

С.С.ИТЕНБЕРГ

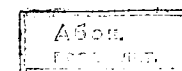
ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

*Допущено Министерством высшего и среднего
специального образования СССР в качестве учебного
пособия для студентов вузов, обучающихся
по специальности «Геология и разведка нефтяных
и газовых месторождений»*

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ
И ДОПОЛНЕННОЕ



МОСКВА "НЕДРА" 1987



6111.61(075.3)

И 924 УДК [550.832:550.8.05](075.8)

6111.61(075.3)

Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учеб. пособие для вузов.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Недра, 1987. 375 с., ил.

Описаны основы промыслово-геофизических исследований скважин и методики обработки и интерпретации данных каротажа для изучения литологии, стратиграфии, условий осадконакопления, выделения в разрезе коллекторов, определения их пористости, нефтегазонасыщенности, эффективной мощности. Рассмотрены основные приемы обработки и интерпретации промыслово-геофизических данных на электронных вычислительных машинах. Во 2-е издание (1-е изд.— 1972) включены материалы по контролю за разработкой нефтяных и газовых месторождений, выявлению зон аномально высоких пластовых давлений, опробованию и испытанию пластов.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Табл. 10, ил. 186, список лит.— 17 назв.

Рецензенты: кафедра геофизики Азербайджанского института нефти и химии им. Азизбекова; В. Г. Фоменко, канд. геол.-минер. наук (Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт геофизических методов исследований, испытания и контроля нефтегазоразведочных скважин)

275473

Томский индуст.
институт
библиотека

И 1904050000—131 145—87
043(01)—87

© Издательство «Недра», 1987

ВВЕДЕНИЕ

В основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года, утвержденных XXVII съездом КПСС, предусматривается обеспечить добычу 625—640 млн. т нефти и газового конденсата, довести добычу газа до 835—850 млрд. м³. Для достижения столь высоких рубежей должны вводиться в эксплуатацию новые месторождения нефти и газа в Прикаспийской низменности. Необходимо продолжить развитие нефтяной промышленности Западной Сибири, Казахской ССР, на севере европейской части страны и на континентальном шельфе морей.

Особое место в решениях XXVII съезда КПСС отводится ускорению в двенадцатой пятилетке научно-технического прогресса для обеспечения на длительный период последовательного и устойчивого развития нефтяной и газовой промышленности. С этой целью предусматриваются совершенствование технологии буровых работ, широкое внедрение прогрессивных систем разработки месторождений и технологических процессов, способствующих повышению эффективности добычи нефти, газа и увеличению нефтегазоотдачи пластов.

Значительная роль в ускорении научно-технического прогресса в нефтегазовой промышленности принадлежит геофизической службе. В практику промысловой и разведочной геофизики предстоит широко внедрить прогрессивные достижения отечественной и мировой науки и техники в области геофизики.

Оптимальное использование ресурсов известных и вновь открываемых месторождений нефти и газа тесно связано с проблемой детального изучения емкостных свойств и характеристик насыщения продуктивных пластов, вскрываемых скважиной. Эти данные необходимы для выявления в разрезе продуктивных пластов и закономерностей их распространения по площади, изучения строения месторождений, подсчета запасов нефти и газа, проектирования научно обоснованной технологической системы разработки залежи, выбора наиболее рациональной системы разведочного бурения и др. В нефтяной и газовой промышленности скважины используются не только для поисков и разведки, но и для разработки месторождений. Поэтому детальное изучение разрезов нефтяных и газовых скважин, контроль их технического состояния и условий эксплуатации являются задачами первостепенной важности.

Изучение коллекторских свойств пород по керновым данным затруднено из-за сложности извлечения керна с больших глубин, что ведет к недостаточной его представительности по разрезу. Наибольшие трудности возникают при отборе керна из хорошо проницаемых и слабосцементированных чистых коллек-

торов, а также из карбонатных трещинных коллекторов. На практике отбор керн стремятся довести до необходимого для изучения разреза скважины минимума. Данные анализов керн используют при корректировке результатов интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС).

Изучение геологического разреза скважин, их технического состояния и контроль режима разработки месторождений в настоящее время осуществляются в основном геофизическими методами. О геолого-геофизических свойствах разреза и условиях залегания пород на глубине судят главным образом по результатам интерпретации комплексных геолого-геофизических данных. Геофизическими методами исследуется весь разрез, вскрываемый скважиной, и наиболее детально — его продуктивная часть. Полученные данные используются для выделения в продуктивной толще прослоев, по литологическим и коллекторским свойствам отличающихся от вмещающих пород. Это имеет важное практическое значение при послойном изучении геологического строения отдельных зон продуктивного пласта, оценке его эффективной мощности, выборе систем разработок и, в частности, режима закачки в пласт воды для поддержания пластового давления.

Каротажные диаграммы, характеризую разрез непрерывно по всему стволу скважины, дают наиболее полное представление о закономерностях изменения литологии и о строении пластов как по вертикали, так и по площади. Благодаря массовости каротажных материалов, их доступности и относительной простоте обработки, они часто дают единственную геолого-геофизическую информацию, на основании которой судят о геологическом разрезе, целесообразности дальнейших исследований и оперативных работ в скважине. От полноты и достоверности интерпретации данных каротажа зависят надежность выявления в разрезе продуктивных горизонтов, выбор среди них наиболее перспективных на нефть и газ пластов для испытания в данной скважине, успех их вскрытия и ввода в эксплуатацию.

По комплексу геофизических исследований скважин и геологических наблюдений в настоящее время решают ряд важных задач, основные из которых:

а) расчленение разреза, оценка литологии, определение границ пластов, последовательности и закономерности их залегания и распределения по площади, изучение геологического строения месторождения и др.;

б) выделение в разрезе пластов-коллекторов, оценка характера их насыщения и количественное определение коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности и эффективной мощности.

Большое разнообразие природных геологических факторов и различие применяемых комплексов геолого-геофизических исследований в зависимости от геологических свойств разреза, глубин скважин и условий их бурения привели к созданию многочисленных теоретически обоснованных и эмпирических мето-

дов интерпретации каротажных данных. Их эффективность в конкретных геологических условиях определяется в первую очередь соответствием заданной теоретической модели коллектора его действительному строению.

С 1972 г. (первое издание книги) разработаны и внедрены в практику геофизических исследований скважин новые виды каротажа (ядерно-магнитный, диэлектрический и др.); усовершенствованы техника измерений и методика интерпретации ГИС. Существенно расширены объем и методы геофизических исследований при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений; выявлении зон аномально высоких пластовых давлений и определении давлений; использовании методов машинной интерпретации; опробовании и испытании пластов, определении пластовых давлений и проницаемости гидродинамическим каротажом (ГДК) на кабеле и др. С расширением комплекса геофизических исследований усложнились и методы интерпретации результатов каротажа скважин. В связи с этим возникла необходимость в переиздании книги с учетом современного состояния теории и практики интерпретации результатов геофизических исследований скважин в Советском Союзе и за рубежом.

Часть 1

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ОСНОВЫ ПЕРВИЧНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПОЛУЧАЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Интерпретация данных ГИС призвана решать широкий круг геологических задач, основные из которых: 1) общегеологические (расчленение разреза на пласты, уточнение литологии, разделение выделенных пластов на коллекторы и неколлекторы, стратификация и корреляция разрезов); 2) количественная оценка емкостных и фильтрационных характеристик коллекторов (определение коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности, проницаемости); 3) контроль разработки месторождения (исследование процесса вытеснения нефти из пласта, изучение эксплуатационных характеристик пласта); 4) изучение технического состояния скважин.

Интерпретация данных ГИС осуществляется с помощью специально разработанных методических и технических средств при наиболее полном использовании геологических материалов (анализов керна, шлама, пластовых флюидов, промывочных жидкостей и т. д.) и результатов испытания пластов, полученных в исследуемой скважине и районе. В зависимости от решаемых задач различают оперативную и сводную (площадную) интерпретацию материалов ГИС.

Оперативная интерпретация. Такая интерпретация проводится по данным ГИС, полученным в отдельных скважинах в процессе их бурения и испытания, в целях: 1) расчленения разреза скважины и выделения пластов-коллекторов; 2) оценки типа коллекторов, их емкостных характеристик (пористости, глинистости, проницаемости); 3) определения насыщенности коллекторов (нефтью, газом, водой). В результате получают сведения о нефтегазосодержании пластов-коллекторов, целесообразности их испытания или необходимости проведения дополнительных исследований в скважине.

Сводная интерпретация. Эта интерпретация является площадной, главная ее цель — определение подсчетных параметров, необходимых для подсчета запасов нефти и газа (площадь нефтегазонасыщенности и мощность ее нефтегазонасыщенной части, коэффициент открытой пористости нефтегазосодержащих пород и коэффициент их насыщения, тип коллектора, его свойства и другие, предусмотренные требованиями «Инструкции

ГКЗ СССР»). Данные сводной интерпретации используются также при проектировании разработки или доразведки месторождения. Сводная интерпретация базируется на обобщении и анализе результатов оперативной интерпретации отдельных скважин, комплексных геологических и промысловых материалов.

Глава I

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Электрический каротаж (ЭК) основан на измерении электрического поля, возникающего самопроизвольно или создаваемого искусственно. На практике применяют следующие разновидности ЭК: каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), показывающий изменения по скважине потенциала самопроизвольной поляризации $U_{пс}$; каротаж сопротивления (КС), основанный на измерении кажущегося удельного сопротивления горных пород ρ_k ; индукционный каротаж (ИК), заключающийся в измерении кажущейся удельной электропроводности горных пород σ_k ; диэлектрический каротаж (ДК), основанный на измерении кажущейся диэлектрической проницаемости ϵ_k .

Определения σ_k и ϵ_k базируются на измерении элементов электромагнитного поля и являются разновидностями электромагнитного каротажа (ЭМК).

§ 1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАРОТАЖА

На результаты измерений геофизическими методами в необсаженной скважине влияют породы, вскрытые скважиной, ее диаметр и промывочная жидкость (ПЖ), заполняющая ствол скважины.

В качестве ПЖ при бурении используют воду, глинистые и глинисто-известковые растворы, растворы на нефтяной основе, безводные и эмульсионные жидкости и др. В благоприятных гидрогеологических условиях циркулирующим агентом может служить воздух или газ. Наиболее широкое применение при разбуривании нефтегазовых месторождений получили глинистые растворы.

Рассмотрим основные функции промывочной жидкости, оказывающие непосредственное влияние на показания каротажа. К ним относятся: глинизация стенок скважины и образование против проницаемых пластов глинистых корок; изменение диаметра скважины вследствие образования каверн, сужения ствола; проникновение фильтрата ПЖ в пласт и замещение в зоне проникновения естественного флюида фильтратом и др.

ОБРАЗОВАНИЕ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ

При обнажении поверхности проницаемой породы в процессе бурения мельчайшие ее поры заполняются фильтратом жидкости, и твердые коллоидные частицы ПЖ образуют пленку. Через образовавшуюся пленку фильтруется вода, а глинистые частицы, отлагаясь на поверхности пленки, образуют корку (рис. 1). На первоначальном этапе фильтрации вместе с фильтратом в пласт поступают твердые и коллоидные частицы ПЖ — образуется зона кольматации. Глубина проникновения глинистых частиц и утяжелителя раствора в породу с крупнозернистым песком больше, чем в породу, содержащую среднезернистый песок.

В срезах образцов керна установлено, что проникновение твердой фазы в песчаник и алевролит происходит на глубине 12—16 мм. В трещиноватые породы твердая фаза может проникнуть на несколько метров, и глинистая корка при этом не образуется.

При использовании в бурении коллоидных ПЖ на стенках скважины против проницаемого пласта формируется тонкая плотная корка, водоотдача из раствора мала и прекращается через короткий период времени. Если раствор не является коллоидальной системой, то образуется неплотная, рыхлая, толстая корка, длительное время пропускающая фильтрат раствора в пласт. Как показала практика, тонкая плотная корка выдерживает большой избыток давления со стороны скважины. Однако даже при небольшом превышении давления со стороны

пласта (0,015—0,02 МПа) происходит приток жидкости из пласта в скважину.

При одинаковых характеристиках ПЖ скорость образования глинистой корки против пород возрастает с увеличением их пористости. В случае непрерывной циркуляции раствора толщина корки меньше, чем в статических условиях. Толщина глинистой корки изменяется от долей сантиметра до 3 см и более; с повышением температуры в скважине она увеличивается.

