_{LLD} / R_{xo} = 63 \Omega\text{-m} / 3 \Omega\text{-m} = 21$; $R_{LLD} / R_{LLS} = 63 \Omega\text{-m} / 10 \Omega\text{-m} = 6.3$.

Определяем: $d_i = 50 \text{ in.}$; $R_t / R_{xo} = 31.5$; $R_t = 31.5 \times 3 = 94.5 \Omega\text{-m}$.

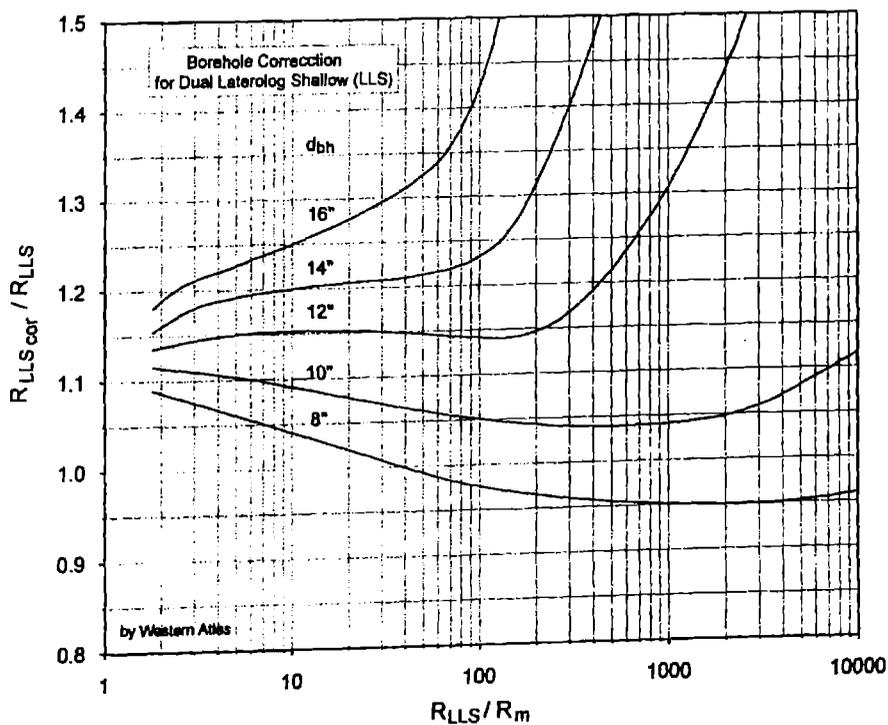
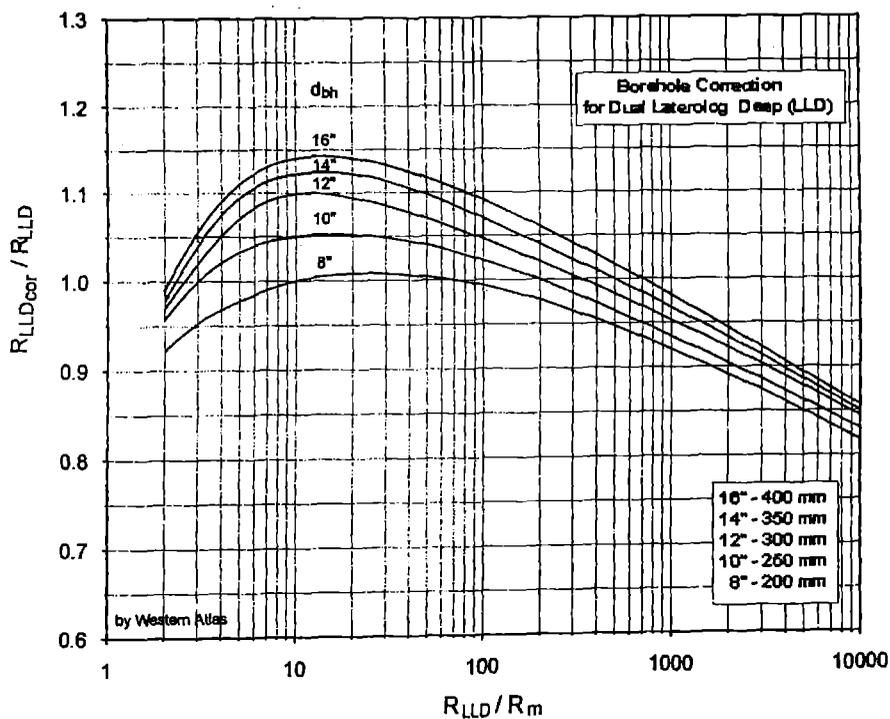
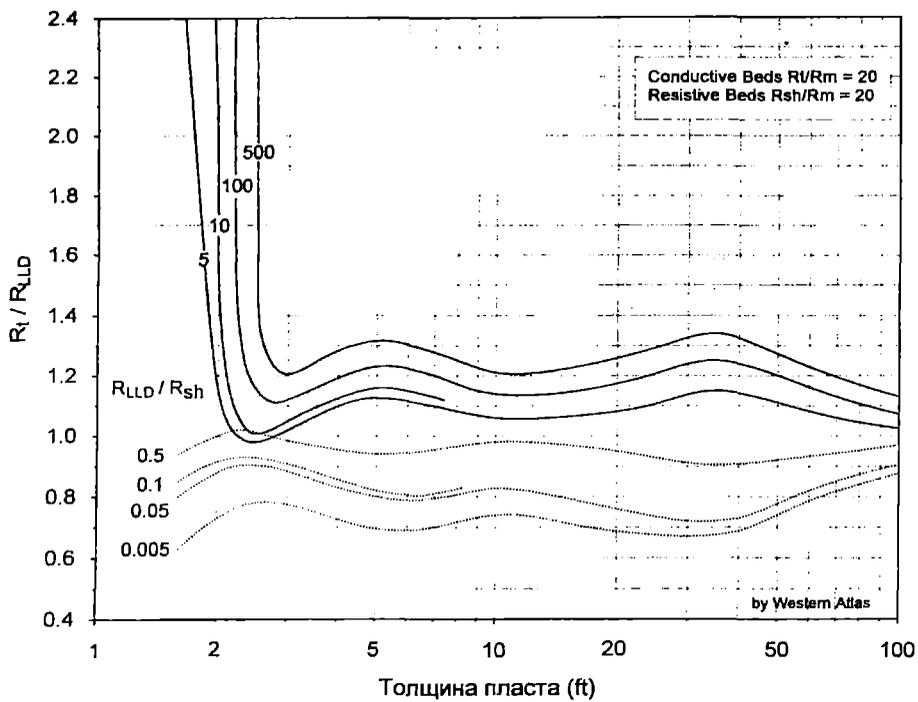
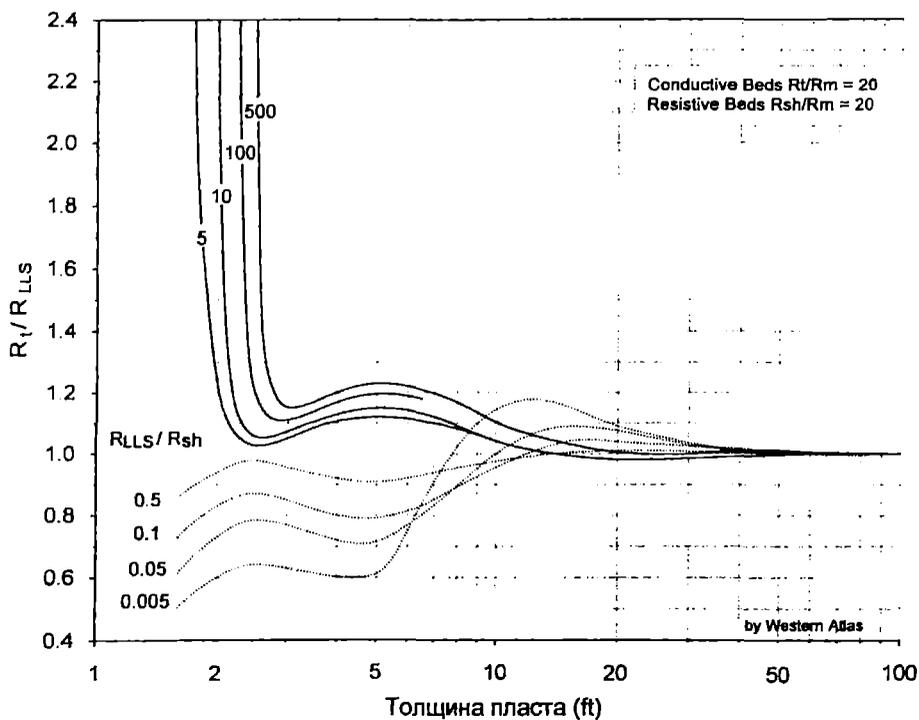


Рис. 3.26. Палетки для корректировки показаний зондов бокового каротажа за влияние скважины (по Вестерн Атлас).



3-XVII



3-XVIII

Рис. 3.27. Палетки для корректировки показаний зондов бокового каротажа за влияние вмещающих пород (по Вестерн Атлас).

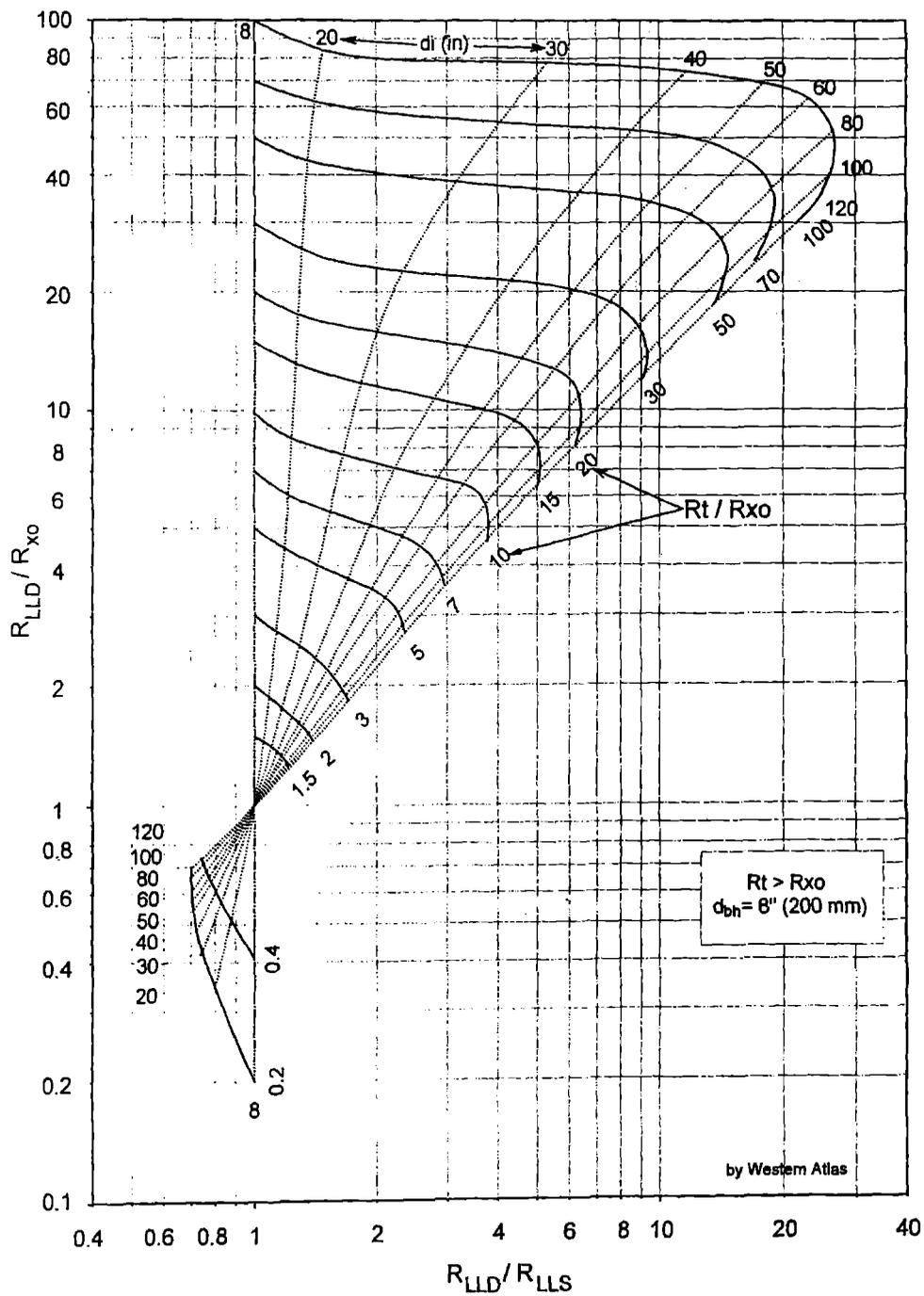


Рис. 3.28. Палетка для определения удельного сопротивления пород по данным бокового каротажа (по Вестерн Атлас).