Пористость и проницаемость глинистой корки зависят от разности между гидростатическим и пластовым давлением и от минерализации глинистого раствора. При

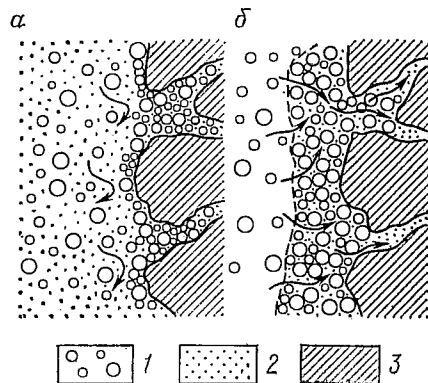


Рис. 1. Схема образования глинистой корки:

а — тонкой при коллоидном глинистом растворе; б — толстой при неколлоидном глинистом растворе. 1 — частицы суспензии; 2 — коллоидные частицы; 3 — вскрываемые породы

больших перепадах давления во время бурения скважин глинистая корка может образоваться даже против пластов с очень низкой проницаемостью. Проницаемость глинистой корки изменяется в широких пределах — от 10^{-5} до 10^{-3} фм² и зависит не только от перепада давления, но и от свойств ПЖ, содержания в ней глины, песка, механических примесей и химических реагентов. Лабораторные исследования показали, что с увеличением содержания NaCl происходит коагуляция глинистых частиц, содержащихся в растворе, что вызывает уменьшение их удельной поверхности.

ИЗМЕНЕНИЕ ДИАМЕТРА СКВАЖИНЫ

Диаметр скважины увеличивается (вследствие образования каверн) против пластов глин и пород, содержащих глинистый материал (мергели и глинистые известняки), в результате гидромониторного воздействия струи, вытекающей из долотных отверстий. Этот процесс протекает интенсивнее при использовании ПЖ с пониженной вязкостью, разжиженных, с повышенной водоотдачей. Интенсивность разрушения глин зависит также от их физико-химических свойств. Монтмориллонитовые тонкодисперсные коллоидные глины разрушаются более интенсивно, чем каолинитовые, песчанистые, известковые и грубодисперсные. В связи с этим диаметр скважины в глинах изменяется неравномерно.

При использовании ПЖ, приготовленных на соленой воде, образование каверн замедляется, так как при концентрированных растворах гидратация глинистых частиц уменьшается, а в некоторых случаях происходит обратный процесс — обезвоживание влажных глин.

Увеличение диаметра скважины против пластов соли и в малой степени против гипса связано с растворением этих пород водой глинистого раствора. Фактический диаметр скважины против крепких пород (например, плотных песчаников, известняков, доломитов) без глинистого материала или против пород, содержащих его в небольшом количестве, обычно совпадает с номинальным ($d_c = d_n$).

В ряде случаев диаметр скважины увеличивается против трещиноватых пород из-за ослабления их механической прочности в процессе бурения.

ПРОНИКНОВЕНИЕ ФИЛЬТРАТА ПЖ В ПЛАСТ

В разрезах нефтегазовых скважин наибольший интерес представляют пористые проницаемые пласты (коллекторы), способные пропускать жидкость при наблюдаемых перепадах давления. Скорость проникновения фильтрата ПЖ в пласт снижается со временем и приблизительно через 250—300 ч становится сравнимой со скоростью диффузии солей.

Часть проницаемого пласта, в которую проник фильтрат промывочной жидкости, называют зоной проникновения. В этой зоне фильтрат смешан с пластовой водой, и удельное сопротивление пласта изменяется в радиальном направлении (рис. 2). С увеличением расстояния от стенки скважины объем фильтрата в единице объема породы постепенно уменьшается, и сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ достигает сопротивления неизменной части пласта ρ_n . Условно зону проникновения считают концентрическим слоем с эффективным диаметром D и постоянным сопротивлением $\rho_{зп}$. Допускается, что влияние эффективного диаметра зоны проникновения на результаты измерения сопротивления в неоднородной среде (зоне проникновения) эквивалентно влиянию фактического диаметра зоны проникновения.

Глубина проникновения фильтрата ПЖ зависит от проницаемости глинистой корки, пористости пласта, времени, прошедшего после вскрытия пласта (времени фильтрации). Пористость глинистой корки, проницаемость пласта и дифференциальное давление влияют незначительно. Наибольшая глубина проникновения характерна для проницаемых, но малопористых пород — известняков, доломитов, цементированных алевролитов и песчаников. Породы с большим объемом пор обладают меньшей глубиной проникновения фильтрата ПЖ в пласт.

Скорость перемещения фронта зоны проникновения в высокопористом пласте со временем может настолько снизиться, что станет меньше скорости диффузии в зону проникновения

ионов растворенных в пластовой воде солей. В результате граница между зоной проникновения и неизменной частью пласта начнет перемещаться в обратном направлении — к скважине. Кроме того, в высокопористых пластах с хорошей проницаемостью по вертикали происходит перераспределение жидкости в зависимости от ее плотности. В результате высокоминерализованная пластовая вода может сохраниться в нижней части пласта, вытеснив более пресный и легкий фильтрат промывочной жидкости в верхнюю часть. По той же причине в нефтегазоносном пласте фильтрат распределяется по вертикали между нефтью и высокоминерализованной пластовой водой.

Рассмотрим различные случаи изменения удельного сопротивления пласта при проникновении в него фильтрата ПЖ.

Когда удельное электрическое сопротивление фильтрата ПЖ меньше сопротивления воды, насыщающей поры породы, либо когда фильтрат проникает в нефтегазонасыщенные пласты вследствие вытеснения им нефти или газа, происходит снижение удельного сопротивления. Такое проникновение называется понижающим.

При проникновении пресного фильтрата ПЖ в водоносные проницаемые пласты, насыщенные более минерализованной водой, происходит повышение удельного сопротивления пласта. Это проникновение называется повышающим.

Если насыщенность породы водой соответствует количеству остаточной воды, то фильтрат промывочной жидкости не способен вытеснить пластовую воду. Однако и в этом случае со временем в результате диффузии происходит смешение пластовой воды и фильтрата. Полученная смесь вытесняется последующей порцией фильтрата. В результате образуется промытая зона.

Промытая зона является частью зоны проникновения, расположенной непосредственно у стенки скважины. Через нее проходит наибольшее количество фильтрата, который почти полностью заменяет пластовую воду. Толщина промытой зоны достигает 5—10 см. Сопротивление промытой зоны $\rho_{пз}$ водоносного пласта обычно определяется сопротивлением фильтрата ПЖ и пористостью пласта.

В промытой зоне нефтеносного пласта происходит замещение пластовой воды и нефти (газа) фильтратом ПЖ, но в тонких порах и тупиках коллектора нефть (газ) частично сохраняется. Принято считать, что в промытой зоне содержится 15—25 % остаточной нефти. В глинистых коллекторах при высокой вязкости нефти остаточная нефтенасыщенность достигает 30 % и более. В газоносных пластах остаточная газонасыщенность всегда больше остаточной нефтенасыщенности даже в случае очень вязких нефтей. Остаточная газонасыщенность принимается равной 30 %. По мере удаления от стенок скважины фильтрат промывочной жидкости в зоне проникновения

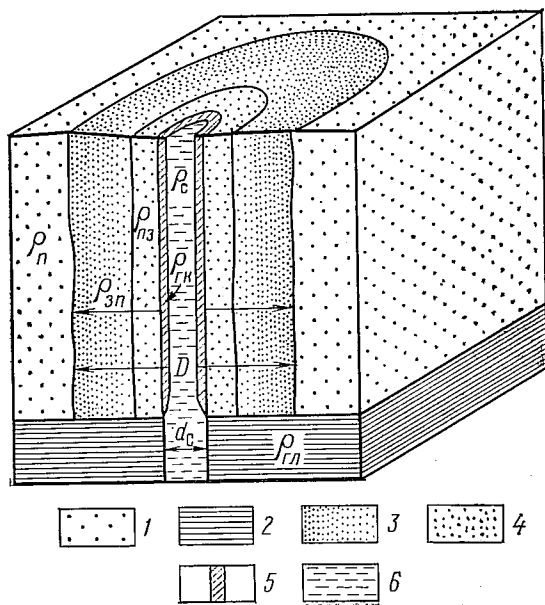


Рис. 2. Схема радиального распределения сопротивления в проницаемом водоносном пласте с межзерновой пористостью.

1 — неизменная часть пласта; 2 — глинистый пласт; 3 — зона проникновения; 4 — промытая часть зоны проникновения; 5 — глинистая корка; 6 — промывочная жидкость; $\rho_{пз}$, ρ_c , $\rho_{гк}$, $\rho_{гд}$ — удельные сопротивления соответственно промытой зоны (пз), промывочной жидкости (скважины), глинистой корки и глинистого пласта

смешивается с все большими порциями пластовой воды и нефти.

В гидрофильном коллекторе на распределение флюида (нефти и воды) влияет также относительная (фазовая) проницаемость, что приводит к опережению движения нефти в глубь пласта по сравнению с движением воды. В результате между зонами проникновения и неизменной частью пласта может образоваться окаймляющая (кольцевая) зона с повышенным содержанием воды, приближающейся по минерализации к пластовой воде. Сопротивление этой зоны ρ_{03} значительно ниже ρ_{01} . Формирование окаймляющей зоны возможно только в том случае, если насыщенность пласта водой несколько превышает остаточную водонасыщенность и в пласте имеется подвижная соленая вода. Наличие окаймляющей зоны в гидрофильных нефтеносных породах не может служить признаком промышленной нефтенасыщенности пласта. Она свидетельствует лишь о том, что в пласте имеется некоторое количество подвижной воды и скважина при эксплуатации может давать нефть с водой. Окаймляющая зона со временем обычно исчезает.

Описанная схема проникновения фильтрата ПЖ в пласт справедлива для чистых (неглинистых) песчаных пород. К ним относятся породы, в которых глинистый материал или отсутствует, или содержится в незначительном количестве, способном изменить физические свойства коллектора, свободного от глинистых частиц, не более чем на 5 %. В песчано-глинистых коллекторах строение зоны проникновения более сложное. В результате взаимодействия фильтрата ПЖ с глинистыми частицами пористой проницаемой породы образуется зона пониженной проницаемости, препятствующая движению нефти и газа к скважине.

В ряде случаев бурение скважин проводится с применением промывочных жидкостей на нефтяной основе, которые разделяются на две основные группы: безводные ПЖ и водонефтяные инвертные эмульсии (ИЭ). В безводных ПЖ углеводородная жидкость является дисперсной средой, а окисленные битумы — дисперсной фазой. К ним относятся известково-битумные (ИБ), солярно-битумные (СБ), известково-солярно-битумные (ИСБ) и др. В ИЭ дисперсной средой является углеводородная жидкость, а дисперсной фазой — капельки минерализованной воды, содержание которой в 1,5—2 раза может повышать содержание нефти. Обе группы ПЖ обладают гидрофобностью, характеризуются высокими смазочными свойствами, разрушают резиновые элементы скважинных приборов и оборудования, практически не проводят электрический ток. Большинство ПЖ, приготовленных на нефтяной основе, способно также проникать в пласт-коллектор на большую глубину.

С применением ПЖ на нефтяной основе (согласно В. Г. Фоменко и А. В. Ручкина) решаются задачи:

— технологическая, направленная на облегчение бурения

скважины в легкорастворимых или обваливающихся отложениях, когда использование ПЖ на водной основе не обеспечивает безаварийное бурение скважины:

— эксплуатационная, предусматривающая сохранение естественной проницаемости прискважинной части пласта с целью повышения эффективности вскрытия и освоения пластов с ухудшенными фильтрационными свойствами, сокращения сроков освоения скважин и увеличения времени их фонтанной эксплуатации;

— геологическая, целью которой является отбор образцов керн с сохранением естественной остаточной воды для определения начальной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов.

Заполнение ствола скважины промывочной жидкостью, не проводящей электрический ток, ограничивает набор комплекса ГИС. В таких скважинах не могут выполняться каротажи сопротивления и каротажи потенциалов самопроизвольной поляризации. Для электромагнитного каротажа (индукционного и диэлектрического) ограничений при применении ПЖ на нефтяной основе нет. В тех случаях, когда кривые КС и ПС представляют значительный интерес для исследования скважины, замер этих параметров проводят после замены в скважине непроводящей ПЖ на ПЖ, проводящую электрический ток. В ряде случаев для получения дополнительной информации о коллекторских свойствах и насыщенности пласта после замены ПЖ повторно проводят широкий комплекс ГИС.

§ 2. КАРОТАЖ ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Измерение в скважине потенциала самопроизвольной поляризации $U_{\text{ПС}}$ сводится к замеру разности потенциалов между электродом M , перемещаемым вдоль ствола скважины, и электродом N , находящимся на поверхности вблизи устья скважины (рис. 3).

Потенциал электрода N практически сохраняется постоянным, и разность потенциалов между электродами M и N

$$\Delta U_{\text{ПС } MN} = U_{\text{ПС } M} - U_{\text{ПС } N} = U_{\text{ПС } M} - \text{const.}$$

Разность потенциалов между перемещаемым M и неподвижным N электродами указывает на изменение электрического потенциала вдоль ствола скважины. Причина этого — наличие в скважине и около нее самопроизвольно возникающего электрического поля.

Кривая потенциалов самопроизвольной поляризации (кривая ПС) обычно записывается одновременно с кривой сопротивления или с другими кривыми. Кривая ПС показывает изменение потенциала электрического поля у электрода M с глу-

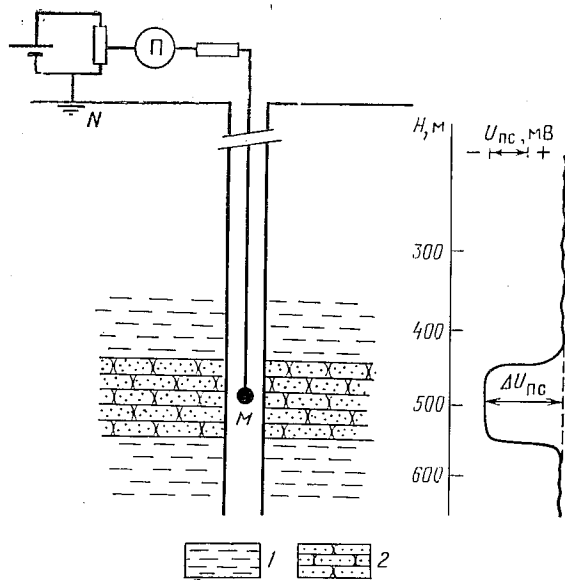


Рис. 3. Принципиальная схема измерения ПС [3].
1 — глина; 2 — песчанник;
П — регистрирующий прибор

биной. Точка записи $\Delta U_{ПС}$ относится к электроду М. Разность потенциалов ПС измеряется в милливольтках.

Электродвижущая сила естественного поля ПС в скважинах, пробуренных на нефть и газ, обусловлена главным образом явлениями диффузии (диффузионно-адсорбционным потенциалом), частично процессами фильтрации (фильтрационными потенциалами) и явлениями окисления и восстановления¹. Для интерпретации диаграммы ПС наибольший интерес представляет изучение диффузионно-адсорбционных потенциалов. Происхождение этих потенциалов исследовано на лабораторных моделях и в скважине.

Кроме естественной разности потенциалов ПС между электродами М и N и промывочной жидкостью возникает дополнительная разность потенциалов, называемая электродной. Она обусловлена неоднородностью электродов М, N и ПЖ, в которую погружены электроды. Электродная разность потенциалов при замере ПС исключается (компенсируется) путем введения в измерительную цепь разности потенциалов, противоположной по знаку электродной разности потенциалов и равной ей либо близкой к ней по величине.

¹ Окислительно-восстановительные ЭДС обусловлены различными химическими и электрохимическими реакциями, протекающими на контакте пород, имеющих электронную проводимость с окружающей средой. Такими породами являются пирит и другие сульфиды, магнетит, графит, антрацит и различные сильно метаморфизованные угли. Окислительно-восстановительные процессы связаны с потерей электронов (окисление) или с приобретением их (восстановление). В разрезах нефтяных скважин окислительно-восстановительные ЭДС не имеют сколько-нибудь заметного распространения.

ДИФфуЗИОННО-АДСОРБЦИОННЫЕ ПОТЕНЦИАЛЫ

ДИФфуЗИЯ

При растворении какого-либо вещества в жидком растворителе молекулы растворимого вещества (все или часть) диссоциируют на положительные и отрицательные ионы. Диссоциация молекул растворимого вещества обусловлена воздействием на них молекул растворителя и происходит независимо от наличия или отсутствия электрического тока. Действие тока на раствор заключается лишь в перемещении ионов к электродам.

На контакте двух электролитов разной концентрации возникают диффузионные разности потенциалов (рис. 4), электродвижущие силы (ЭДС) которых определяются уравнением Нернста

$$E_d = \frac{RT}{F} \frac{n_K u - n_A v}{n_K z_K u + n_A z_A v} \ln \frac{C_1}{C_2}. \quad (I.1)$$

Здесь R — универсальная газовая постоянная, равная 8,314 Дж/(моль · К); F — число Фарадея, приблизительно равное 96 484 Кл/моль; T — абсолютная температура, К ($T = T_1 + 273^\circ$, T_1 — температура раствора в $^\circ\text{C}$); n_K, n_A — число соответственно катионов и анионов, на которое диссоциирует одна молекула электролита; z_K, z_A — валентность соответственно катиона и аниона; u, v — электролитические подвижности катиона и аниона, $\text{см} \cdot \text{см}^2/\text{моль}$; C_1, C_2 — концентрации электролита в двух растворах, моль/л; E_d — в В (в данном соотношении концентраций электролитов E_d определяет потенциал второго раствора по отношению к потенциалу первого раствора).

Из формулы (I.1) следует, что обязательными условиями возникновения диффузионной ЭДС являются различия подвижностей катиона и аниона и концентрации растворов.

В растворе NaCl ион Cl^- примерно в 1,5 раза подвижнее иона Na^+ . При $n_K u = n_A v$ или $C_1 = C_2$ диффузионная ЭДС отсутствует.

Подвижности ионов — величины, пропорциональные их скоростям, представляющие собой произведение последних на число Фарадея (96 484 Кл/моль). По подвижности ионов можно

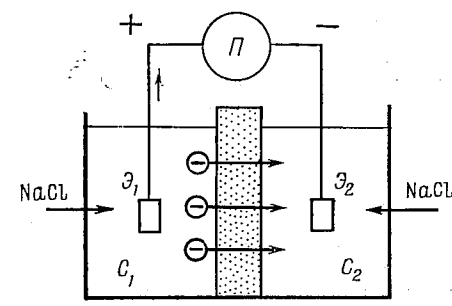


Рис. 4. Схема возникновения диффузионных потенциалов на контакте двух электролитов.
 C_1 и C_2 — концентрации двух растворов хлористого натрия ($C_1 > C_2$);
П — измерительный прибор; Э₁ и Э₂ — электроды

рассчитать их скорость в растворителе под действием электрического поля в 1В на 1 см. Для этого подвижность делят на число Фарадея. Например, скорость для Na^+ при 18°C равняется $43,3 : 96\,484 = 0,000456$ см/с.

Для одновалентного электролита, когда $z_k = z_a = 1$ и $n_k = n_a = 1$, формула (I.1) принимает вид

$$E_d = (RT/F) [(u-v)/(u+v)] \ln (C_1/C_2). \quad (\text{I.2})$$

Подставив в формулу (I.2) значения R , F и $T = 291$ К ($T = 18^\circ\text{C}$), заменив натуральный логарифм десятичным и выразив ЭДС в милливольтгах, получим

$$E_d = 58 [(v-u)/(u+v)] \lg (C_1/C_2).$$

или

$$E_d = 58 (N_k - N_a) \lg (C_1/C_2), \quad (\text{I.3})$$

где $N_k = u/(u+v)$, $N_a = v/(u+v)$ — числа переноса катионов и анионов¹.

Выражение перед логарифмом в формулах (I.1) и (I.2) при данной температуре характеризуется постоянной величиной K_d . После введения такого обозначения формула (I.3) принимает вид

$$E_d = K_d \lg (C_1/C_2). \quad (\text{I.4})$$

Величина K_d называется коэффициентом диффузионного потенциала и является функцией температуры и подвижностей ионов. При $T = \text{const}$ величина K_d зависит от химического состава соприкасающихся электролитов.

Известно, что подвижности (эквивалентные электропроводности) ионов являются функциями концентрации, поэтому в уравнениях (I.2) — (I.4) вместо концентраций целесообразно пользоваться активными концентрациями $a = fC$ (f — функция активности растворов).

При этом формула (I.4) примет вид

$$E_d = K_d \lg (a_1/a_2). \quad (\text{I.5})$$

Отношение a_1/a_2 при значительных изменениях минерализации растворов можно без существенной ошибки заменить обратным отношением удельных сопротивлений растворов ρ_1 и ρ_2 :

$$E_d = K_d \lg (\rho_2/\rho_1). \quad (\text{I.6})$$

Величина K_d для NaCl в среднем принимается равной $-11,6$ мВ. Тогда при непосредственном контакте двух сильно разбавленных растворов хлористого натрия $E_d = -11,6 \lg (a_1/a_2)$ или

$$E_d = -11,6 \lg (\rho_2/\rho_1). \quad (\text{I.7})$$

¹ Число переноса характеризует относительную подвижность или скорость движения аниона или катиона (при сумме их скоростей, равной единице) и ту долю общего количества электричества, прошедшего через электролит, которая будет перенесена соответственно анионом и катионом.

Вследствие большей подвижности иона Cl^- по сравнению с подвижностью Na^+ при непосредственном контакте двух электролитов хлористого натрия менее концентрированный раствор приобретает отрицательный знак.

В растворах NaCl при колебании температуры в широких пределах величина K_d и, следовательно, пропорциональная ей E_d изменяются незначительно. Это объясняется тем, что с увеличением температуры T подвижность ионов Na^+ растет интенсивнее, чем подвижность ионов Cl^- . В связи с этим наблюдается уменьшение отношения $(u-v)/(u+v)$, компенсирующее соответствующее влияние температуры.

Диффузионный потенциал для различных растворов солей различен. В частности, для растворов хлористого калия вследствие почти одинаковой подвижности ионов хлора и калия диффузионный потенциал будет близок к нулю.

ДИФфуЗИЯ И АДСОРБЦИЯ

Если два раствора различной концентрации разделить тонкопористой перегородкой-мембраной, то через нее будет происходить диффузия солей и возникнет мембранная, или диффузионно-адсорбционная, ЭДС E_{da} (рис. 5). Лабораторными работами установлено, что мембранные ЭДС отличаются по величине и знаку от диффузионных ЭДС, полученных для одних и тех же растворов. Диффузионно-адсорбционные ЭДС для двух растворов одной и той же соли различной концентрации изменяются от величины диффузионной ЭДС до предельных значений, определяемых как

$$E_{da} = RT/zF \ln (C_1/C_2), \quad (\text{I.8})$$

где z — валентность электролита.

Уравнение (I.8) получаем из (I.1) при допущении, что анионы неподвижны ($v=0$), валентности катиона и аниона равны ($z_k = z_a$).

Если в выражении (I.3) принять $N_k = 1$, $N_a = 0$, то в пределе

$$E_{da} = 58 \lg (C_1/C_2). \quad (\text{I.9})$$

По аналогии с формулой (I.5) диффузионно-адсорбционный потенциал выражают следующим образом:

$$E_{da} = K_{da} \lg (a_1/a_2)$$

или

$$E_{da} = K_{da} \lg (\rho_2/\rho_1), \quad (\text{I.10})$$

где K_{da} — коэффициент,

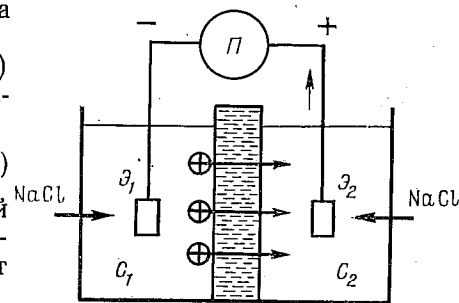


Рис. 5. Схема возникновения диффузионно-адсорбционных (мембранных) ЭДС, когда два раствора различной концентрации разделены тонкопористой (глинистой) перегородкой ($C_1 > C_2$)

характеризующий величину диффузионно-адсорбционного потенциала.

Величина диффузионно-адсорбционного потенциала зависит от структуры перегородки (мембраны) и не зависит от ее толщины.

Если в качестве мембраны для растворов хлористого натрия применяется глина, то более концентрированный раствор заряжен отрицательно (полярность противоположна той, которая наблюдается при непосредственном контакте растворов) и величина диффузионно-адсорбционного потенциала значительно больше величины диффузионного потенциала при непосредственном контакте растворов. Коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала для мембраны из глин достигает 45 мВ.

Основная причина изменения величины и знака диффузионной ЭДС — изменение чисел переноса в поровых каналах капиллярных систем, вызванное влиянием двойного электрического слоя. Твердая фаза поверхности стенок капилляра, заполненного водным раствором электролита, большинства горных пород (алюмосиликаты, различные формы кремнезема, осадочные разности кальцита) заряжена отрицательно. Это обусловлено отрывом от поверхности твердой фазы адсорбированных катионов Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и др. Большая часть оторвавшихся катионов благодаря силам электрического поля и адсорбции твердой фазы удерживается вблизи ее поверхности на расстоянии одной — двух молекул, образуя двойной электрический слой (рис. 6 и 8).