Определение удельного сопротивления пластов по данным индукционного каротажа осуществляется по соотношению показаний зондов, записанных в одной сборке прибором типа DIFL (два зонда индукционного каротажа и зонд короткого бокового, например - LL8) Одновременные замеры зондами с различной глубиной исследований позволяют определить сопротивление различных зон пласта и по их соотношению оценить характер проникновения и его диаметр.

Показания зондов индукционного каротажа, используемые для оценки R_t , также необходимо корректировать за влияние окружающей среды.

Показания, в основном, исправляются за влияние вмещающих пород. На рис. 3.29 приведен ряд экспериментальных зависимостей, позволяющих выполнить коррекцию показаний “глубокого” зонда ИК при различных сопротивлениях вмещающих пород.

Поправку за влияние скважины вводят в случаях применения высокоминерализованных буровых растворов. При сопротивлении раствора даже в $1 \Omega\text{-m}$ величина поправки для централизованного прибора не превышает 5 mho/m и значительно уменьшается при децентрализации прибора.

Оценка удельного сопротивления по данным индукционного каротажа выполняется по соотношению показаний “разноглубоких” зондов ILD/ILS и сопротивлению зоны проникновения, измеренной зондом с небольшой глубиной исследования. Палетка для определения R_t^{IL} (3-XX) приведена на рисунке 3.30. Способ определения аналогичен оценке R_t^{IL} . Одновременно с R_t оценивается и глубина зоны проникновения d_i .

Палетки 3-XIX и 3-XX рассчитаны для случаев понижающего проникновения, т.е. когда $R_{xo} < R_t$. При повышающем проникновении ($R_{xo} > R_t$) оценку R_t можно выполнить по правой части палетки 3-XXI, рис. 3.31.

Приведенные палетки 3-XIX – 3-XXI являются лишь минимально необходимой частью существующих палеток, обеспечивающей определение R_t при различных соотношениях сопротивления зон пласта. В комплекте таких палеток может быть значительно больше. Например, фирма Шлюмберже предлагает аналогичные палетки с градацией по соотношению величин R_{xo} / R_m , причем для различных типов зондов.

Из всего разнообразия палеток следует выделить палетку оценки R_t по данным индукционного каротажа для случаев повышающего проникновения, рис.3.32., палетка 3-XXII. Эта палетка интересна тем, что по замерам зондов в сборке DIFL можно определить не только величину R_t но и R_{xo} .

Например, дано: $R_{LL8} / R_{ILD} = 10 \Omega\text{-m} / 1 \Omega\text{-m} = 10$;

$R_{ILM} / R_{ILD} = 1.4 \Omega\text{-m} / 1 \Omega\text{-m}$.

Определяем: $R_t / R_{ILD} = 0.95$; $R_t = 0.95 \Omega\text{-m}$;

$R_{xo} / R_t = 18.7$; $R_{xo} = 18.7 \times 0.95 = 17.7 \Omega\text{-m}$.

Во всех случаях при пользовании палетками 3-XIX – 3-XXI исходные параметры должны быть откорректированы за влияние скважины. Следует обращать внимание на то, что величины R_t , определенные по данным зондов с большой глубиной исследования R_{LLD} или R_{ILD} и по R_{xo} должны совпадать. Если этого не происходит, необходимо выяснять причины расхождений. Чаще всего они кроются в небрежном отсчете величин R_a с диаграмм и недостаточной их корректировке.

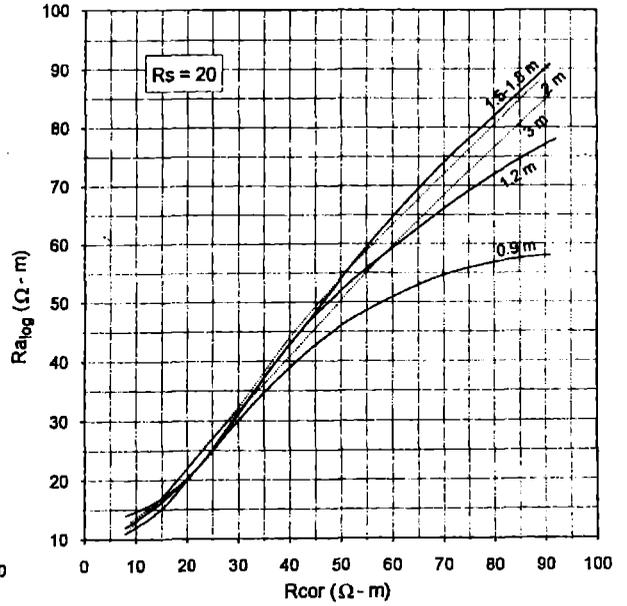
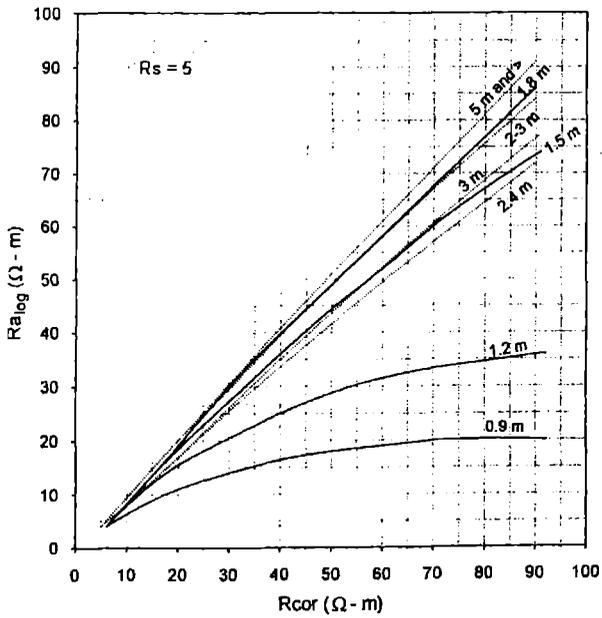
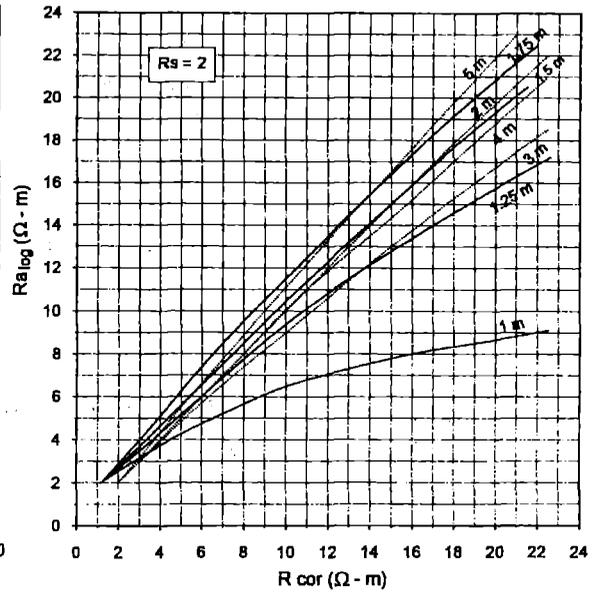
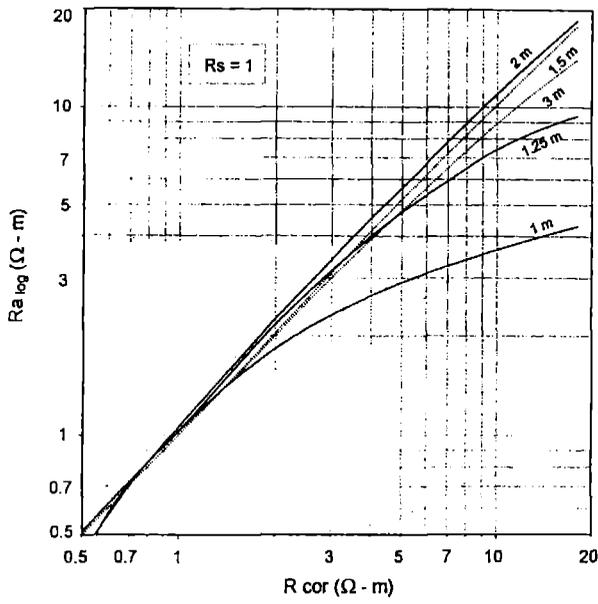
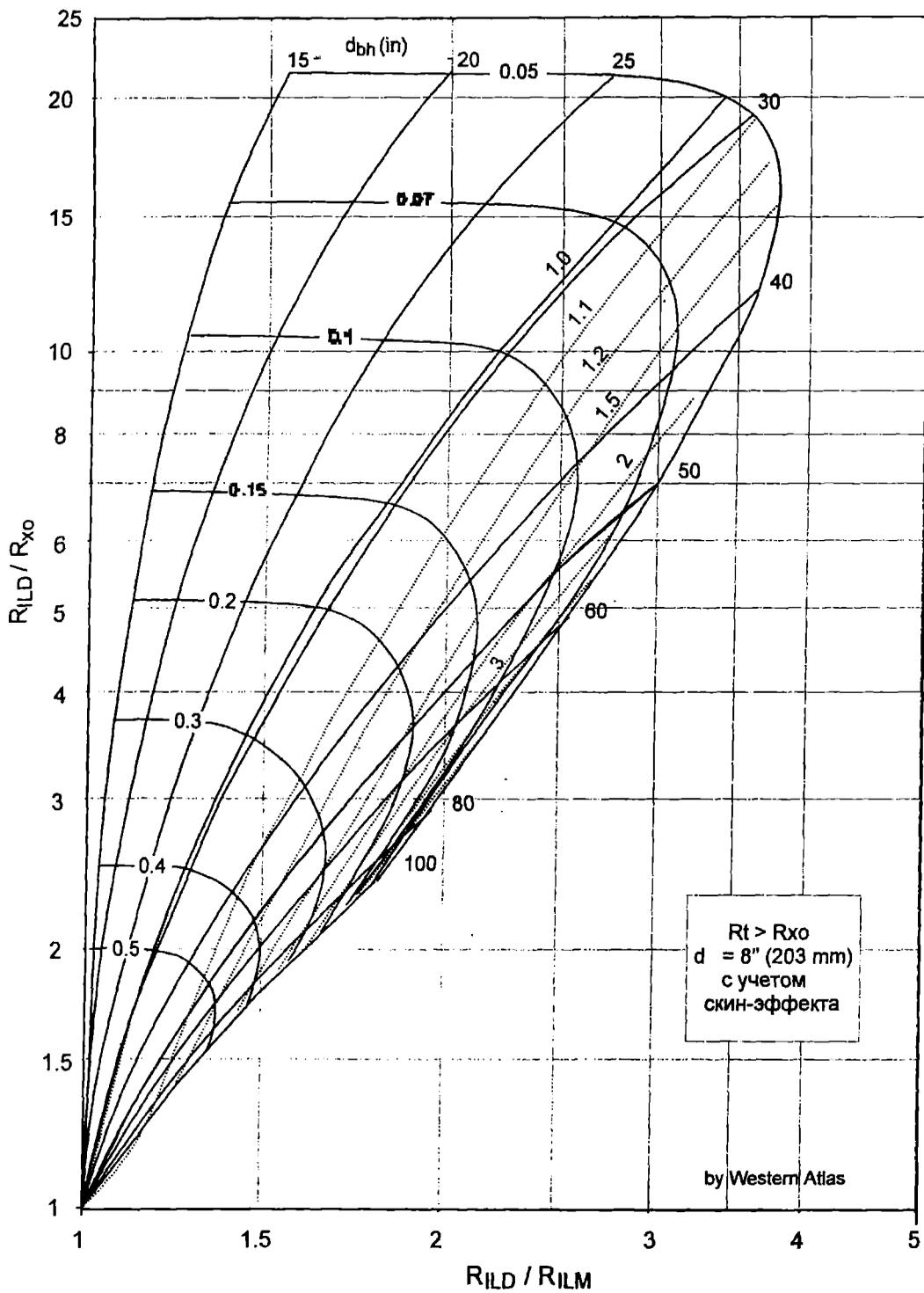
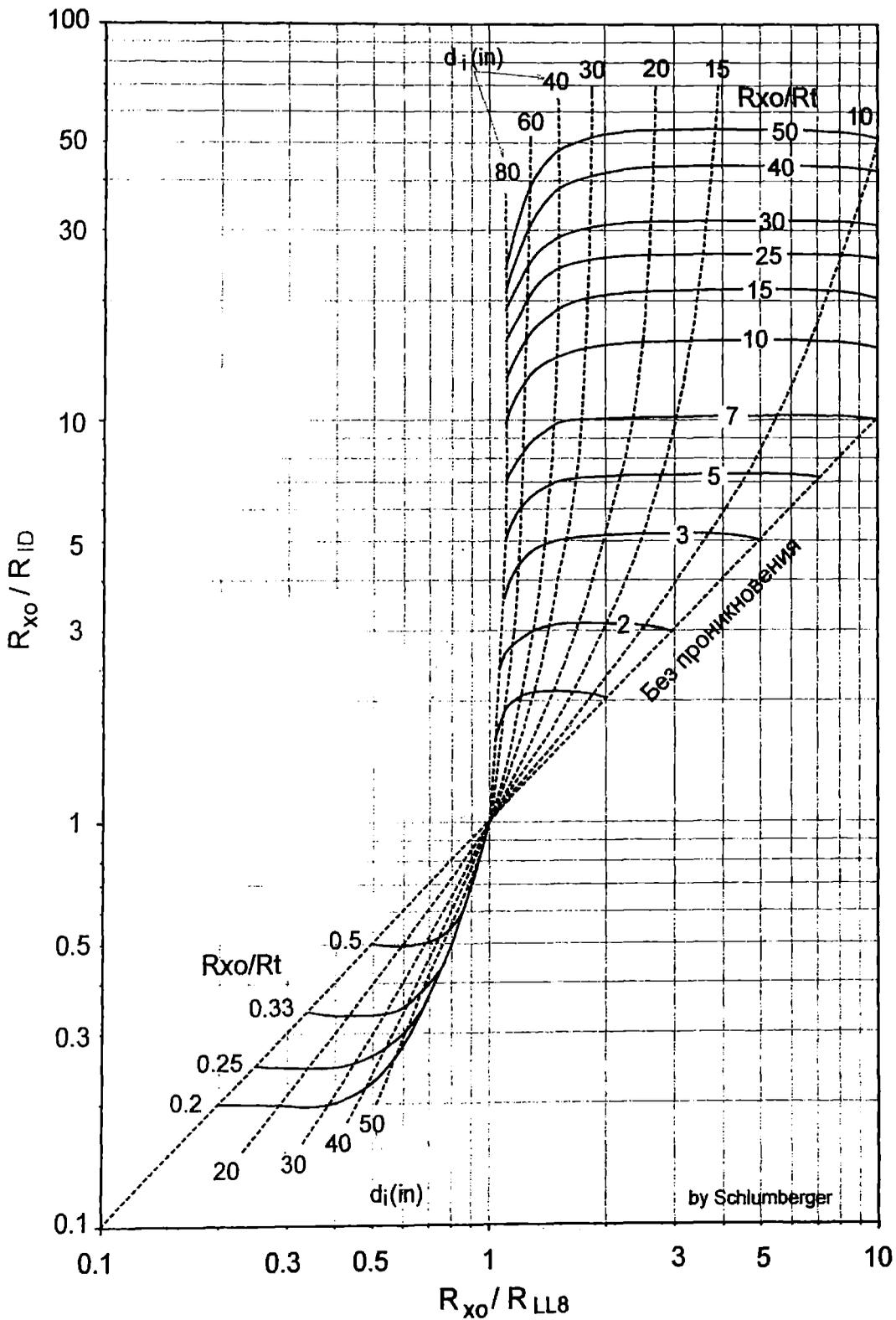