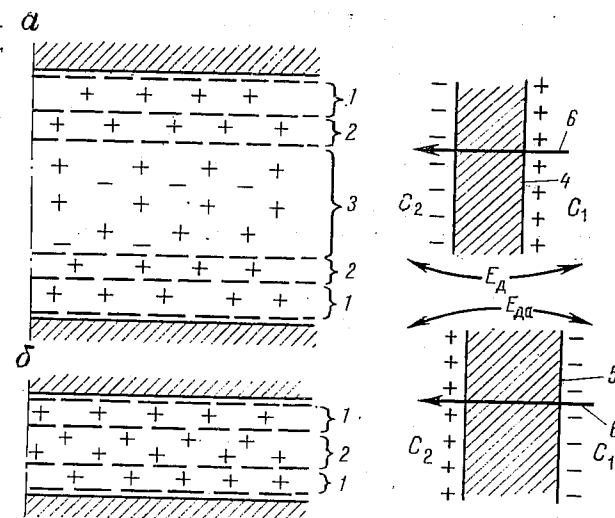
В двойном электрическом слое на ионы действуют одновременно электростатические силы и силы теплового движения. В результате взаимного влияния этих сил лишь часть катионов остается непосредственно вблизи поверхности твердой фазы (плотная часть двойного электрического слоя 1), а остальные распределяются в растворе диффузно, их число уменьшается по мере удаления от поверхности твердой фазы (диффузный двойной электрический слой 2). С увеличением удельной поверхности породы растет доля ионов, принимающих участие в диффузии ионов двойного слоя.

Подвижность ионов двойного слоя в широком капилляре при переходе от поверхности твердой фазы к свободному раствору изменяется неравномерно: 1) адсорбированные ионы (анионы), составляющие внутреннюю обкладку двойного слоя, практически остаются неподвижными ($v=0$); 2) относительную неподвижность сохраняют и катионы в адсорбционном слое (на расстоянии одной — двух молекул вблизи поверхности твердой фазы); 3) катионы и анионы диффузного слоя, составляющие внешнюю обкладку двойного электрического слоя, обладают подвижностью, которая значительно меньше подвижности таких же ионов в свободном растворе.

При отрицательном заряде поверхности твердой фазы кон-

Рис. 6. Схема переноса ионов в широком (а) и узком (б) капиллярах (по И. И. Жукову и О. Н. Григорову).

1 — адсорбированные ионы (слой Гельмгольца); 2 — подвижные катионы двойного слоя (слой Гуи); 3 — свободный раствор; 4 и 5 — мембраны с широкими и узкими капиллярами; 6 — направление диффузии



центрация катионов в диффузном слое убывает в направлении от поверхности к свободному раствору, а концентрация анионов возрастает. Однако в целом число катионов в объеме диффузного слоя значительно превышает число анионов. По мере удаления от твердой фазы подвижность ионов в широком капилляре растет, достигая в пределе подвижности, присущей ионам свободного раствора. Концентрация электролита в свободном растворе предполагается равной концентрации того раствора, которым насыщаются поры, а подвижности ионов — равными обычным подвижностям в растворе данной концентрации. Такой раствор предполагается электрически нейтральным, содержащим в любой элементарной части одинаковое число катионов и анионов.

В широком капилляре, радиус которого значительно больше толщины диффузного слоя, объем, занимаемый свободным раствором, во много раз больше объема диффузного слоя. Широкие капилляры присущи чаще всего пескам и песчаникам. В песках и песчаниках радиус пор превышает 10 мкм, в алевролитах изменяется от 10 до 0,1 мкм. В широком капилляре основную роль при переносе ионов вследствие диффузии или при прохождении электрического тока играют ионы свободного раствора. Следовательно, числа переноса ионов в широком капилляре мало отличаются от чисел переноса в свободном растворе.

В узком капилляре, радиус которого несколько превышает толщину двойного слоя или равен ей ($r=10^{-2}$ мкм и меньше), большая часть объема или весь объем занят диффузным слоем, в котором преобладают подвижные катионы. Это характерно для глин, обладающих ультратонкими капиллярами с радиусом менее 10^{-1} мкм.

Благодаря наличию в капиллярных пористых системах двойного слоя порождаются диффузионно-адсорбционная активность и электрокинетические явления — фильтрационные ЭДС и электроосмос.

По электропроводности, диэлектрической проницаемости, вязкости и другим физическим свойствам двойной слой существенно отличается от свободного раствора, поэтому физические свойства горных пород зависят от соотношения в порах объемов, занимаемых свободным раствором и двойным слоем.

Толщина диффузного (двойного) слоя уменьшается с повышением концентрации растворов, при понижении температуры и с переходом к ионам более высокой валентности.

В качестве параметра, количественно характеризующего диффузионно-адсорбционную активность породы, принята

$$A_{да} = (E_{да} - E_d) / \lg(C_1/C_2). \quad (1.11)$$

Таким образом, под диффузионно-адсорбционной активностью породы следует понимать ее способность вызывать превышение ЭДС диффузионно-адсорбционного происхождения над диффузионной ЭДС для одной и той же пары растворов.

Из выражения (1.11) легко найти величину диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$, определяемую как разность коэффициентов диффузионно-адсорбционной ЭДС $K_{да}$ образца и диффузионной ЭДС K_d данной пары растворов:

$$A_{да} = K_{да} - K_d. \quad (1.12)$$

Из выражений (1.6), (1.9), (1.12) следует, что величина $A_{да}$ изменяется от нуля приблизительно до 70 мВ. В чистой неглинистой породе $A_{да} \rightarrow 0$, в высокодисперсной плотной глине $A_{да} \rightarrow 70$ мВ. По результатам лабораторных исследований установлена достаточно тесная связь между диффузионно-адсорбционной активностью и адсорбционной способностью породы. Адсорбционная активность возрастает с уменьшением размеров пор в породе, следовательно, и с увеличением удельной поверхности и характеризуется приведенной емкостью обмена q_n . Параметр q_n отражает концентрацию ионов двойного слоя в объеме пород, является главным фактором, определяющим величину $A_{да}$ в терригенных породах, и зависит от числа миллиграмм-эквивалентов катионов, поглощенных 1 см³ порового пространства породы:

$$q_n = Q_n [(1 - k_n)/k_n] \delta, \quad (1.13)$$

где δ — минеральная плотность пород; Q_n — число миллиграмм-эквивалентов катионов, поглощенных 1 г вещества.

Измерения на различных терригенных породах показали, что диффузионно-адсорбционный потенциал тем больше отличается от потенциала непосредственного контакта растворов, чем больше содержание в породе тонкодисперсного глинистого материала, способствующего образованию ультратонких капилляров и являющегося основной причиной различия между $E_{да}$ и E_d . Грубозернистые породы (пески, пористые песчаники) при

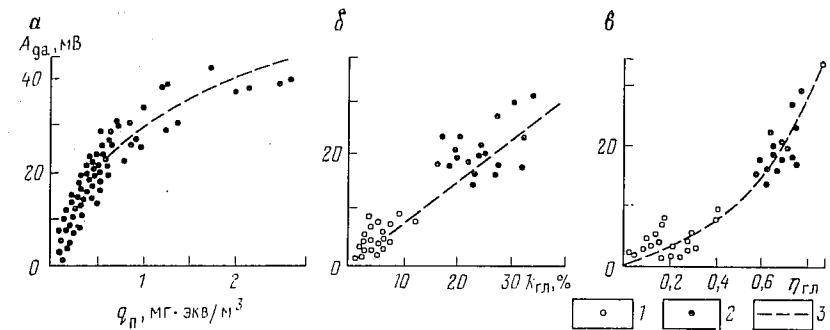


Рис. 7. Зависимости диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$ от: а — приведенной емкости q_n ; б — объемной глинистости $k_{гл}$; в — относительной глинистости $\eta_{гл}$ (по Вендельштейну Б. Ю.); 1 — породы-коллекторы; 2 — породы-неколлекторы; 3 — усредняющая линия

диффузии не оказывают влияния на движение ионов, обладая нулевой диффузионно-адсорбционной активностью.

Диффузионно-адсорбционная активность $A_{да}$ наиболее тесно связана с приведенной емкостью обмена q_n , удельной поверхностью коллектора S и соответственно с относительной глинистостью $\eta_{гл}$ [см. (1.35)] (рис. 7).

Наличие косвенной зависимости между коэффициентами пористости k_n , проницаемости $k_{пр}$ от содержания глинистого материала в песчано-глинистых породах служит основанием для нахождения корреляционной связи между величинами $A_{да}$ и $k_{пр}$.

Установлено, что величина $A_{да}$ зависит от водородного показателя pH раствора. С увеличением концентрации, а также при $pH > 7$ диффузионно-адсорбционная активность породы снижается; при $pH < 7$ происходит увеличение $A_{да}$. Это вызвано тем, что подвижности ионов H^+ в 7—10 раз больше подвижности ионов Na^+ и Ca^{2+} .

Пластовые воды карбонатных пород, обладая среди вод осадочных образований наиболее высокими значениями pH (до 10—12), способствуют снижению их электрохимической активности. При наличии в растворах ионов OH^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} карбонатные неглинистые породы обнаруживают отрицательную активность, даже если имеют малую пористость.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПОТЕНЦИАЛЫ

При фильтрации жидкости через капилляры пород возникают потенциалы течения, или фильтрационные потенциалы E_f . Это обусловлено наличием на границах двойного слоя (линия АВ) и свободного раствора электрокинетического потенциала ξ , являющегося важной характеристикой двойного электрического слоя (рис. 8).

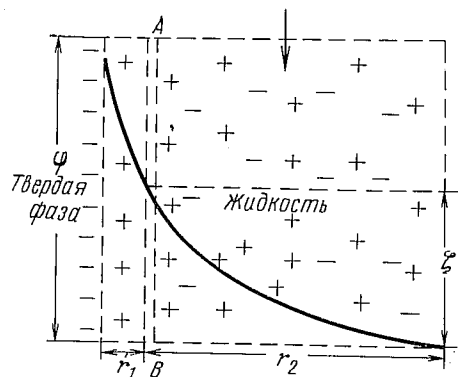


Рис. 8. Падение потенциала в двойном электрическом слое при перемещении жидкой фазы относительно твердой.

Φ — потенциал частицы твердой фазы; r_1 — толщина адсорбционного слоя (слой Гельмгольца); r_2 — толщина диффузионного слоя (слой Гуи); стрелкой показано направление фильтрации

Одновременно со свободным раствором, заполняющим среднюю часть капилляра, в направлении течения жидкости перемещается и подвижная часть внешней диффузной обкладки двойного электрического слоя. Это приводит к смещению электрокинетического потенциала ζ в направлении течения и возникновению на концах капилляра разности потенциалов течения и электрического тока.

Если толщина двойного слоя мала по сравнению с радиусом капилляра, то потенциал фильтрации определяется формулой Гельмгольца

$$E_{\Phi} = (\epsilon_{ж} \zeta r_{\Phi} / 4\pi \mu) \Delta p, \quad (I.14)$$

где $\epsilon_{ж}$ — диэлектрическая постоянная жидкости; r_{Φ} — удельное сопротивление продавливаемой жидкости (фильтрата раствора); μ — вязкость фильтрата; Δp — избыточное давление при продавливании жидкости.

Согласно (I.14), потенциал фильтрации линейно зависит от перепада давления Δp и удельного сопротивления фильтрата жидкости r_{Φ} . С увеличением минерализации раствора E_{Φ} уменьшается вследствие уменьшения величин r_{Φ} и ζ .

Параметры $\epsilon_{ж}$, r_{Φ} и μ , входящие в (I.14), являются положительными при всех условиях и не изменяют знака потенциала фильтрации E_{Φ} . Знак потенциала E_{Φ} зависит от знака ζ -потенциала и направления избыточного давления. Потенциал фильтрации горных пород имеет отрицательный знак со стороны избыточного давления, т. е. со стороны скважины. Установлено, что потенциалы фильтрации возникают против различных литологических разностей, в том числе и против глин, но наибольший интерес представляют в песчано-глинистом разрезе.

В общем случае фильтрационный потенциал для породы

$$E_{\Phi, п} = A_{\Phi, п} \Delta p, \quad (I.15)$$

где $A_{\Phi, п}$ — фильтрационная электрохимическая активность породы, зависящая от структуры порового пространства и свойств фильтрующей жидкости.

При наличии глинистой корки

$$E'_{\Phi, п} = (A_{\Phi, гк} \Delta p_{гк} + A_{\Phi, п} \Delta p_{п}) r_{\Phi}, \quad (I.16)$$

где $A_{\Phi, гк}$ — фильтрационная активность глинистой корки; $\Delta p_{гк}$, $\Delta p_{п}$ — доли общего перепада давления между столбом ПЖ и пластом, т. е. между глинистой коркой и породой-коллектором.

Экспериментальными работами установлено, что фильтрационные потенциалы имеются также и в глинах — $E_{\Phi г}$.