Рис. 3.29. Коррекция показаний зондов индукционного каротажа за влияние вмещающих пород (по Вестерн Атлас).



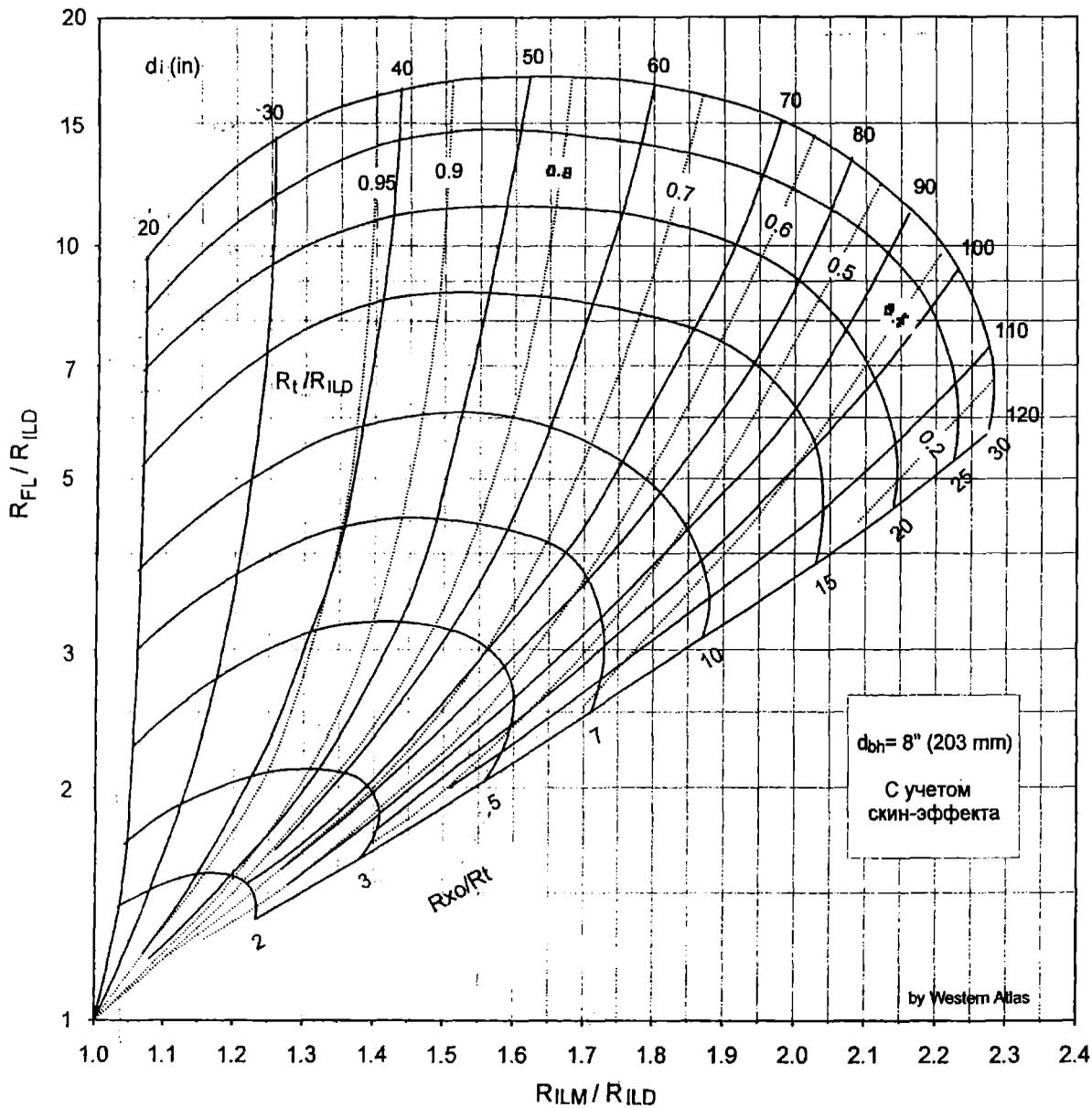
3-XX

Рис. 3.30. Палетка для определения удельного сопротивления пласта по данным индукционного каротажа (по Вестерн Атлас).



3-XXI

Рис. 3.31. Палетка для определения удельного сопротивления пород по данным R_{ILD} и R_{LL8} (по Шломберже).



3-XXII

Рис.3.32. Палетка для определения удельного сопротивления пород по данным индукционного каротажа для случаев повышающего проникновения (по Вестерн Атлас).

3.4. Определение коэффициентов водонасыщенности.

Собственно, речь идет об оценке коэффициентов нефтегазонасыщенности, связанных с водонасыщенностью соотношением $S_{o,g} = 1 - S_w$ (или $K_{n,g} = 1 - K_w$). Под водонасыщенностью понимают объем порового пространства породы (в долях или в %), занятого водой – свободной, связанной и т.д.

В чистых слабоглинистых породах с однородной межзерновой пористостью все определения S_w основаны на формуле Арчи и ее модификациях. Это уравнение

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{FR_w}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad \text{или} \quad K_w = \sqrt[n]{\frac{Pn\rho_a}{\rho_n}} = \sqrt[n]{\frac{a\rho_a}{Kn^m \rho_n}} \quad 3.32$$

здесь R_w и R_t – сопротивление пластовой воды и пласта, соответственно:

F – параметр пористости, который обычно определяется по формуле $F = a / \phi^m$.

Для промытой зоны это уравнение имеет вид

$$S_{xo} = \sqrt[n]{\frac{FR_{mf}}{R_{x0}}} = \sqrt[n]{\frac{aR_{mf}}{\phi^m R_{x0}}} \quad 3.33$$

где R_{mf} и R_{x0} – соответственно сопротивление фильтрата ПЖ (ρ_ϕ) и сопротивление промытой зоны ($\rho_{пн}$).

В обоих уравнениях величина “ n ” меняется от 1.8 до 2.5, но обычно принимается равной 2. Многочисленные экспериментальные исследования показали, что это вполне удовлетворительная среднестатистическая величина.

Величина “ F ”, как уже отмечалось, для карбонатных пород описывается уравнением Арчи – $F = 1 / \phi^2$. Для терригенных пород – уравнением Хамбла $F = 0.62 / \phi^{2.15}$. Точность определения величин S_w по данным формулам зависит от корректности определения исходных параметров.

Определить величину S_w можно несколькими способами – как графическим, так и расчетным путем – выбор способа оценки обуславливается требуемой точностью.