При наличии разности ЭДС фильтрации песчаного и глинистого пластов на границе их контакта возникает эффективная составляющая

$$E_{\Phi, \text{эф}} = E'_{\Phi, п} - E_{\Phi, гл}. \quad (I.17)$$

Величина $E_{\Phi, \text{эф}}$ обычно мала и оказывает заметное влияние на показания ПС лишь при слабоминерализованной промывочной жидкости, когда r_{Φ} превышает 1 Ом·м, и при значительном перепаде давления. При этом против проницаемых пластов в большинстве случаев наблюдается увеличение отрицательной аномалии на кривой ПС. Значение $E_{\Phi, \text{эф}}$ не зависит от диаметра пор и их длины и, следовательно, от проницаемости породы.

СУММАРНЫЕ ПОТЕНЦИАЛЫ $E_{\text{ПС}}$ В СКВАЖИНЕ

На границах скважины с породами и между пластами с различной литологией образуются двойные электрические слои, вызывающие возникновение естественного электрического поля. Двойные электрические слои могут формироваться в результате диффузии и адсорбции, фильтрации и окислительно-восстановительных процессов. Однако главная роль принадлежит процессам диффузии.

Если допустить, что электрическое поле в скважине имеет только диффузионно-адсорбционное происхождение, то для случая, когда минерализация воды песчаного пласта $C_{в}$ больше минерализации ПЖ ($C_{в} > C_{с}$), справедливо схематическое распределение электрического поля (зарядов) в скважине, представленное на рис. 9.

Электродвижущие силы на границе песчаного и глинистого пластов возникают даже при одинаковой минерализации содержащихся в них вод вследствие различия адсорбционных свойств контактирующих сред.

На рис. 9 схематически показано направление токовых линий, возникающих под влиянием диффузионно-адсорбционных потенциалов. Эти линии замыкаются на пересечении стенок скважины и границы пласта, где плотность тока наибольшая. Известно, что уменьшение потенциала происходит в направлении движения тока и в местах максимальной его плотности наблюдается наибольшее изменение потенциала. Согласно (I.10)

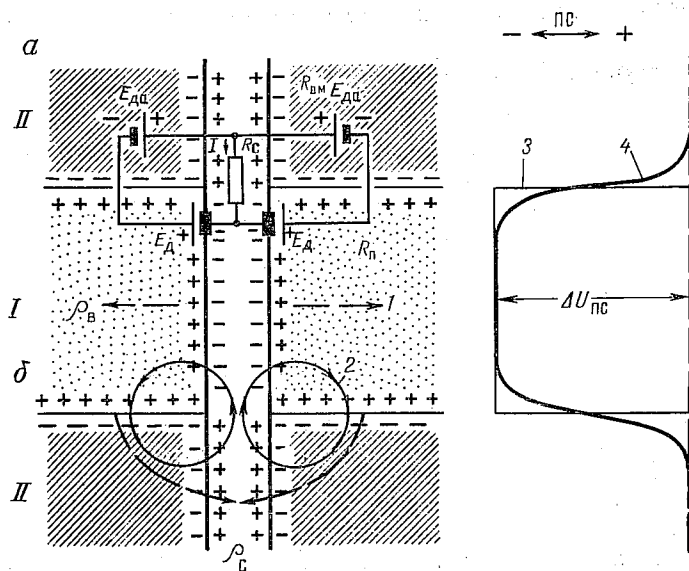


Рис. 9. Образование диффузионно-адсорбционных потенциалов на контакте песчаного I и глинистых II пластов и его эквивалентная электрическая схема в тождественных условиях.

1 — направление диффузии солей; 2 — токовые линии; графики потенциалов ПС: 3 — статических, 4 — фактических ($\rho_b < \rho_c$)

и (I.6), в данном случае $E_{да} = K_{да} \lg(\rho_c/\rho_b)$, а $E_d = K_d \lg(\rho_c/\rho_b)$. Следовательно, суммарные потенциалы в скважине

$$E_{ПС} = E_d - E_{да} = (K_d - K_{да}) \lg(\rho_c/\rho_b) = -K_{ПС} \lg(\rho_f/\rho_b), \quad (I.18)$$

где $K_{ПС} = K_d - K_{да}$ — коэффициент статической аномалии ПС или общий коэффициент диффузионно-адсорбционной ЭДС ПС. Знак минус перед величиной диффузионно-адсорбционного потенциала связан с тем, что в контуре токовой линии ПС этот потенциал включен в обратном направлении по отношению к диффузионному потенциалу непосредственного контакта.

В пластах, пересеченных скважиной, в контакт с пластовой водой вступает не ПЖ, а ее фильтрат. Определение сопротивления фильтрата ПЖ ρ_f по ρ_c дано в § 3 (см. рис. 20). Если допустить, что в контуре ток отсутствует, то вдоль каждой из сред должно наблюдаться постоянство потенциала. Величина $E_{ПС}$, отражающая амплитуду изменения потенциала естественного поля, в этом случае является статической амплитудой диффузионно-адсорбционного потенциала для чистого песчаного пласта (см. рис. 9, кривая 3).

Изменение потенциала естественного поля по стволу скважины на границах пластов происходит не скачками, а плавно. Разность потенциалов определяется произведением силы тока на сопротивление участка цепи, поэтому потенциалы, полученные против песчаного пласта и на границе его с глиной, будут

различны (см. рис. 9, кривая 4). Согласно формуле (I.18), аномалия естественных потенциалов ПС против песчаного пласта имеет отрицательный знак, если ПЖ менее минерализована, чем пластовая вода (прямое ПС), и положительный знак, если ПЖ более минерализована, чем пластовая вода (обратное ПС).

Согласно эквивалентной схеме электрического поля ПС в скважине (см. рис. 9), пласт песчаника, залегающий среди глин и пересеченный скважиной, рассматривается как электрохимическая ячейка. Линейные сопротивления $R_{вм}$, $R_п$ и $R_с$ соответственно эквивалентны сопротивлениям вмещающих пород (глин), пласта (песчаника) и столба ПЖ в скважине.

Электродвижущая сила естественного потенциала в скважине

$$E_{ПС} = I(R_{вм} + R_п + R_с). \quad (I.19)$$

На участке скважины с сопротивлением $R_с$ разность потенциалов $\Delta U_{ПС} = IR_с$ соответствует полному изменению потенциала в скважине и является фактической амплитудой аномалии $\Delta U_{ПС}$ в пласте:

$$\Delta U_{ПС} = E_{ПС} - I(R_п + R_{вм}). \quad (I.20)$$

Как видно из формул (I.19) и (I.20), фактическая амплитуда $\Delta U_{ПС}$ отличается от статической на величину $I(R_п + R_{вм})$.

Для пластов большой мощности наибольшее сопротивление току оказывает промысловая жидкость в скважине, где происходит почти полное падение потенциала, и значением $I(R_п + R_{вм})$ можно пренебречь. В этом случае $\Delta U_{ПС} \approx E_{ПС}$.

Если мощность пласта мала, то его сопротивление становится соизмеримым с сопротивлением столба жидкости в скважине и амплитуде отклонения кривых $\Delta U_{ПС} = IR_с$ существенно отличается от статической амплитуды $E_{ПС}$. Это различие сказывается в наибольшей мере, когда пласт имеет малую мощность, а сопротивление пласта и вмещающей среды превышает сопротивление промысловой жидкости, заполняющей скважину.

Для учета отклонения $\Delta U_{ПС}$ от $E_{ПС}$ в различных случаях выполнены теоретические и экспериментальные исследования. Уравнение (I.18) получено для чистого неглинистого пласта, залегающего в глинистой среде. Это уравнение с некоторым приближением, допустимым для практических целей, принято распространять и на пласты, содержащие глинистый материал. При этом величина $E_{ПС}$ зависит не только от отношения ρ_f/ρ_b , но и от коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала во вмещающей среде (глине) $K_{да}$ и глинистом пласте $K_{да}'$. Величина $K_{да}'$ пласта вследствие его глинистости будет приближаться к $K_{да}'$ вмещающих глин, и их разность, соответствующая коэффициенту $K_{ПС}$ статической аномалии ПС, окажется заниженной по сравнению с $K_{ПС}$ против чистого песчаного пласта.

Наибольшая величина фактической амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$ наблюдается против мощного чистого (неглинистого) пласта. При наличии в пласте глинистого материала $K_{\text{ПС}}$ и фактическая амплитуда $\Delta U_{\text{ПС}}$ уменьшаются по сравнению с их значениями для чистого пласта. Если $K_{\text{да}} = K_{\text{да}}'$, то аномалии естественного потенциала $\Delta U_{\text{ПС}}$ не возникают даже при разнице в литологии, минерализации пластовых вод и фильтраата промывочной жидкости.

На основании (I.12), (I.18) можно записать:

$$E_{\text{ПС}} \approx (K_{\text{да}}' - K_{\text{да}}) \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}) = (A_{\text{да}}' - A_{\text{да}}) \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}), \quad (\text{I.21})$$

где $K_{\text{да}}$, $K_{\text{да}}'$ и $A_{\text{да}}$, $A_{\text{да}}'$ — соответственно коэффициенты диффузионно-адсорбционного потенциала и активности вмещающей среды и пласта.

Для контакта чистого песчаника с электролитом (промывочной жидкостью) $A_{\text{да}}' = 0$ и $K_{\text{да}}' = K_{\text{д}} = -11,6$ мВ.

Коэффициенты диффузионно-адсорбционного потенциала и активности пород определяются в основном литологическим составом пород и зависят от температуры среды. Это необходимо учитывать при использовании кривой ПС для практических целей. Согласно (I.9), наибольшее значение коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала $K_{\text{да}} = 58$ при $T = 18^\circ\text{C}$ соответствует чистым глинам (число переноса анионов хлора равно нулю).

Наиболее часто встречающиеся значения коэффициентов диффузионно-адсорбционного потенциала $K_{\text{да}}'$ некоторых горных пород при $T = 18^\circ\text{C}$ следующие:

Пески, песчаники (неглинистые)	5—10
Песчаники сцементированные, глинистые	5—20
Алевриты, сильно глинистые песчаники	10—35
Глины, аргиллиты	35—50

В соответствии с (I.18) наибольшее значение $K_{\text{ПС}}$ для чистого неглинистого пласта при $T = 18^\circ\text{C}$ будет $K_{\text{ПС}18} = -11,6 - 58 = -69,6$.

При температурах $T = 18^\circ\text{C}$ для тех же условий считают

$$K_{\text{ПС}} T \approx -69,6 (T + 273) / 291. \quad (\text{I.22})$$

Соответственно для пласта, представленного неглинистой породой, согласно (I.18) и (I.22)

$$E_{\text{ПС}} T \approx -69,6 [(T + 273) / 291] \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}). \quad (\text{I.23})$$

На основании лабораторных измерений и анализа кривых ПС установлено, что фактические величины $K_{\text{ПС}}$ для неглинистых песчаных пластов несколько меньше расчетной.

ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМУ И АМПЛИТУДУ ОТКЛОНЕНИЯ КРИВОЙ ПС

Форма и амплитуда отклонения кривой ПС зависят от различных факторов, влияющих на распределение силовых линий тока и на падение потенциала в изучаемой среде. К ним отно-

сятся: мощность пласта, диаметр скважины, сопротивления пласта, вмещающих пород, промывочной жидкости и пластовой воды, проникновение фильтраата ПЖ в пласт и др.

ВЛИЯНИЕ МОЩНОСТИ ПЛАСТА И ДИАМЕТРА СКВАЖИНЫ

Величину амплитуды аномалий ПС $\Delta U_{\text{ПС}}$ отсчитывают от линии глин, называемой иногда линией отсчета, или нулевой линией. Эта линия проводится против мощных пластов глин. Чаще всего это прямая линия, характеризующая однородность естественных потенциалов в глинах (см. рис. 119).

В мощных пластах амплитуда отклонения кривой ПС близка к величине ЭДС $E_{\text{ПС}}$, в тонких пластах — меньше $E_{\text{ПС}}$; чем меньше мощность пласта, тем больше различие между этими величинами.

При интерпретации диаграммы ПС большой практический интерес представляет переход от величины максимального отклонения кривой ПС против пласта $\Delta U_{\text{ПС max}}$ к $E_{\text{ПС}}$, создающей поле ПС. Величина $E_{\text{ПС}}$ равна полному падению потенциала по ходу токовых линий естественного поля и определяется по формуле (I.19): амплитуда ПС составляет лишь часть $E_{\text{ПС}}$ и соответствует падению потенциала по скважине.

Снижение $\Delta U_{\text{ПС}}$ против пласта малой мощности относительно статической амплитуды отклонения $E_{\text{ПС}}$ характеризуется коэффициентом

$$\beta = \Delta U_{\text{ПС}} / E_{\text{ПС}}, \quad \text{или} \quad E_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / \beta, \quad (\text{I.24})$$

называемым поправочным коэффициентом за мощность пласта.

Расчетные кривые ПС для пластов различной мощности при одинаковом удельном сопротивлении всех сред (рис. 10)

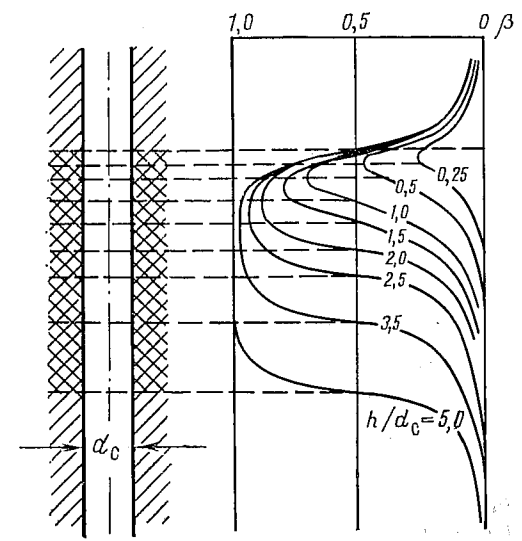


Рис. 10. Теоретические кривые изменения поправочного коэффициента β , полученные для пластов различной мощности (по Л. М. Альпину) при $\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{п}} = \rho_{\text{с}}$

наглядно иллюстрируют снижение $\Delta U_{\text{ПС}}$ относительно статической аномалии $E_{\text{ПС}}$ для пластов мощностью h менее четырех диаметров скважины ($h/d_c < 4$).

ВЛИЯНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЛАСТА, ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

При возрастании удельных сопротивлений пласта $\rho_{\text{п}}$ и вмещающей среды $\rho_{\text{вм}}$ относительно удельного сопротивления ПЖ $\rho_{\text{с}}$ амплитуда $\Delta U_{\text{ПС}}$ уменьшается. На рис. 11 дана палетка, показывающая зависимости $\beta = f(h/d_c)$ при $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}} = \text{const}$ и $\beta = f(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}})$ при $h/d_c = \text{const}$; удельные сопротивления пласта и

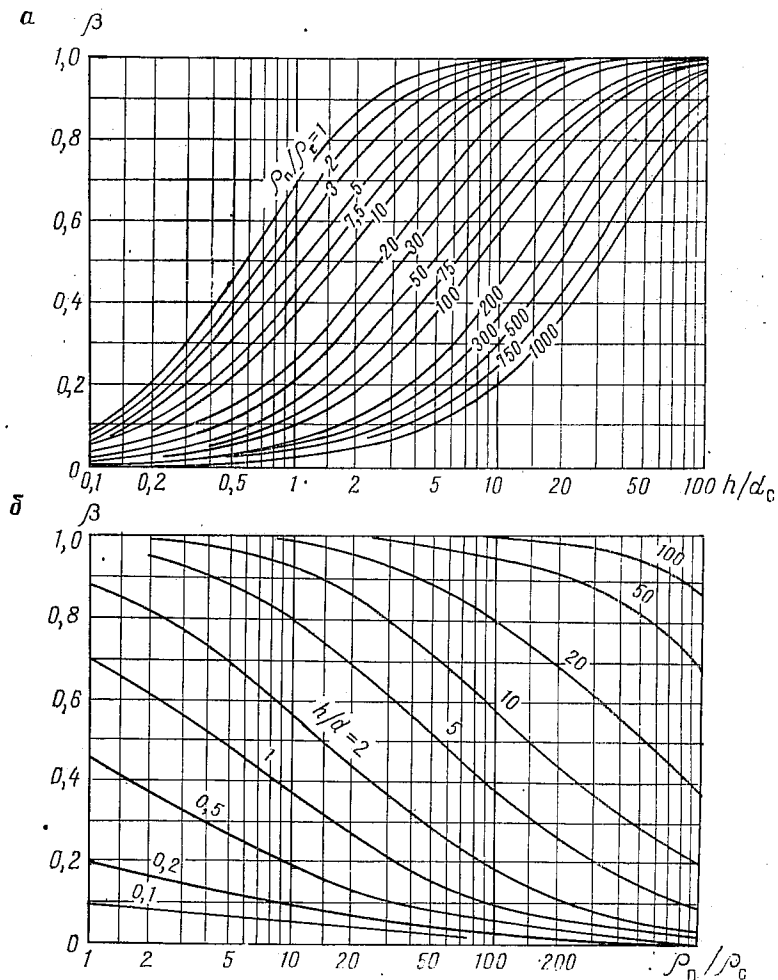


Рис. 11. Зависимости $\beta = f(h/d_c)$ при $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}} = \text{const}$ (а) и $\beta = f(\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}})$ при $h/d_c = \text{const}$ (б)

вмещающей среды равны ($\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вм}}$), зона проникновения отсутствует ($D = d_c$). При сохранении заданных условий палетка может быть использована для определения коэффициента β и расчета $E_{\text{ПС}}$ по замеру $\Delta U_{\text{ПС}}$.

Пример. Определить $E_{\text{ПС}}$ песчаного пласта, если известно $\Delta U_{\text{ПС}} = 10$ мВ; $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}} = 5$; $h/d_c = 2$; $\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вм}}$; $D = d_c$. Величину $\beta = 0,63$ определяем графически (см. рис. 11), и по формуле (1.24) вычисляем $E_{\text{ПС}} = 5/0,63 = 8$ мВ.

В мощных пластах при одинаковых удельных сопротивлениях всех сред ($\rho_{\text{с}} = \rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вм}}$) ток сосредоточивается в непосредственной близости от границ пород: границы отмечаются резким возрастанием потенциала $\Delta U_{\text{ПС}}$. Как следует из рис. 10 и 12, а, границы мощного пласта надо отмечать в точках, соответствующих половине амплитуды отклонения кривой ПС. Границы тонкого пласта отмечаются в точках, смещенных относительно середины амплитуды отклонения кривой ПС к максимальному ее значению; смещение должно быть тем больше, чем меньше мощность пласта (см. рис. 10).

Если удельные сопротивления пласта и вмещающих пород велики по сравнению с сопротивлением промывочной жидкости, токовые линии вытягиваются по скважине, стремясь захватить больший объем пород; величина $U_{\text{ПС}}$ вблизи границ изменяется постепенно. В результате кривая ПС против границ пласта выполаживается. Вследствие симметричного распределения удельных сопротивлений точки перегиба на кривой соответствуют границам пласта и совпадают с половиной максимального отклонения кривой ПС от линии глин (см. рис. 12, б).

В том случае, когда удельное сопротивление проницаемого пласта $\rho_{\text{п}}$ больше удельных сопротивлений ПЖ $\rho_{\text{с}}$ и вмещающих пород $\rho_{\text{вм}}$ (см. рис. 12, в), при $\rho_{\text{с}} = \rho_{\text{вм}}$ плотность тока ПС значительно больше во вмещающих породах, чем в проницаемом пласте высокого сопротивления. При этом кривая ПС против границы пластов выположена; границы пласта по кривой ПС отмечаются ближе к вмещающим породам меньшего сопротивления. Точное определение границы пластов по кривой ПС в этом случае затруднено.

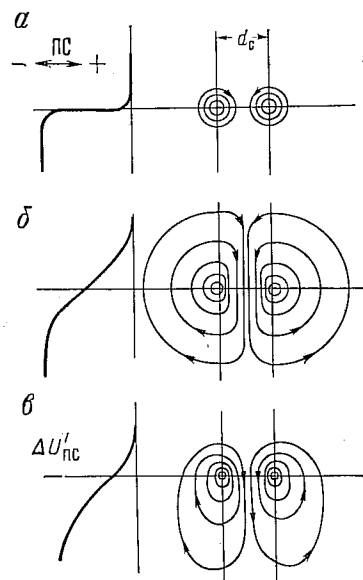


Рис. 12. Распределение токов ПС и форма кривой ПС при различном соотношении удельных сопротивлений ПЖ $\rho_{\text{с}}$, проницаемого пласта $\rho_{\text{п}}$ и вмещающих пород (глин) $\rho_{\text{вм}}$.
а— $\rho_{\text{с}} = \rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вм}} = 1$ Ом·м; б— $\rho_{\text{с}} = 1$ Ом·м, $\rho_{\text{п}} = 500$ Ом·м, $\rho_{\text{вм}} = 1$ Ом·м; в— $\rho_{\text{с}} = 1$ Ом·м, $\rho_{\text{п}} = 500$ Ом·м, $\rho_{\text{вм}} = 500$ Ом·м.

При чередовании тонких пластов с малым сопротивлением, имеющих различную характеристику по ПС (например, песчаных и глинистых прослоев), на диаграмме наблюдается общий минимум или максимум потенциалов, на фоне которого выделяются локальные минимумы или максимумы, соответствующие отдельным прослоям. Каждый прослой пачки отмечается тем резче, чем больше его мощность и мощность разделяющих прослоев. Отдельные прослои могут не выделиться на кривой ПС, если они имеют минимальную мощность, которая зависит от диаметра скважины, глубины проникновения фильтрата ПЖ в пласт, удельных сопротивлений прослоев, вмещающей среды и ПЖ. При этом песчано-глинистая пачка на кривой ПС отмечается как однородный пласт с амплитудой аномалии $\Delta U_{\text{ПС гл}}$, меньшей расчетного ее значения $E_{\text{ПС}}$ для чистых песчаных прослоев.

Степень снижения амплитуды характеризуется величиной

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U'_{\text{ПС гл}} / E_{\text{ПС}} \quad (I.25)$$

где $\Delta U'_{\text{ПС гл}}$ — амплитуда ПС против глинистого пласта, исправленная за мощность.

В однородной по сопротивлению песчано-глинистой пачке величина $\alpha_{\text{ПС}}$ линейно зависит от содержания глинистого материала в породе $\lambda_{\text{гл}}$:

$$\lambda_{\text{гл}} = \Sigma h_i / H,$$

где h_i — мощность отдельных глинистых прослоев; H — мощность пачки.

При изменении $\lambda_{\text{гл}}$ от 0 до 1 $\alpha_{\text{ПС}}$ изменяется от 1 до 0.

В неоднородной среде, когда удельное сопротивление песчаных $\rho_{\text{п}}$ и глинистых $\rho_{\text{гл}}$ прослоев различно, при наличии проникновения фильтрата промывочной жидкости в песчаные прослои зависимость $\alpha_{\text{ПС}}$ от $\lambda_{\text{гл}}$ становится более сложной. Согласно Г. Доллю,

$$\alpha_{\text{ПС}} = \lg [(u + q) / (1 + q)] / \lg u, \quad (I.26)$$

где $u = \rho_{\text{п}} / \rho_{\text{зп}}$; $q = \lambda_{\text{гл}} \rho_{\text{п}} / (1 - \lambda_{\text{гл}}) \rho_{\text{гл}}$; $\rho_{\text{зп}}$ — удельное сопротивление прослоев в зоне проникновения.

На рис. 13 показаны кривые $\alpha_{\text{ПС}} = f(\lambda_{\text{гл}})$, рассчитанные по (I.26) для различных фиксированных значений $\rho_{\text{п}} / \rho_{\text{зп}}$ и заданном значении (шифр палетки) $\rho_{\text{п}} / \rho_{\text{гл}} = 5$. При расчете этих кривых не учитывался такой важный фактор, как влияние на величину $\Delta U_{\text{ПС}}$ зоны проникновения, что значительно упростило задачу. Однако полученные зависимости в основном отражают закономерности изменения амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$ в слоистых глинистых пластах и находят применение в практике.

Проникновение фильтрата ПЖ в пласт приводит к смещению поверхности контакта ПЖ с пластовой водой неизменен-

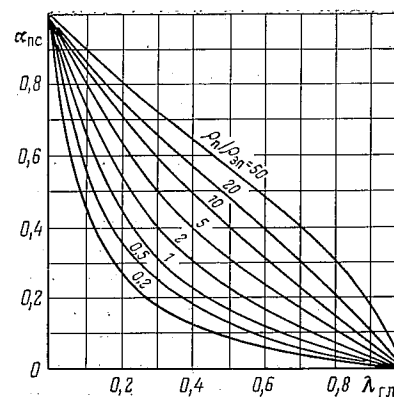


Рис. 13. Палетка для определения содержания глинистого материала в породе по относительной амплитуде ПС ($\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС гл}} / E_{\text{ПС}}$). Шифр палетки — $\rho_{\text{п}} / \rho_{\text{гл}} = 5$

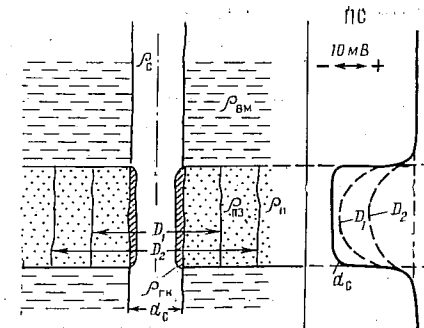


Рис. 14. Влияние зоны проникновения на амплитуду ПС

ной части пласта. Это, как и увеличение диаметра скважины, ведет к снижению и сглаживанию амплитуды аномалий $\Delta U_{\text{ПС}}$. Увеличение удельного сопротивления зоны проникновения (повышающее проникновение) также вызывает уменьшение амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$ (рис. 14).