Одним из способов оценки S_w , дающим достаточно надежные для целей оперативной интерпретации результаты при исследовании чистых слабоглинистых коллекторов, является способ оценки S_w по кроссплоту RPCP (см. рис. 3.9., стр. 167). Кроссплоты такого рода составлены по следующему принципу. Если в формулах 3.32 и 3.33 $a = 1$ и $m = 2$, они приобретают вид $\phi S_w = \sqrt{R_w/R_t}$ и при постоянном значении R_w , величина ϕS_w пропорциональна $\sqrt{1/R_t}$. Бланки кроссплотов составлены под формулы Арчи для карбонатов и Хамбла – для терригенных образований.

Методика пользования кроссплотами описана выше. Задаваясь величинами S_w от 90% до 10%, по формуле бланка просчитывается величина R_t и из точки матрицы на оси абсцисс через точку с координатами ϕ и R_t проводится линия соответствующей величины водонасыщенности. Нанеся, таким образом, серию прямых с индексами S_w , можно отсчитывать величину данного параметра для каждой точки выборки, нанесенной на бланк.

Для разбивки шкалы пористости можно пользоваться данными любого “каротажа пористости”, но все же желательно использовать метод, обеспечивающий наиболее близкую к прямопропорциональной линейной зависимости связь показаний метода с пористостью. В наибольшей степени этому соответствуют замеры Δt .

Следует иметь в виду, что при наличии в выборке точек газонасыщенных пластов при пользовании кроссплотом RPCP могут быть получены неудовлетворительные результаты,

поскольку показания метода CNL в газонасыщенных зонах занижены и это приводит к неправильной оценке величины S_w в пластах близких к 100%-му водонасыщению.

При использовании данных Δt и ρ_b наблюдается обратная картина – завышение пористости и снижение величин S_w .

Аналогичный кроссплот можно построить, используя данные микрометодов – MLL, MicroSFL и др. В этом случае ограничивающая выборку прямая будет характеризовать 100%-ную водонасыщенность прискважинной части пласта фильтратом промывочной жидкости. Пересечение данной прямой с осью абсцисс также определяет матричные значения Δt или ρ_b , причем и при наличии в выборке точек газонасыщенных пластов.

Другие графические способы определения S_w реализованы в виде номограмм, реализующих различные формулы расчета данного параметра, такие как, например, формулу Арчи, формулы метода отношений и другие формулы типа $S_w = (R_w/R_t)^{1/2}$. В этих случаях проще пользоваться следующими формулами.

Рассмотрим некоторые из них.

Метод сравнения величин R_w . В водонасыщенных пластах, согласно формуле Арчи,

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F} = \frac{R_{ID}}{F} \quad 3.34$$

Обозначение сопротивления пластовой воды как R_{wa} (кажущееся сопротивление) предпочтительнее, так как обозначение R_w применимо при 100%-ном водонасыщении пласта и присутствие в пласте даже небольшого количества УВ завышает величину R_{wa} по отношению к R_w . Комбинируя формулы 3.32 и 3.34, получим

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{R_{wa}}} \quad 3.35$$

В данном случае величина R_{wa} может быть использована для выявления нефтенасыщенных пластов, а при известной величине S_w и для оценки R_w . Определить величину R_{wa} можно согласно формуле 3.34 по показаниям зондов сопротивления с большой глубиной исследования и параметру пористости F , рассчитанному по пористости пласта.

Метод отношения сопротивлений. Метод оценки S_w по способу отношений базируется на допущении, что различные зоны пласта – промывтая, зона проникновения и не затронутая проникновением часть – характеризуются одной величиной S_w . Величины сопротивлений этих частей (R_{x0} , R_i и R_t) должны быть скорректированы за влияние окружающей среды. Достоинства этого метода в том, что в данном случае нет необходимости знать величину пористости пласта или параметра F .

Основываясь на формулах 3.32 и 3.33, можно записать

$$\left(\frac{S_w}{S_{x0}}\right)^2 = \frac{R_{x0}/R_t}{R_{mf}/R_w} \quad 3.36$$

Отношение S_w/S_{x0} можно рассматривать как своеобразный индекс подвижности УВ. Тогда $S_w/S_{x0} = 1$, проникаемая зона пласта рассматривается как водонасыщенная. Если $S_w/S_{x0} < 1$ – это указывает на остаточную нефтегазонасыщенность зоны проникновения.

Выше было показано, что $S_w = (S_{x0})^{1/2}$ (Глава 1, стр. 11). Поэтому при известной величине S_{x0} ее можно посчитать по формуле 3.33, а S_w определяется по соотношению 1.10.

Аналогичным образом S_w определяется по сопротивлению зоны проникновения R_i . Для оценки величины водонасыщенности зоны проникновения можно записать следующее выражение $S_{wi} = FR_z/R_t$, где R_z – сопротивление смеси фильтрата ПЖ и пластовой воды. Многочисленными экспериментальными исследованиями установлено, что величины S_w и S_{wi} связаны соотношением $S_{wi} = S_w^{0.5}$. Комбинируя его с формулой 3.32, можно записать:

$$S_w = \frac{R_i / R_t}{R_z / R_w} \quad 3.37$$

Здесь величина R_t может быть определена по данным зонда сопротивления с большой глубиной исследования – LLD или ILD, а R_i – по данным LL8, 16-in postmal, SFL и пр. Величина R_z оценивается по палетке 3-III, стр. 61, либо по соотношению:

$$\frac{1}{R_z} = \frac{Z}{R_w} + \frac{1-Z}{R_{mf}} \quad 3.38$$

Значение Z принимается от 0.075 до 0.035 в зависимости от проницаемости коллектора (как было показано выше) и глубины зоны проникновения. При глубоком проникновении или в случае каверновой пористости величина Z принимается равной 0.035.

Следует заметить, что если отношение $R_i/R_t \approx 1$, зона проникновения может:

- отсутствовать или быть очень глубокой:
- быть представленной плотными породами без проникновения:
- быть нефтегазонасыщенной.

Данный метод дает удовлетворительные результаты, если отношение $R_i/R_t \geq 10$.

Другие модификации “метода отношений” предусматривают комбинации показаний зондов с различной глубиной исследований. Все они, так или иначе, реализуют формулу 3.36, только вместо отношения R_{xo} / R_t используются показания зондов - $R_{shallow} / R_{deep}$. В этих случаях оценка величины S_w носит приближенный характер и может использоваться для целей оперативной интерпретации.

Как один из вариантов “метода отношений” можно отметить способ учета глинистости слабоглинистых коллекторов. Этот способ можно выразить соотношением

$$\frac{S_w}{S_{w_0}} = \left(\frac{R_{xo} / R_t}{R_{mf} / R_w} \right)^{\frac{1}{2\alpha}} \quad 3.39$$

где $\alpha = SP / SSP$.

Б а л а н с п о р и с т о с т и . * Данный метод используется в качестве контрольного для проверки правильности оценки величины S_w способом отношений сопротивлений.

Метод основан на сравнении величин пористости, определенных по каротажам пористости в процессе интерпретации - \varnothing_1 с пористостью \varnothing_c , просчитанной обратным путем при оценке S_w . Контроль пористости в этом случае как бы подтверждает пригодность оценки величины S_w методом отношений (S_{w_c}). Контроль правильности оценки величины S_{w_c} может осуществляться сравнением с величиной S_w , определенной по формуле Арчи с использованием величины \varnothing_1

С применением способа “баланса пористости” может быть установлено следующее:

- если $\varnothing_1 = \varnothing_c$ - значит “метод отношений” дает правильную оценку S_{w_c} и $S_{w_c} = S_w$;
- если $\varnothing_c > \varnothing_1$ - это значит, что величина F_c ниже истинной, S_{w_c} занижено, соответственно занижено и отношение R_{xo}/R_t или R_i/R_t . Причиной может служить или очень глубокое проникновение, или глубина проникновения меньше глубинности исследования применяемого метода. Например, при неглубоком проникновении величины R_{xo} и R_t занижены за счет присутствия в интервале глубинности зонда пластовой воды, а при глубоком проникновении завышается величина R_t за счет влияния фильтрата ПЖ. В такой ситуации:

* - В отечественной литературе, скорее всего в фондовой, также может быть встречено такое название метода, но оно носит несколько иную смысловую нагрузку. В данном случае имеется в виду метод оценки K_n через сравнение общей пористости $K_{побщ}$, определенной каким-либо методом пористости (чаще всего по данным НК) с пористостью, определенной через сопротивление пласта. При этом определяется фиктивный

параметр пористости $R_{пф} = \rho_{пн} / \rho_a$ и по нему оценивается пористость $K_{пф}$, занятая водой, и т.е. проводящей фазой. Величина $K_{н,г}$ определяется по соотношению $K_{н,г} = (K_{побщ} - K_{пф}) / K_{побщ}$.

- а. Если $R_{shallow} / R_{deep} < 1.4$ и замер сопротивления выполняется методом индукционного каротажа, можно считать, что $R_{ID} = R_t$ и его можно использовать для оценки S_w по формуле 3.32;
- б. Если $R_{shallow} / R_{deep} > 1.4$ и $FR_z > R_{shallow}$ – проникновение неглубокое, $R_{deep} = R_t$ и может быть использовано для оценки S_w ;
- в. Если $R_{shallow} / R_{deep}$ но $FR_z < R_{shallow}$ – проникновение глубокое и оценку S_w следует производить по формуле

$$S_w = \frac{FR_z}{R_t} \quad \text{через отношение } S_w = Si^2 \quad 3.40$$

- $\varnothing_c > \varnothing_t$ – при этом величина S_{wc} будет завышена, соответственно будут завышены отношения R_{xo}/R_t и R_i/R_t . Это может происходить в случае наличия кольцевых зон. Оценку S_w также следует производить по формуле 3.40.

Определение S_w глинистых пород. Учет глинистости в данном случае является необходимым условием правильности оценки S_w , поскольку присутствие глинистых примесей в породе самым прямым образом влияет на ее электропроводность.

Влияние глинистости на показания методов сопротивления зависит не только от количества и физсвойств глинистых минералов, но и от их распределения в породе. Различают три вида распределения.

1. Глинистый материал может находиться в виде прослоев, перемежающихся с прослоями песчаников – т.н. слоистая глинистость. В общем случае эта глинистость не влияет на пористость и проницаемость пород, однако когда число глинистых прослоев в породе существенно увеличивается, фильтрационно-емкостные свойства породы снижаются.

2. Глинистый материал может присутствовать в виде гранул или включений в матрице породы. Эта "матричная" глинистость называется структурной и ее свойства обычно принимают подобными свойствам слоистой глинистости и вмещающим глинам.

3. Глинистый материал может быть дисперсно распределен в породе (в песчанике) и частично заполнять межзерновое пространство. Этот материал может накапливается, прилипать и обволакивая зерна песчаника, либо частично заполнять небольшие поровые каналы. Дисперсное распределение глинистости заметно снижает проницаемость породы.

Естественно, в породе могут присутствовать все три вида глинистости, но способ изучения и учета ее определяется преобладающим видом.

Существует несколько способов учета влияния глинистости на оценку величин R_t и S_w . Некоторые из них предназначены конкретно для определенного типа глинистости. Но в принципе, все они включают оценку S_w чистых песчаников по формуле Арчи плюс учет влияния глинистой составляющей. Этот учет может быть достаточно сложным и не всегда удобным при "ручном" варианте интерпретации. Ниже приводятся некоторые наиболее распространенные способы учета влияния глинистости.

Учет влияния слоистой глинистости. В этом способе соотношение сопротивления пласта R_t , измеренное по его напластованию, сопротивление прослоев глин R_{sh} и песчаника R_{sd} рассматривается как параллельное соединение проводников.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1 - V_{lam}}{R_{sd}} + \frac{V_{lam}}{R_{sh}} \quad 3.41$$

Здесь V_{lam} – коэффициент слоистой глинистости ($\chi_{гн}$).

Сопротивление прослоев песчаника оценивается как $R_{sd} = F_{sd} \cdot R_w / S_w^2$; где F_{sd} – параметр пористости чистого песчаника, определяемый как $F_{sd} = a / \varnothing_{sd}^2$, где, в свою

очередь, \varnothing_{sd} - пористость пропластка песчанка, связанная с пористостью пласта в целом соотношением $\varnothing = (1 - V_{lam}) \varnothing_{sd}$. Отсюда формула 3.41 приобретает вид

$$\frac{1}{\rho_n} = \frac{Kn^2 K\theta^2}{(1 - \chi_{zn})} + \frac{\chi_{zn}}{\rho_{zn}} \quad \text{или} \quad \frac{1}{R_t} = \frac{\phi^2 S_w^2}{(1 - V_{lam})} + \frac{V_{lam}}{R_{sh}} \quad 3.42$$

$$\text{и } K\theta = \sqrt{\frac{a\rho_g(1 - \chi_{zn})(\rho_{zn} - \rho_n \chi_{zn})}{Kn^2 \rho_{zn} \rho_n}} \quad \text{или} \quad S_w = \sqrt{\frac{aR_w(1 - V_{lam})(R_{sh} - R_t V_{lam})}{\phi^2 R_{sh} R_t}} \quad 3.43$$

Для оценки S_w нужно знание величин R_t , R_w , \varnothing и R_{sh} . Способы определения этих величин рассмотрены выше – R_t оценивается так же как и чистых песчаников, R_w – одним из вышеприведенных способов, оценку \varnothing и V_{lam} можно выполнить по кроссplotу $\rho_b \rightarrow \varnothing_N$, рис.3.12, стр. 71.

Дисперсное распределение глинистости. Эта модель основана на прохождении электрического тока через сеть, образованную водонасыщенными порами и дисперсно рассеянной глиной. По Витте вода и рассеянная глинистость проводят электрический ток подобно смеси электролитов. Согласно этому предположению

$$\frac{1}{\rho_n} = \frac{Kn_{m3}^2 K\theta_{m3}}{a} \left(\frac{q}{\rho_{zn}} + \frac{K\theta_{m3} - q}{\rho_g} \right) \quad \text{или} \quad \frac{1}{R_t} = \frac{\phi^2_{im} S_{im}}{a} \left(\frac{q}{R_{shd}} + \frac{S_{im} - q}{R_w} \right) \quad 3.44$$

где \varnothing_{im} – межзерновая пористость, которая характеризует все пространство, занятое флюидом и рассеянной глинистостью ($K\theta_{m3}$);

S_{im} – часть внутриматричной пористости, занятая формационной водой и смесью воды и глины ($K\theta_{m3}$);

q – часть внутриматричной пористости, занятая дисперсной глиной;

R_{shd} – сопротивление дисперсной глины ($\rho_{гл}$).

Перечисленные параметры с водонасыщенностью связаны соотношением $S_w = (S_{im} - q) / (1 - q)$, где S_w - водонасыщенность истинной формационной пористости. Комбинируя последнее уравнение с вышеприведенным, получим

$$K\theta = \frac{\sqrt{\frac{a\rho_g}{Kn_{m3}^2 \rho_n} + \left[\frac{q(\rho_{zn} - \rho_g)}{1\rho_{zn}} \right]^2} - \frac{q(\rho_{zn} + \rho_g)}{2\rho_{zn}}}{1 - q} \quad \text{или}$$

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{aR_w}{\phi_{im}^2 R_t} + \left[\frac{q(R_{shd} - R_w)}{2R_{shd}} \right]^2} - \frac{q(R_{shd} + R_w)}{2R_{shd}}}{1 - q} \quad 3.45$$

Величину \varnothing_{im} чаще всего определяют по данным акустического каротажа, поскольку влияние дисперсной глинистости подобно влиянию воды; величина q может быть получена из сопоставления данных АК и ГГК – если $\rho_{shd} \approx \rho_{ma}$ то $q_{sv} = (\varnothing_{sv} - \varnothing_D) / \varnothing_{sv}$, где \varnothing_{sv} и \varnothing_D пористость по Sonic и CDL, соответственно.

Оценка величины R_{sd} несколько затруднена. Обычно ее определяют как сопротивление близлежащего глинистого пласта. Это допустимо при условии, что $R_{sh} > R_w$. Если R_w мало по сравнению с R_{sd} и песчаник не слишком глинистый, уравнение 3.45 может быть упрощено

$$K_{\phi} = \frac{\sqrt{\frac{a\rho_n}{Kn_{\text{ш}}^2 \rho_n} + \frac{q}{4} + \frac{q}{2}}}{1-q} \quad \text{или} \quad S_w = \frac{\sqrt{\frac{aR_w}{\phi_{\text{ш}}^2 R_i} + \frac{q}{4} - \frac{q}{2}}}{1-q} \quad 3.46$$

Обобщенные формулы. Экспериментальные и скважинные исследования показали, что оценка величины S_w достаточно надежно может быть выполнена по некоторым общим формулам, независимо от типа глинистости. В практической интерпретации чаще всего применяется формула

$$\frac{1}{\rho_n} = \frac{Kn^2 K_{\phi}^2}{a\rho_n(1-K_{\text{ш}})} + \frac{K_{\text{ш}} K_{\phi}}{\rho_{\text{ш}}} \quad \text{или} \quad \frac{1}{R} = \frac{\phi^2 S_w^2}{aR_w(1-V_{\text{ш}})} + \frac{V_{\text{ш}} S_w}{R_{\text{ш}}} \quad 3.47$$

Здесь R_{sh} – сопротивление вмещающих глин ($\rho_{\text{гл}}$)

V_{sh} – определенная одним из ранее приведенных способов ($K_{\text{гл}}$).

Для оперативной оценки S_w может быть использована следующая формула (по данным фирмы Шлюмберге):

$$\frac{1}{\sqrt{\rho_n}} = \left[\frac{K_{\text{ш}} \left(1 - \frac{K_{\text{ш}}}{2}\right)}{\sqrt{\rho_{\text{ш}}}} + \frac{Kn}{\sqrt{a\rho_n}} \right] K_{\phi} \quad \text{или} \quad \frac{1}{\sqrt{R_i}} = \left[\frac{V_{\text{ш}} \left(1 - \frac{V_{\text{ш}}}{2}\right)}{\sqrt{R_{\text{ш}}}} + \frac{\phi}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w \quad 3.48$$

где $a = 1$ для песчаников; 0.9 – для известняков и 0.8 – для доломитов.

При оценке величины S_w песчаников практически любого типа, в т.ч. и полимиктовых, хорошие результаты дает формула, рекомендованная в руководствах по интерпретации фирмы Дрессер Атлас:

$$K_{\phi} = \frac{1}{Kn} \left\{ \sqrt{\left(\frac{0.81\rho_n}{\rho_n}\right) + \left(\frac{aK_{\text{ш}}}{2}\right)^2} - \frac{aK_{\text{ш}}}{2} \right\} \quad \text{или} \quad 3.49$$

$$S_w = \frac{1}{\phi} \left\{ \sqrt{\left(\frac{0.81R_w}{R_i}\right) + \left(\frac{aV_{\text{ш}}}{2}\right)^2} - \frac{aV_{\text{ш}}}{2} \right\}$$

где $a = x_2 - x_1$ и $x_1 = (\rho_{\text{ма}} - \rho_{\text{ш}}) / (\rho_{\text{ма}} - \rho_f)$; $x_2 = (\Delta t_{\text{ш}} - \Delta t_{\text{ма}}) / (\Delta f - \Delta t_{\text{ма}})$

Надо отметить, что формул для оценки величин S_w глинистых песчаников предложено достаточно много для конкретных литологических типов исследуемых отложений. Это известные формулы Пупона, де Витте, Ваксмана и Смитта, Клавьера, Симандокса и др. Эти формулы можно найти в соответствующих руководствах по интерпретации и публикациях.

Здесь же приведены наиболее (или относительно) простые – во всяком случае, такие, для решения, которых у интерпретатора есть все необходимые данные.

3.4.1. Оценка S_w по времени жизни тепловых нейтронов

Аппаратура для регистрации длительности жизни тепловых нейтронов Neutron Lifetime Log (NLL), в модификации PDK-100 фирмы Вестерн Атлас или TDT фирмы Шлюмберже, определяют время жизни тепловых нейтронов в породе, связанное с макроскопическим сечением поглощения тепловых нейтронов соотношением $\tau = \frac{1}{\nu\Sigma}$.

Типичная запись NLL содержит четыре кривые: 1 – запись числа γ -квантов дифференциальным каналом во временном “окне” 400-600 μSec (N_1); 2 – то же при 700-900 μSec (N_2); 3 – контроль источника излучения и 4 – вычисленная кривая Σ .

Величина макроскопического сечения захвата тепловых нейтронов Σ вычисляется по соотношению

$$\Sigma = \frac{10000}{\Delta t} \log \frac{N_1}{N_2} \quad 3.50$$

где Δt – задержка между “окнами”, обычно принимаемая равной 300 μSec .

Величина Σ зависит от пористости, минерализации пластовой воды и типа углеводородных флюидов, содержащихся в поровом пространстве породы. С увеличением содержания УВ в пласте Σ уменьшается и увеличивается с увеличением пористости и минерализации воды. Величина Σ является одной из характеристик породы и, следовательно, она может быть скоррелирована с показаниями других методов каротажных исследований. Ниже приведены величины Σ для основных породообразующих минералов, некоторых веществ и флюидов.

Материал	Величина Σ_{ma}
Песчаник - SiO_2	4.3
Доломит - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	4.7
Известняк - CaCO_3	7.1
Ангидрит	12.5
Гипс	18
Portland-цемент	3.1
Pozzolamic-цемент	17 или >
Пресная вода	22.3
Нефть	
Глина	22.2
Железо	200

Оценка величины S_w по данным NLL основана на следующем уравнении:

$$S_w = \frac{\Sigma_t - \Sigma_{ma} + \phi(\Sigma_{ma} - \Sigma_{hc})}{\phi(\Sigma_w - \Sigma_{hc})} \quad 3.51$$

Для глинистых пород это уравнение дополняется введением поправки за глинистость:

$$S_w = \frac{\Sigma_t - \Sigma_{ma} + \phi(\Sigma_{ma} - \Sigma_{hc}) + V_{sh}(\Sigma_{ma} - \Sigma_{sh})}{\phi(\Sigma_w - \Sigma_{hc})} \quad 3.52$$

Σ_{ma} в этих уравнениях определяется как $\Sigma_{ma} = (\Sigma_t - \phi \Sigma_w) / (1 - \phi)$ 3.53

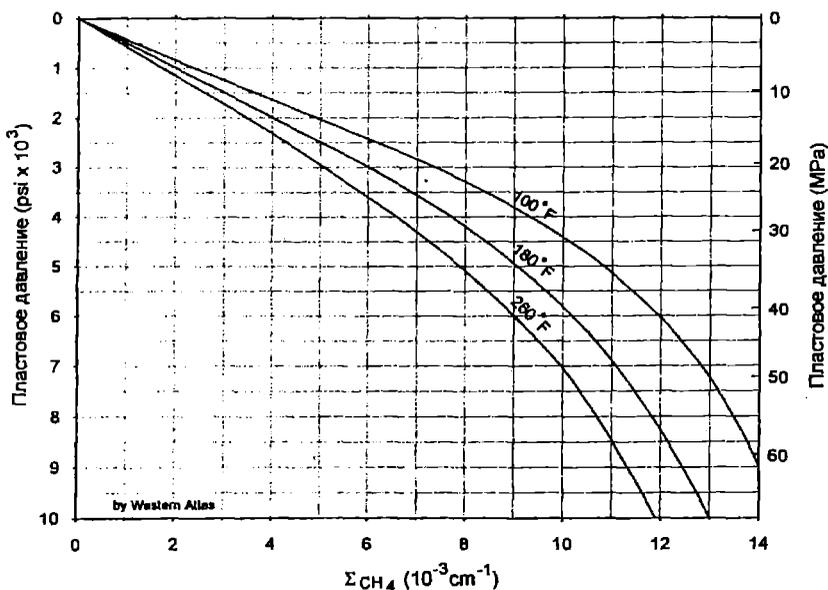
Величины составляющих приведенных уравнений определяются следующим образом:

- Σ_t - отсчитывается непосредственно по диаграмме NNL;
- Σ_{hc} - принимается как для нефти, т.е. $\Sigma_{hc} = 22$, или же определяется по палетке 3-XXIV, рис 3.34, используя $\Sigma_{hc} = (1.01 + \Sigma_{CH_4}) + B$. Здесь величина Σ_{CH_4} определяется по палетке 3-XXIII, рис.3.33, а коэффициент B из следующего соотношения:

Содержание конденсата (bbl/MMcf)*	0	10	40	100	200	300
B	0	1	2	3.3	4.8	6

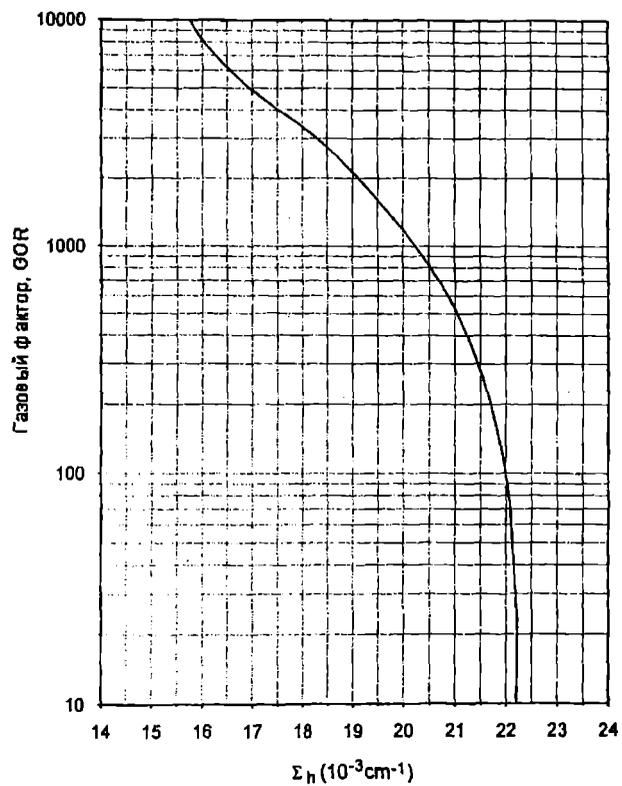
*- баррель на метрический фут (ft^3 ghb 20°C); 1 баррель = 158.9 литра

- Σ_w определяется по минерализации пластовой воды, полученной из каталога или одним из вышеприведенных способов. Перевод минерализации может быть омушествен по графику перевода, рис. 3.35;
- величина Σ_{ma} определяется то ли по справочным данным, то ли по формуле 3.53 в водонасыщенной части пласта;
- Σ_{sh} - отсчитывается по диаграмме на пласте вмещающих глин.



3-XXIII

Рис. 3.33. Определение величины Σ_{CH_4} (по Вестерн Атлас)



3-XXIV

Рис.3.34. Определение величины Σ_h по газовому фактору (по Вестерн Атлас)

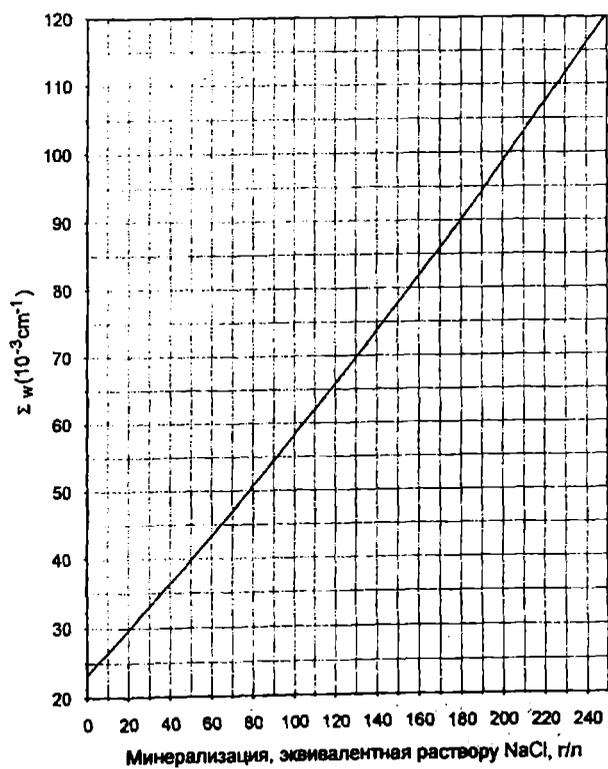


Рис. 3.35. График оценки Σ_w по минерализации растворов (по Вестерн Атлас)

3.5. Оценка проницаемости

Как отмечалось ранее, проницаемость зависит не только от свойств собственно породы, но и от свойств фильтрующегося через породу флюида и характера его движения. Различают физическую (абсолютную) проницаемость, фазовую (эффективную) и относительную.

Физическая проницаемость породы соответствует фильтрации через нее однородной жидкости или газа, химически инертных по отношению к матрице породы. Величина ее определяется согласно линейному закону Дарси

$$q = \frac{kA}{\mu} \times \frac{dp}{dx} \quad 3.54$$

где q – объемный расход жидкости (газа) в единицу времени;

k – проницаемость, дарси;

A – поперечное сечение пористой среды, см^2 ;

μ – вязкость среды, сР;

dp/dx – гидравлический градиент, атм/см .

Проницаемость пород-коллекторов меняется в широком диапазоне – от $< 0.1 \text{ mD}$ до $10\,000 \text{ mD}$.

При фильтрации в породе нефтегазовых смесей проницаемость для каждой фазы (k_o нефти, k_g газа и k_w воды) будет отличаться от абсолютной и сумма фазовых (или эффективных) проницаемостей всегда будет меньше последней. Это обуславливается взаимодействием фаз в одновременном потоке различных флюидов.

На практике часто вместо фазовой определяют относительную проницаемость (k_r – relatively), равную отношению фазовой проницаемости к абсолютной, например, $k_w/k = k_{rw}$. Величина k_r зависит от фазовых характеристик смеси, степени смачиваемости породы и конфигурации пор. На рис. 3.36 приведены зависимости относительной проницаемости от нефти – и водонасыщенности. Как видно из рисунка, при минимальной (остаточной) нефти – или водонасыщенности k_{ro} и k_{rw} стремится к нулю и в этих условиях будет наблюдаться фильтрация только одной фазы.

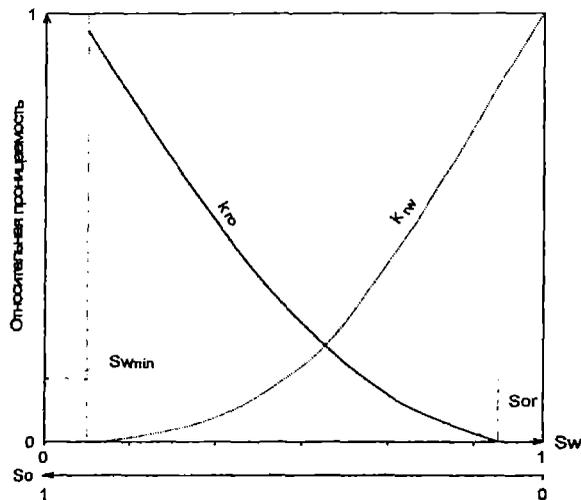


Рис. 3.36 Зависимость относительной проницаемости от насыщенности (по Шлюмберге).

Зная величину относительной и действительной насыщенности, можно прогнозировать определяемый продукт – нефть, газ или воду.

Влияние переходной зоны. Эффект капиллярного давления. В пластах-коллекторах большой толщины, содержащих двухфазный флюид. Например, нефть и воду. Водонасыщенность по разрезу будет неравномерной – максимальной в подошвенной части и минимальной в кровельной. И, наоборот, для нефтенасыщенности. Между этими двумя экстремальными положениями существует своего рода переходная зона, которая может быть очень короткой в высокопористых проницаемых пластах и очень длинной в пластах с ухудшенными коллекторскими свойствами. Вода смачивает в основном стенки пор, а нефть стремится аккумулироваться в виде глобул (шариков или капель) в порах большого размера. Поверхностное натяжение в этих случаях обжимает нефть как бы оболочкой и давление внутри глобул больше, чем в воде. Эта разница давлений равна капиллярному давлению. Капиллярное давление является функцией высоты подъема уровня над ВНК и плотностей смачиваемой (ρ_w) и не смачиваемой (ρ_o) породы фазы.

$$P_c = \frac{h(\rho_w - \rho_o)}{2.3} \quad 3.55$$

где P_c – капиллярное давление;

h – высота подъема уровня над ВНК, ft;

ρ_w и ρ_o – плотность воды и нефти в г/см³, соответственно.

Отношение между капиллярным давлением и раскрытостью (или диаметром) пор, содержащих нефть или газ, зависит от размера пор и распределения их в породе, а также – от природы флюида. На рис. 3.37 показаны типичные кривые капиллярного давления для серии коллекторов с различной проницаемостью.

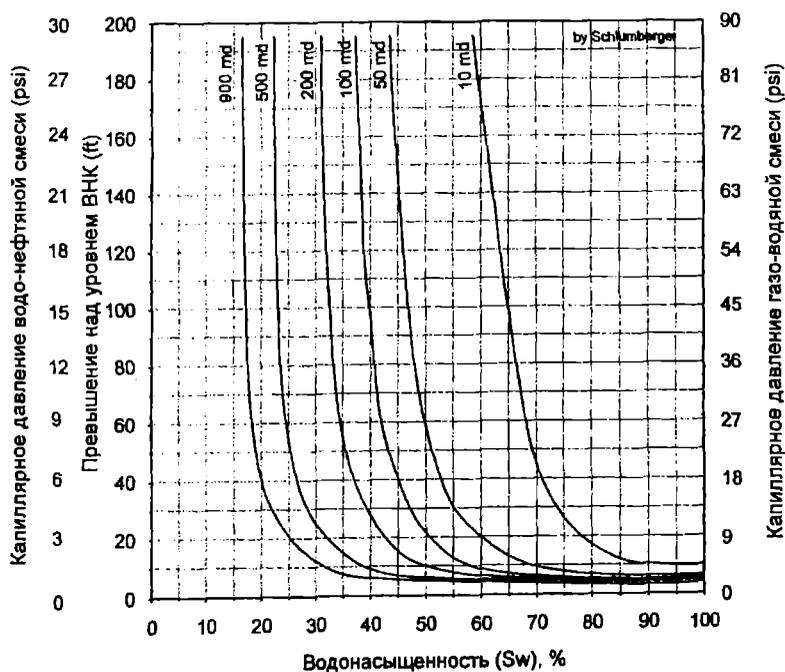


Рис. 3.37. Зависимость величины капиллярного давления от проницаемости (по Шлumberge).

3.5.1. Оценка проницаемости по градиенту сопротивления

С уменьшением водонасыщенности S_w при подъеме над уровнем ВНК увеличивается сопротивление породы. При однородной пористости сопротивление увеличивается от R_o в зоне ВНК до R_t в зоне неизменной водонасыщенности. Отсюда можно сделать вывод, что сопротивление меняется линейно с изменением глубины. Следовательно, можно определить градиент сопротивления и в дальнейшем использовать его для оценки проницаемости.