КРИВАЯ ПС ПРОТИВ ПОРОД РАЗЛИЧНОЙ ЛИТОЛОГИИ

Песчано-глинистый разрез благоприятен для изучения его по кривой ПС. В общем случае пески, песчаники, алевроиты и алевролиты легко отличаются по кривой ПС от глин. При $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{с}}$ (прямое ПС) песчано-алевритовые пласты отмечаются отрицательными аномалиями ПС. Изучение фактического материала, полученного в скважинах, и лабораторных данных показало, что отклонение амплитуды ПС против глинистых песков меньше, чем против чистых (неглинистых) песков¹. С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала возрастает коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала (его диффузионно-адсорбционная активность), а следовательно, уменьшается амплитуда отклонения кривой ПС против него.

Наибольшей адсорбционной активностью (наибольшей дисперсностью) обладают глинистый и лимонитовый цементы породы, значительно меньшей — карбонатный цемент и наименьшей — силикатный цемент. Адсорбционная емкость скелет-

¹ В дальнейшем описании кривой ПС будет дано для наиболее распространенного случая, когда минерализация пластовой воды больше минерализации ПЖ (прямое ПС). Другие случаи оговорены.

ной фракции песчано-глинистой, породы (диаметр зерен больше 0,01 мм) во много раз меньше адсорбционной емкости наиболее распространенных разновидностей цемента и не играет существенной роли в формировании диффузионно-адсорбционной активности пород.

Против нефтегазоносных чистых песчано-алевритовых пластов аномалия ПС практически такая же, как против водоносных. Против нефтегазоносных глинистых пластов амплитуда ПС снижается относительно амплитуды ПС против такого же водоносного пласта. Это происходит вследствие повышения сопротивления коллектора, а также изменения его диффузионно-адсорбционной активности. Последнее объясняется тем, что в глинистых коллекторах вследствие замещения части объема пор нефтью и газом происходит увеличение относительной глинистости и соответственно диффузионно-адсорбционной активности.

В карбонатном разрезе основные причины возникновения аномалии ПС те же, что и в песчано-глинистом разрезе. Отрицательными аномалиями на кривой ПС отмечаются чаще всего чистые (неглинистые) карбонатные пласты (известняки, доломиты) как крупно-, среднезернистые, так и мелкозернистые, в том числе малопористые и плотные.

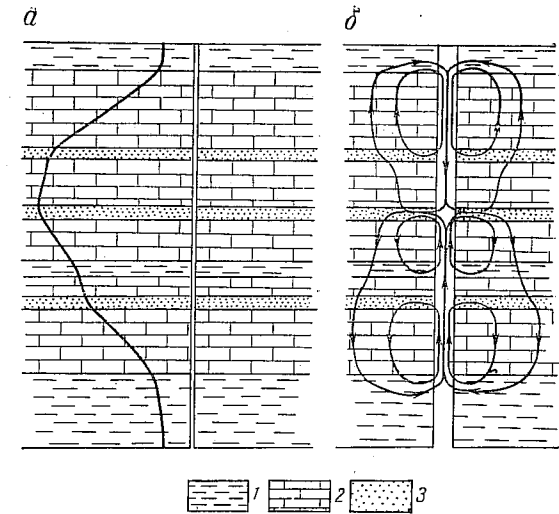
Карбонатные пласты (мергели, глинистые известняки, глинистые доломиты и т. д.), содержащие глинистый материал, сосредоточенный в рассеянном виде в порах или по всей толще породы, отмечаются малыми отклонениями кривой ПС от линии глин.

Карбонатный разрез по данным ПС в большинстве случаев можно расчленить на глинистые и неглинистые породы. Пористые, проницаемые неглинистые карбонатные породы могут отмечаться на кривой ПС так же, как и малопористые, непроницаемые, не содержащие глинистого материала.

Кривая ПС, характеризующая карбонатный разрез, очень усложнена вследствие влияния на поле токов ПС высокого сопротивления пород (рис. 15), Токи ПС, текущие из глинистого пласта к проницаемому, распространяются в основном по стволу скважины между глинистыми и песчаными пластами, не проникая на этом интервале в пласт с высоким сопротивлением. Соответственно ток ПС в скважине против пласта с высоким сопротивлением остается неизменным, и при постоянном на этом участке диаметре скважины кривая ПС изображается прямой линией. Поскольку токовые линии проникают из скважины в пласт и из пласта в скважину против пластов с относительно малым сопротивлением, кривая ПС оказывается представленной относительно прямолинейными отрезками различного наклона.

Расчленение разреза и выделение границ пластов по кривой ПС в разрезе высокого сопротивления затруднительно. Это существенно ограничивает использование кривой ПС, ре-

Рис. 15. Кривая ПС (а) и схема распределения токовых линий против пород высокого сопротивления (б).
1 — глина; 2 — известняки; 3 — песок



гистрированной в карбонатном разрезе, для качественной и количественной интерпретации.

Метаморфические и изверженные горные породы по своей природе и строению отличаются от пород осадочного комплекса. В них не возникает двойной электрический слой, как это наблюдалось в породах, содержащих тонкодисперсный материал в виде слоев и включений. Метаморфические и изверженные породы, обычно достаточно плотные, не отмечаются на кривой ПС четкими аномалиями, и эта кривая не может быть использована для оценки их литологии.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ И МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД ПО КРИВОЙ ПС

При определении удельного сопротивления пластовых вод по кривой ПС допускают, что разрез представлен чистыми неглинистыми породами, потенциалы фильтрации малы и ими можно пренебречь. При этом рассматривают два основных случая: 1) пластовая вода и фильтрат промывочной жидкости содержат только соли NaCl; 2) в растворе содержатся NaCl и другие соли.

В наиболее простом первом случае удельное сопротивление пластовой воды ρ_v определяют по следующей схеме.

По фактической диаграмме получают значение $\Delta U_{ПС}$ и по палетке (см. рис. 11) рассчитывают значение диффузионно-адсорбционного потенциала $E_{ПС}$ против чистого неглинистого песчаника, реже известняка. Величина $E_{ПС}$ связана с химической активностью a_v и a_f пластовой воды и фильтрата ПЖ [см. формулы (I.10) и (I.18)]:

$$E_{\text{ПС}} = -K_{\text{ПС}} \lg(a_{\text{в}}/a_{\text{ф}}) = -K_{\text{ПС}} \lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}).$$

Обратная пропорциональность между активностями и удельными сопротивлениями электролитов сохраняется для растворов NaCl не очень высокой минерализации (сопротивление растворов не должно быть ниже 0,1 Ом·м при 18°C).

Значение $K_{\text{ПС}T}$ при температуре пласта рассчитывают с помощью формулы (1.22) и, зная $\rho_{\text{ф}}$, вычисляют $\rho_{\text{в}}$. На практике для решения этой задачи пользуются палеткой (рис. 16), составленной на основании формулы (1.18). На палетку нанесены значения коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала $K_{\text{ПС}T}$ при различных температурах и дано графическое изображение зависимостей $E_{\text{ПС}}$ от $\lg(a_{\text{в}}/a_{\text{ф}})$ или $\lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}})$ для чистых неглинистых пород.

Располагая данными $E_{\text{ПС}}$, $K_{\text{ПС}T}$ (или данными о температуре пласта T) и $\rho_{\text{ф}}$, с помощью палетки в наиболее простом случае легко определить удельное сопротивление пластовой воды $\rho_{\text{в}}$

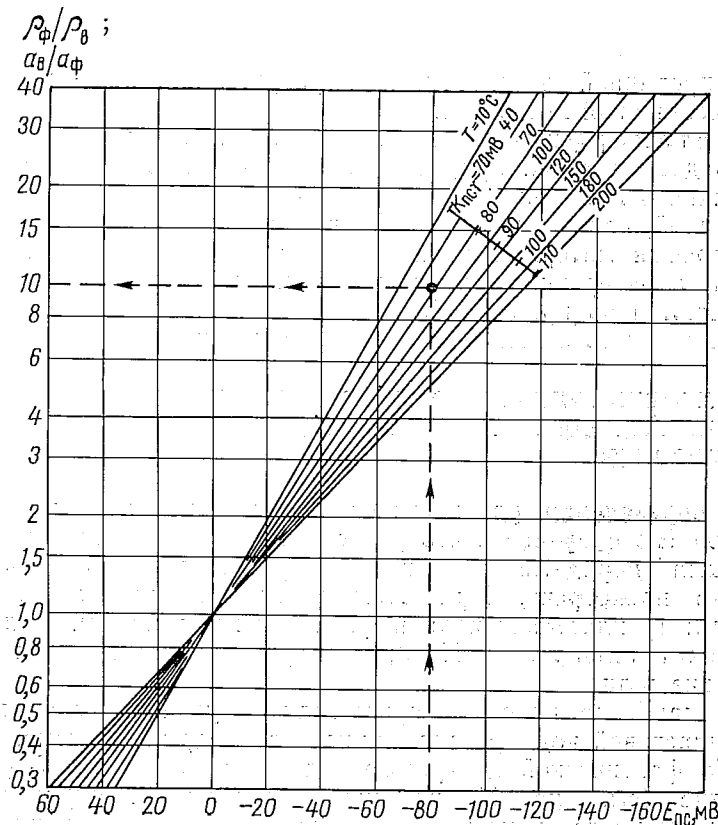


Рис. 16. Зависимость диффузионно-адсорбционной ЭДС ПС от $\lg(a_{\text{в}}/a_{\text{ф}})$ или $\lg(\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}})$ при данной температуре пласта или $K_{\text{ПС}T}$ для неглинистых пластов

или с помощью номограммы (см. рис. 18) — минерализацию пластовой воды $C_{\text{в}}$.

Если концентрация одного из электролитов (пластовой воды или фильтрата ПЖ) становится значительной (удельное сопротивление меньше 0,1 Ом·м при температуре 18°C), то обратная пропорциональность между их удельными сопротивлениями и активностями не сохраняется, и выражение (1.18) принимает вид

$$E_{\text{ПС}} = -K_{\text{ПС}} \lg(\rho_{\text{ф.э}}/\rho_{\text{в.э}}),$$

где $\rho_{\text{ф.э}}$ и $\rho_{\text{в.э}}$ — эквивалентное сопротивление соответственно фильтрата и пластовой воды.

На практике с помощью эмпирически составленной номограммы (рис. 17) для эквивалентных (условных) сопротивлений электролитов находят обратно пропорциональные им значения активностей $a_{\text{ф}}$ и $a_{\text{в}}$ и соответствующие им $\rho_{\text{ф}}$ и $\rho_{\text{в}}$ для разбавленных растворов NaCl. Минерализация пластовой воды в этом случае определяется в два этапа. С помощью палетки (см. рис. 16) находят эквивалентное значение удельного сопротивления пластовой воды $\rho_{\text{в.э}}$, предполагая, что пластовая вода и промывочная жидкость содержат NaCl. Затем по номограмме (см. рис. 17), зная температуру пласта, получают действительное значение $\rho_{\text{в}}$.

Пример. Определить минерализацию пластовой воды $C_{\text{в}}$, если известно, что $E_{\text{ПС}}$ в неглинистом печасном коллекторе составляет -80 мВ при температуре 70 °C, а $\rho_{\text{ф}} = 0,3 \text{ Ом·м}$.

По номограмме рис. 16 находим $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в.э}} = 10$ или $\rho_{\text{в.э}} = \rho_{\text{ф}}/10 = 0,03 \text{ Ом·м}$, что соответствует на номограмме рис. 17 $\rho_{\text{в}} = 0,04 \text{ Ом·м}$ при 70 °C. Определив $\rho_{\text{в}}$, по номограмме рис. 18 находим соответствующее значение $C_{\text{в}} = 90 \text{ г/л}$.

Рассмотренная схема определения удельного сопротивления пластовой воды по кривой ПС справедлива для идеального случая. В природе вмещающие глины обычно не являются совершенной мембраной, песчаные пласты, как правило, содержат некоторое количество глинистого материала и т. д., что значительно снижает точность определения удельного сопротивления. Для повышения точности оценки удельного сопротивления пластовой воды рекомендуется в расчеты вводить различные поправки, учитывающие отклонение фактических условий измерений кривой ПС от идеальных.