Это положение реализовано в некоторых палетках, например – К-1 в руководстве по интерпретации фирмы Шлюмберже. Данная палетка устанавливает связь градиент сопротивления, выраженного в Ω -м / ft с проницаемостью через разницу плотностей воды и насыщающего породу углеводородного флюида. Связь эта описывается уравнением

$$k = C \left(a \times \frac{2.3}{\rho_w - \rho_o} \right)^2 \quad 3.56$$

где C – некоторая постоянная равная 20;

$a = (\Delta r / \Delta D) \times (1/R_o)$, где, в свою очередь, ΔR – изменение сопротивления в Ω -м, а ΔD – изменение глубины отсчета ΔR в ft;

ρ_w и ρ_h – плотность пластовой воды и УВ, соответственно.

По оси ординат палетки откладывается разность $(\rho_w - \rho_o)$ а по оси абсцисс величина “а”. Поскольку эти исходные данные необходимо рассчитывать, пользоваться палеткой не имеет смысла и величину “к” проще посчитать по формуле 3.56. Ниже приводится пример такого расчета.

Дано: R_t на глубине 8000 ft = 40 Ω -м;

R_t на глубине 8050 ft = 20 Ω -м;

$F_r = 50$;

$R_w = 0.04$ Ω -м @ 200°F (по палетке перевода R_w в минерализацию это 10000 ppm и $\rho_w = 1.05$ g/cm³;

$\rho_h = 30^\circ$ API.

Оценку величин таких параметров как ρ_w и ρ_h можно выполнить по следующим данным:

Раствор NaCl

(14.7 psi, 60°F; 101.3 kPa, 16°C)	
ppm x 1000 or g/kg	g/cc or Mg/m ³
0	1.000
50	1.034
100	1.071
150	1.109
200	1.148
250	1.189

Нефть

(14.7 psi, 60°F; 101.3 kPa, 16°C)	
°API	g/cc or Mg/m ³
15	0.966
20	0.934
25	0.904
30	0.876
40	0.825
50	0.780

Расчет: $R_o = F_r R_w = 50 \times 0.04 = 2$ Ω -м; $\Delta R = 40 - 20 = 20$; $\Delta D = 8050 - 8000 = 50$ ft;
 $a = (20/50) \times (1/2) = 0.2$; $\rho_w - \rho_h = 1.05 - 0.876 = 0.174$; $k = 140$ md.

3.5.2. Оценка проницаемости по ϕ и S_{wi}

Многими исследователями между пористостью и проницаемостью отмечается наличие связи, но как правило, для каких-то конкретных литологических комплексов. Единой общепринятой зависимости между ними не установлено и это естественно, поскольку проницаемость предполагает наличие непрерывной проводящей среды.

Большинство эмпирических выражений, рекомендованных Вилли и Роузом для оценки проницаемости основаны на связи последней с остаточной водонасыщенностью, в частности - зоны проникновения. Все они могут быть описаны обобщающим выражением

$$k = \frac{C\phi^x}{(S_{wi})^y} \quad 3.57$$

Основываясь на этой формуле, ряд исследователей предлагает различные эмпирические зависимости для оценки проницаемости по данным открытой пористости ϕ и остаточной водонасыщенности зоны проникновения S_{wi} . Так известны уравнения

$$\text{Тиксье} - k^{0.5} = 250 \frac{\phi^3}{S_{wi}} \quad 3.58$$

$$\text{Тимура} - k^{0.5} = 100 \frac{\phi^{2.25}}{S_{wi}} \quad 3.59$$

$$\text{Коуга} - k^{0.5} = 70 \frac{\phi^2 (1 - S_{wi})}{S_{wi}} \quad 3.60$$

$$\text{Морриса и Бигса} - k = \left(\frac{C\phi^3}{S_{wi}} \right) \quad 3.61$$

Все эти уравнения предназначены для оценки проницаемости K гранулярных коллекторов, поэтому они применимы в основном для терригенных пород или для карбонатных пород с межзерновым типом пористости.

Вторым условием, обеспечивающим приемлемость оценки проницаемости по данным уравнениям, является насыщение их легкими углеводородными флюидами или нефтями редкой плотности. В противном случае необходимо введение соответствующих поправок, зависящих от соотношения плотностей воды и флюидов, расстояния от ВНК и пр.

На рис. 3.38 приведены графики оценки поправочного коэффициента C^1 для различных величин капиллярного давления. По этому значению C^1 корректируется величина S_{wi} , принимаемая к дальнейшим расчетам – $S_{wi}^1 = C^1 \times S_{wi}$. ($S_{wi}^1 = S_{wi} \text{ corr}$).

Значения поправочного коэффициента C^1 могут быть рассчитаны по уравнению

$$C^1 = 1 + (0.00083 P_c^{1.3} + 0.02) \sin(180\sqrt{S_{wi}} - 0.04) \quad 3.62$$

где P_c – капиллярное давление, рассчитываемое по формуле 3.55.

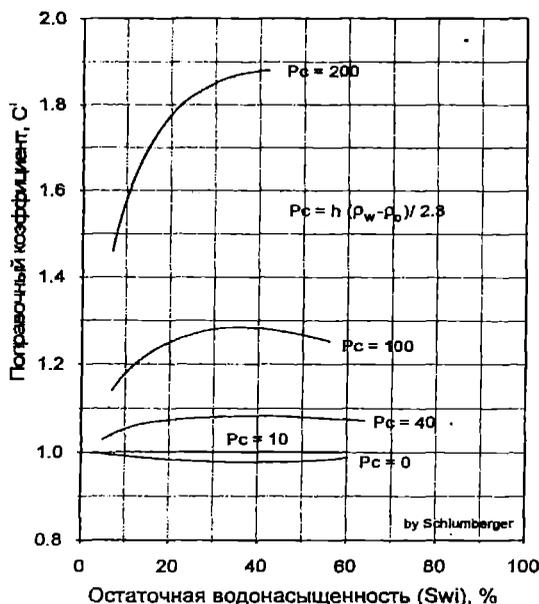


Рис.3.38. Графики определения поправочного коэффициента C^1 (по Шлюмберже).

3.5.3. Оценка эффективной и относительной проницаемости

Если известна остаточная водонасыщенность зоны S_{wi} , по соотношению величин S_w и S_{wi} можно посчитать значения относительной и эффективной проницаемости. Джоном Паркером для этих целей предложены следующие уравнения:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \quad 3.63$$

$$\text{и} \quad k_{ro} = \frac{(1 - S_w)^{2.1}}{(1 - S_{wi})^2} \quad 3.64$$

где k_{rw} и k_{ro} – относительная проницаемость по воде и нефти, соответственно;

S_w и S_{wi} – истинная и остаточная водонасыщенность.

Эффективная нефте- и водонасыщенная проницаемость соответственно рассчитываются по формулам:

$$k_o = k_{ro} k \quad 3.65$$

$$\text{и} \quad k_w = k_{rw} k \quad 3.66$$

где k – абсолютная проницаемость, md.

Если величина остаточной водонасыщенности неизвестна, ее можно рассчитать по данным аналогичного по литологическому составу одновозрастного пласта по соотношению

$$S_{wi2} = S_{wi1} (2 - \varnothing_2 / \varnothing_1) \quad 3.67$$

где \varnothing_2 и S_{wi2} – пористость и остаточная водонасыщенность опорного пласта.

Как уже говорилось, приведенные выше формулы справедливы для гранулярных коллекторов, но не применимы для расчета проницаемости таких литологических разновидностей как конгломераты или для оценки проницаемости коллекторов с вторичной пористостью.

Литература.

1. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. М., Недра, 1984.
2. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа. ВНИИГИК. Калинин, 1984.
3. Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика. Под. ред. д.т.н. О.Л.Кузнецова. М., Недра, 1990.
4. Стрельченко В.В., Золоева Г.М. Геофизические исследования морских скважин. М., 1988.
5. Atlas Wireline Services. Log Interpretation Charts. Western Atlas International, Inc. 1985.
6. Dresser Atlas. Log Interpretation. Dresser Industries, inc. Printed in U.S.A. 1976.
7. Dresser Atlas. Metric Log Interpretation Charts. Dresser Industries, Inc. Houston, Texas, 1981.
8. Schlumberger. Log Interpretation Principles/Applications. Schlumberger Educational Services. Houston. Texas, 1989.
9. Schlumberger. Log Interpretation Charts. Schlumberger Well Services. Printed in U.S.A. 1991.
10. Timur, A.: "An Investigation of Permeability, Porosity and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs (Paper J)," *Trans.*, SPWLA (June 1968).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Сопоставление единиц измерений

Наименование	Единицы СИ	Сравнение
1	2	3
Длина	m	
1 inch (in)		2.54 cm
1 foot (ft)		30.48 cm
1 meter (m)		39.37 in
“		3.281 ft
1 yard (yd)		0.9144 m
1 mile (mi)		1.609 km
Площадь	m ²	
1 acre (acre)		0.404 ha
1 hektare (ha)		10.000 m ²
1 square mile (mi ²)		2.589 km ²
Объем	m ³	
1 acre-foot (acre ft)		7.758 bbls
“		43.560 cu ft
1 barrel (bbl) of oil		42 U.S. gal
“		5.6154 cu ft
“		158.98 liters
1 cubic foot (cu ft)		7.481 U.S. gal
“		28.32 liters
1 U.S. gallon (gal)		231.00 cu in
“		0.1337 cu ft
“		3.785 liters
1 imperial gallon (England, Canada, Australia, etc.)		1.2009 U.S. gal
“		4.5460 liters
1 liter (1000 cc)		0.03532 cu ft
“		0.2642 U.S. gal
Масса	kg	
1 grain		0.06479 g
“		1/7000 lb
1 pound (lb)		0.4536 kg
1 ton (metric)		1000 kg (2205 lb)
1 ton (long)		1016 kg
1 ton (short)		907.18 kg
Плотность	kg/m ³	
1 gram per cubic centimeter (g/cc)		62.43 lb/cu ft
“		0.03613 lb/cu in
“		8.345 lb/U.S. gal
Минерализация	kg/m ³	
1 grains/U.S. gallon		17.118 ppm (0.017118 g/liter)
1 gram/liter (g/liter)		58.417 grains/gal

1	2	3
<p>Давление</p> <p>1 pound per square inch (psi)</p> <p>“</p> <p>“</p> <p>1 atmosphere (atm)</p> <p>“</p> <p>“</p>	Pa	<p>0.07031 kg/sq cm</p> <p>0.06805 atm</p> <p>6.89 kPa</p> <p>14.7 psi</p> <p>1.0332 kg/sq/cm</p> <p>101.3 kPa</p>
<p>Плотность нефти</p> <p>в градусах API</p>		<p>Определяется как</p> $^{\circ}API = \frac{141.5}{Spec. Grav. 60 / 60F} - 131$ <p>где "Spec. Grav. 60/60" обозначает уд. Плотность нефти по отношению к воде при 60°F.</p>
<p>Градиент давления</p> <p>Psi/ft</p> <p>“</p> <p>“</p> <p>kg/sq cm/meter</p> <p>“</p>		<p>0.433 × g/cc</p> <p>lb/ft³/144</p> <p>lb/gal/19.27</p> <p>0.1 × g/cc</p> <p>0.2 psi/ft × 0.231</p>
<p>Температура</p>	°K	<p>°C = (°F - 32) × 0.555</p> <p>°F = 1.8°C + 32</p> <p>°R (Rankine) = °F + 459.69</p> <p>°K (kelvins) = °C + 273.16</p>

Физические свойства основных породообразующих минералов и пород, используемые при интерпретации материалов ГИС.

Наименование	Формула	$\frac{\sum Z}{M}$	ρ (g/cm ³)	Δt_{ma} (μ s/ft)	P_e barns/electron	Σ (Σ units)
1	2	3	4	5	6	7
Оксиды и гидроксиды						
Вода	H ₂ O	0.555	1.00	189	0.36	22.3
Кварц	SiO ₂	0.499	2.65	51	1.81	4.26
Коззит	SiO ₂	0.499	2.91			4.68
Опал	SiO ₂ (H ₂ O) _{0.1228}	0.501	2.16	58	1.75	5.06
Гематит	Fe ₂ O ₃	0.476	5.27	46	21.48	101.0
Магнетит	Fe ₃ O ₄	0.475	5.2	72	22.24	103.0
Ильменит	FeTiO ₃	0.474	4.79		16.63	164
Рутил	TiO ₂	0.476	4.25	33	10.08	195.0
Корунд	Al ₂ O ₃	0.49	3.99	29	1.55	10.0
Касситерит	SnO ₂	0.438	6.99			17.6
Спинель	MgAl ₂ O ₄	0.492	3.58	31	1.49	8.04
Сульфиды						
Сера	S		2.07	122	5.43	20.1
Пирит	FeS ₂	0.483	5.01	38	16.97	89.8
Пирротит	Fe _{1-x} S	0.479	4.62	63	20.55	94.6
Халькопирит	CuFeS ₂	0.474	4.09		26.72	98.8
Сфалерит	ZnS	0.472	4.1	57	35.93	40.9
Галенит	PbS	0.410	7.6	87	1631.4	13.2
Молибденит	MoS ₂	0.462	5			69.2
Реальгар	AsS	0.458	3.59			99.2
Сульфаты						
Барит	BaSO ₄	0.446	4.48	69	266.8	21.0
Целестит	SrSO ₄	0.468	3.97	58	55.19	22.4
Ангидрит	CaSO ₄	0.499	2.96	54	5.06	12.3
Гипс	CaSO ₄ ·2H ₂ O	0.511	2.31	53	3.99	18.8
Полигалит	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄	0.501	2.78	58	4.32	23.6
Фосфаты						
Фторопатит	Ca ₅ (PO ₄) ₃ F	0.496	3.2	45	5.82	10.3
Хлоропатит	Ca ₅ (PO ₄) ₃ Cl	0.495	3.18		6.06	131.0
Гидроксилпатит	Ca ₅ (PO ₄) ₃ OH	0.498	3.16	43	5.81	11.5
Карбонаты						
Кальцит	CaCO ₃	0.508	2.71	46	5.08	7.08
Арагонит	CaCO ₃	0.508	2.93	53	5.08	7.65
Магнезит	MgCO ₃	0.499	2.87	44		1.44
Доломит	CaMg(CO ₃) ₂	0.499	2.87	42	3.14	4.7
Сидерит	FeCO ₃	0.483	3.94	44	14.69	52.3

1	2	3	4	5	6	7
Стронциавит	SrCO_3	0.461	3.79		68.48	18.6
Смитсонит	ZnCO_3	0.479	4.43			23.5
Различные эвапоритовые минералы						
Галит	NaCl	0.479	2.16	67	4.65	748.0
Сильвин	KCl	0.483	1.99	74	8.51	546.0
Карналит	$\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	0.511	1.6	81	4.09	365.0
Лангбейнит	$\text{K}_2\text{Mg}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot \text{O}$	0.496	2.93	52	3.56	24.1
Кизерит	$\text{MgSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$	0.506	2.57		1.83	13.9
Глауберит	$\text{Na}_2\text{Ca}(\text{SO}_4)_2$	0.496	2.8			15.2
Бораты						
Борацит	$\text{Mg}_3\text{B}_7\text{O}_{13}\text{Cl}$	0.490	2.95			24.3
Разорит	$\text{Na}_7\text{B}_4\text{O}_7 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$	0.505	1.95	50		13
Колеманит	$\text{Ca}_2\text{B}_6\text{O}_{11} \cdot 5\text{H}_2\text{O}$	0.506	2.42			16.2
Силикаты						
Ортоклаз	KAlSi_3O_8	0.496	2.56	69	2.86	15
Адуляр	KAlSi_3O_8	0.495	2.57			14.1
Микроклин	KAlSi_3O_8	0.496	2.59	45	2.86	13.1
Анортоклаз	$(\text{Na},\text{K})\text{AlSi}_3\text{O}_8$	0.496	2.59		2.86	9.4
Плагиоклазы						
Альбит	$\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$	0.496	2.62	47	1.68	7.49
Анортит	$\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$	0.496	2.76	45	3.13	7.28
Пироксены						
Диопсид	$\text{CaMg}(\text{SiO}_3)_2$	0.499	3.28	40	3.53	12.6
Авгит	$(\text{Ca},\text{Mg},\text{Fe},\text{Ti},\text{Al})_2$	0.495	3.38	82	7.79	17.2
Жадент	$\text{NaAl}(\text{SiO}_3)_2$	0.495	3.25	36		10.5
Сподумен	$\text{LiAl}(\text{SiO}_3)_2$	0.494	3.19			1600
Волластонит	CaSiO_3	0.499	2.91	42		8.9
Другие силикаты						
Эпидот	$\text{Ca}_2\text{Al}_2\text{Fe}(\text{SiO})_3\text{OH}$	0.495	3.59		6.49	21
Клиноцоизит	$\text{Ca}_2\text{Al}_2(\text{SiO}_4)_3\text{OH}$	0.497	3.34	41	3.42	10.6
Форстерит	Mg_2SiO_4	0.498	3.21	35	1.54	19.7
Грашаты						
Пироп	$\text{Mg}_3\text{Al}_2(\text{SiO}_4)_3$	0.496	3.56	52	1.6	6.05
Альмандин	$\text{Fe}_3\text{Al}_2(\text{SiO}_4)_3$	0.486	4.32		11.09	45
Гроссуляр	$\text{Ca}_3\text{Al}_2(\text{SiO}_4)_3$	0.497	3.6	48		10.8
Ортосиликаты						
Сфен	CaTiSiO_5	0.490	3.52		7.12	72.4
Циркон	ZrSiO_4	0.469	4.67	96	69.1	5.3
Идокраз	$\text{Ca}_{10}\text{Mg}_2\text{Al}_4(\text{SiO}_4)_5$	0.499	3.35	50		11.5
Андалузит	Al_2SiO_5	0.494	3.18			7.4
Силлиманит	Al_2SiO_5	0.494	3.25	32		7.57
Топаз	$\text{Al}_2(\text{F},\text{OH})_2\text{SiO}_4$	0.491	3.55			8.57

1	2	3	4	5	6	7
Берилл	$\text{Be}_3\text{Al}_2(\text{SiO}_3)_6$	0.495	2.64			4.31
Филлосиликаты (Слюды)						
Мусковит	$\text{KAl}_2(\text{AlSi}_3)\dots$	0.497	2.83	47	2.4	16.9
Биотит	$\text{K}(\text{Mg},\text{Fe})_3\dots$	0.493	3.01	51	6.27	30
Хлорид	$\text{Mg}_5(\text{Al},\text{Fe})\dots$	0.497	2.88		6.3	25.3
Хлоритонд	$(\text{Mg},\text{Fe})_2\text{Al}_4\dots$	0.494	3.5			21.1
Глинистые минералы						
Каолинит	$\text{Al}_2\text{O}_3\cdot 2\text{SiO}_2\cdot 2\text{H}_2\text{O}$	0.504	2.59	212	1.49	12.8
Монтмориллонит	$(\text{Na},\text{Ca})_{0.33}\dots$	0.502	2.06		2.04	14.5
Илит	$\text{K}_{1-1.5}\text{Al}_4\dots$	0.499	2.64		3.45	15.5
Сепиолит	$\text{Mg}_4(\text{Si}_6\text{O}_{15})\dots$	0.509	2			10.9
Галлузит	$\text{Al}_2\text{O}_3\cdot 2\text{SiO}_2\cdot 2\text{H}_2\text{O}$	0.504	2.1		1.34	10.4
Дискит		0.504	2.6			12.9
Угли						
Антрацит	$\text{C}_{720}\text{H}_{238}\text{N}_6\text{O}_{16}$	0.513	1.6	105	0.16	10.49
Битумные	$\text{C}_{532}\text{H}_{418}\text{N}_8\text{O}_{41}$	0.527	1.35	120	0.17	16.36
Лигнит	$\text{C}_{480}\text{H}_{412}\text{N}_7\text{O}_{101}$	0.525	1.1	160	0.2	12.79
Графит	C	0.500	2.27	100		0.41
Осадочные породы						
Песчаники			2.65	53		8 – 13
Неконсолидир.			2.65	59		8 – 13
Аркозовые			2.6			10 – 14
Граувакки			2.7	53		6 – 16
Глины			1.8 - 2.7	63 – 170		25 – 45
Известняк			2.71	48		8 – 10
Доломит			2.8 – 2.9	42		8 - 12
Изверженные породы						
Гранит			2.65	61.1		
Сиенит			2.78	53.5		
Кварц.монцонит			2.65	56.5		
Группы гранодиоритов						
Гранодиорит			2.75	69.3		
Кварц.диорит			2.88	57.6		
Тоналит			2.76	59.8		
Группы базальтов						
Диабаз			2.95	46.1		
Габбро			2.95	44.6		
Норит			2.98	45.7		
Анортит			2.78	48.3		
Лабрадорит			2.68	43.3		
Группы ультрамафитов						
Пироксенит			3.25	44.8		

1	2	3	4	5	6	7
Бронзит			3.28	41.2		
Саксонит			3.37	42.5		
Дунит			3.35	42.4		
1	2	3	4	5	6	7
Метаморфические породы						
Гнейсы			2.68 – 3.04	45.5 – 69.3		
Мрамор			2.74	52.5		
Кварцит			2.65	4.4		
Фмфиболит			3.1	44.2		
Эклогит			3.45	43.5		
Серпентин			2.45 – 2.81	47.6 – 64.9		
Филлит			2.89	47.5		
Сланец			2.73	55.5		
Сланец крист.			2.83 – 3.19	49.5 – 63.5		

Содержание

	<i>Стр.</i>
Введение	2
Обозначения и наименования параметров	3
Глава 1. Основы количественной интерпретации	5
1.1. Петрофизические характеристики резервуаров	5
1.2. Интерпретация материалов ГИС	7
Глава 2 Краткий очерк сущности основных методов ГИС	16
2.1. Потенциалы самопроизвольной поляризации и замеры естественной гамма-активности пород	16
2.2. Каротажи пористости	26
2.3. Каротажи сопротивления	42
Глава 3. Методика интерпретации материалов ГИС	56
3.1. Определение величин вспомогательных параметров	56
3.1.1. Определение температуры пласта	56
3.1.2. Определение величин R_{mf} , R_{mc} и R_z	58
3.1.3. Оценка сопротивления пластовых вод (R_w).....	61
3.1.4. Оценка глинистости коллекторов	68
3.1.5. Определение матричных значений плотности и интервального времени.....	73
3.2. Определение пористости пород	78
3.2.1. Оценка пористости по сопротивлению	78
3.2.2. Определение пористости по акустическому каротажу.....	81
3.2.3. Оценка пористости по данным плотностного каротажа	83
3.2.4. Оценка пористости по данным нейтронного каротажа	86
3.2.5. Определение пористости по “парным связям”	89
3.3. Определение удельного сопротивления пласта	94
3.4. Определение коэффициентов водонасыщенности	103
3.4.1. Оценка S_w по времени жизни тепловых нейтронов	109
3.5. Оценка проницаемости	112
3.5.1. Оценка проницаемости через градиент сопротивления	114
3.5.2. Оценка проницаемости по \emptyset и S_wi	115
3.5.3. Оценка эффективной и относительной проницаемости	116
Литература	117
Приложение 1. Сопоставление единиц измерений	118
Приложение 2. Физические свойства основных породообразующих минералов и пород, используемые в количественной интерпретации	120
Содержание.....	124