В ряде случаев химические составы фильтрата промывочной жидкости и пластовых вод достаточно сложны. Использование при бурении известковых и гипсовых растворов ПЖ приводит к обогащению их ионами кальция, активность которых значительно отличается от активности иона натрия. При применении палеток, составленных с учетом диффузионно-адсорбционных ЭДС, возникающих в ПЖ, содержащих только NaCl, получают искаженные значения определяемых величин. Погрешность возрастает для разбавленных растворов, когда активность двухвалентных ионов превышает актив-

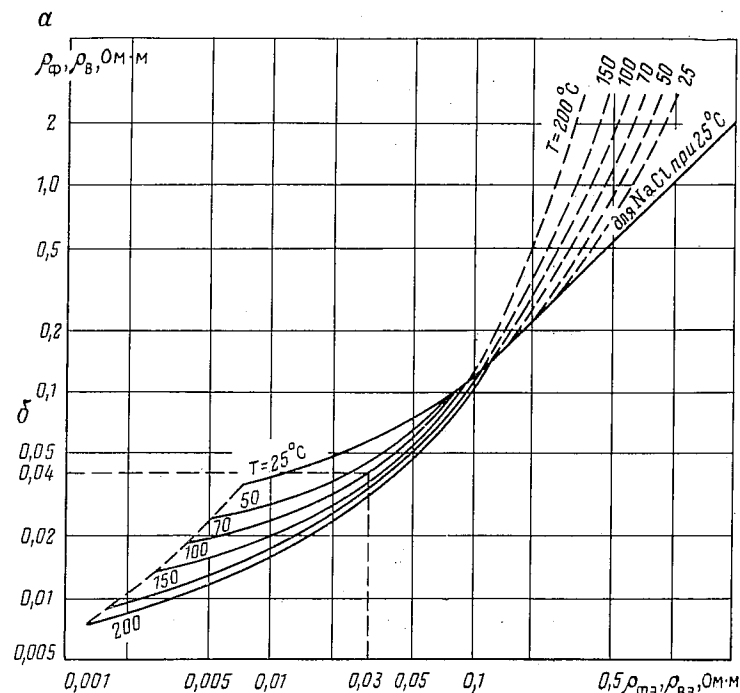


Рис. 17. Зависимость удельного сопротивления фильтрата глинистого раствора или пластовых вод от их эквивалентных значений для ПЖ, приготовленных на гипсовой основе (а) (по данным фирмы «Шлюмберже», Франция), и для соленых жидкостей (б)

ность ионов Na при одинаковой их концентрации. Для внесения поправок, учитывающих химический состав таких растворов, пользуются правой частью номограммы рис. 17. Пунктирные линии отображают среднюю зависимость $\rho_{\psi,0}$ и ρ_{ψ} при данной температуре для относительно пресных вод.

Удельное сопротивление (минерализация) пластовых вод по кривой ПС определяется во всех случаях, когда данных химического анализа вод нет. Полученные результаты используются: 1) при количественной интерпретации промыслово-геофизических материалов для оценки пористости, нефтенасыщенности и других параметров; 2) для изучения закономерности изменения минерализации вод по разрезу, а также по площади в отдельных коллекторах — для изучения их перспективности на нефть и газ.

При оценке погрешности определения удельного сопротивления пластовых вод по кривой ПС возможны следующие допущения: 1) погрешность отсчета амплитуды отклонения кривой ПС около 10 %; 2) отклонение принятого значения $K_{\text{ПС}т}$ от фактического 8—10 %; 3) относительная погрешность опре-

деления сопротивлений фильтрата промывочной жидкости ρ_{ϕ} и пластовой воды ρ_{ψ} 10 %.

На основании расчетов установлено, что наименьшая погрешность определения сопротивлений пластовой воды (около 10 %) бывает в том случае, когда ее минерализация не более чем в 3—4 раза отличается от минерализации фильтрата ПЖ. С увеличением отношения ρ_{ϕ}/ρ_{ψ} (или ρ_{ψ}/ρ_{ϕ} , если $\rho_{\psi} > \rho_{\phi}$) точность вычисления сопротивления пластовой воды заметно снижается. Если $\rho_{\phi}/\rho_{\psi} > 4$, относительная погрешность может превышать 20 %, при $\rho_{\phi}/\rho_{\psi} > 15$ погрешность более 30 % и применять метод количественного определения сопротивления пластовых вод по ПС не рекомендуется. Кроме того, следует учитывать, что в случае высокой минерализации ПЖ и пластовой воды погрешность определения ρ_{ψ} по величине $E_{\text{ПС}}$ возрастает.

ПРИМЕНЕНИЕ КРИВЫХ ПС

Кривые ПС в комплексе с другими диаграммами каротажа находят широкое применение при сопоставлении разрезов скважин, уточнении литологии пород, пересеченных скважиной, и выделении коллекторов. По кривой ПС терригенный разрез может быть расчленен на глинистые и песчаные пласты; в карбонатном разрезе можно выделить интервалы, обогащенные глинистыми (пелитовыми) частицами. В ряде случаев по потенциалу ПС определяют удельное сопротивление (минерализацию) пластовой воды и оценивают глинистость и коллекторские свойства пород. Кроме того, данные ПС применяются при анализе циклов седиментации, составлении карт фаций и качественного изменения фильтрационных свойств коллекторов. Метод ПС является одним из ведущих в комплексе геофизических исследований скважин.

§ 3. УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ И ГОРНЫХ ПОРОД

Одно из свойств горных пород — способность проводить электрический ток или оказывать сопротивление прохождению тока. В качестве величины, характеризующей способность пород к пропусканию тока, принимается удельное электрическое¹ сопротивление ρ . За величину удельного сопротивления горной породы принимают сопротивление объема породы, имеющего форму куба с поперечным сечением 1 м² и высотой 1 м ($\rho = RS/l$); измеряется в ом-метрах.

Величина, обратная удельному сопротивлению, — удельная электрическая проводимость $\sigma = 1/\rho$, измеряется в см/м. Горные породы проводят ток в основном благодаря наличию в их поровом пространстве водных растворов солей (электролитов).

¹ В дальнейшем для простоты слово «электрическое» будем опускать.

88 Таблица 1. Физические свойства основных осадочных пород и породообразующих материалов

Горная порода, минерал	Плотность δ , г/см ³	Электрические свойства			Магнитная восприимчивость $\chi \cdot 10^6$, ед. СИ	Удельная массовая радиоактивность $q \cdot 10^{-3}$, Бк	Содержание, %			
		Удельное электрическое сопротивление ρ , Ом·м	Диффузионно-адсорбционная активность $A_{\text{да}} \cdot 10^3$, В	Вязанная электрохимическая активность $A_{\text{в}} \cdot 10^3$, В			$C_{\text{U}} \cdot 10^4$	$C_{\text{Th}} \cdot 10^4$	$C_{\text{K}} \cdot 10^4$	
Ангидрит	2,96	10^8-10^{10}	0	—	—	—	—	—	—	—
Вода (при $T = 25^\circ\text{C}$)	0,997	10^5-10^6	—	—	—	—	—	—	—	—
Доломит	2,87	$10^{16}-10^{12}$	(-10)-0	—	—	~15	—	—	—	—
Кальцит	2,71	$10^{10}-10^{12}$	(-10)-0	—	—	~10	—	—	—	—
Кварц	2,65-2,66	$10^{12}-10^{14}$	~0	—	—	~15	—	—	—	—
Полевые шпаты	2,5-2,55	$10^{12}-10^{12}$	0-10	—	—	—	—	—	—	—
Слюда	2,56	$10^{13}-10^{15}$	—	—	—	10^2-10^3	—	—	—	—
Воды пластовые	0,9-1,2	$8 \cdot 10^{-3}-50$	0	0	—	~10	(0,2-5) 10^{-3}	—	—	—
Гипс	2,15-2,36	—	20-70	0,01-25	—	—	—	4	11,5	2,7
Глины влажные	1,5-2,6	$5 \cdot 10^2-10^6$	—	—	—	(2-10) 10^3	0,3-20	2,7-7	9,6-40	2,5-4
Граниты	2,5-2,8	10^4-10^8	—	—	—	(-15)-100	0,5-5	0,9	1,0	1,8
Соль каменная	2,1-2,2	10^4-10^8	—	—	—	0-500	0,05-5	1,6	2,5	0,02
Известняки	1,4-2,9	(2-5) 10^3	(-7)-70	0,01-3	—	(3-20) 10^3	0,1-10	2,4	—	0,3
Мергели	1,5-2,8	3-500	20-70	—	—	~10	—	1-500	—	—
Нефть	0,7-1,0	10^9-10^{16}	—	0	—	$10-10^3$	0,05-5	—	—	—
Пески, рыхлые песчанки	1,2-2,2	$0,3-10^2$	(-5)-10	0,05-1,5	—	—	—	—	—	—
Песчанники плотные	2,0-3,0	$20-5 \cdot 10^3$	7-20	0,05-15	—	$10-10^4$	0,1-10	2,9	10,4	1,2-2,1

42

Продолжение табл. 1

Горная порода, минерал	Макроскопическое сечение M_2 , см ²	Макроскопическое сечение M_1 , см ²	Длина замятия L_s , см	Длина диффузии L_d , см	Коэффициент диффузии $D \cdot 10^5$, см ² /с	Время диффузии $t_d \cdot 10^3$, с	Тепловые свойства		Акустические свойства			
							Удельное тепловое сопротивление ξ , м ² ·°C/Вт	Температура проводимости $\alpha \cdot 10^4$, м ² /с	Скорость распространения упругих продольных волн v_p , м/с	Интервальное время Δt , мкс/м	Коэффициент поглощения α , м ⁻¹	v_p/v_s
Ангидрит	0,0119	0,348	27	8,97	2,7	3,8	0,175-0,33	14-16	6200	161	—	—
Вода (при $T = 25^\circ\text{C}$)	0,022	2,68	7,7	2,4	0,36	2,1	1,7	19,03	1510	662	—	—
Доломит	0,0046	0,441	—	12,8	1,9	9,88	0,2	10	8000	125	—	—
Кальцит	0,071	0,432	35	10,4	2,2	6,40	0,185-0,23	8-10	5500-7800	128-180	—	—
Кварц	0,0034	0,268	37	19,1	2,7	13,40	0,08-0,15	13,6	6000-6300	160-167	—	—
Полевые шпаты	—	—	—	—	—	—	0,24	—	5400-6600	152-184	—	—
Слюда	—	—	—	—	—	—	1,6-2,17	—	5850-7210	138-172	—	—
Воды пластовые	—	—	—	—	—	—	1,9-2,2	8-11	1400-1750	570-715	—	—
Гипс	—	—	—	—	—	—	—	—	5700-5800	172-176	0,04	1,7-1,9
Глины влажные	—	—	—	4,0	—	3,4	0,8-2,5	2-12	2000-3300	300-500	1,38	—
Граниты	—	—	—	—	—	—	0,2-0,6	5-25	5700-6500	154-176	0,01	1,68-1,70
Соль каменная	—	—	—	—	—	—	0,15-0,2	10-30	4200-4800	208-238	0,04	1,7-1,9
Известняки	0,711	0,310	—	1,2	1,7	0,064	0,4-1,5	3-20	2600-7100	141-385	0,2-0,6	—
Мергели	—	—	—	—	—	—	0,5-1,5	2-15	2000-3500	385-500	—	—
Нефть	—	—	—	2,0	—	1,9	7,5-9,0	5-9	1000-1400	710-1000	—	—
Пески, рыхлые песчанки	—	—	9,3	—	—	—	0,3-3,5	1,5-20	1500-1800	555-680	—	3-10
Песчанники плотные	—	—	—	—	—	—	0,2-0,8	5-30	3000-5300	189-333	1,1-1,6	1,5-1,8

Удельное сопротивление горных пород изменяется от долей ом-метра до десятков и сотен тысяч ом-метров (табл. 1). Такое резкое различие горных пород по удельным сопротивлениям позволяет изучать свойства пород по данным электрического каротажа.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ СОЛЕЙ

Природные воды и фильтрат промывочной жидкости (приготовленной на воде) представляют собой водные растворы солей. Удельное сопротивление этих растворов зависит от их концентрации, температуры и химического состава. Чем выше концентрация солей при прочих равных условиях, тем ниже удельное сопротивление пластовой воды, а следовательно, пород. С повышением температуры сопротивление водных растворов понижается. Это объясняется увеличением подвижности ионов и уменьшением вязкости растворов.

При небольших изменениях температуры (например, 0—50 °C) для определения удельного сопротивления можно пользоваться упрощенной формулой

$$\rho_2 = \rho_1 [1 + \alpha (T_1 - T_2)], \quad (1.27)$$

где α — среднее значение температурного коэффициента электропроводности, при изменении температуры на 1 °C для электролита NaCl равно 0,022*; ρ_2 и ρ_1 — удельные сопротивления электролита при температурах соответственно T_2 и T_1 .

Зависимость удельного сопротивления раствора NaCl от его концентрации при различной температуре изображена в виде номограммы (рис. 18). Такой номограммой обычно пользуются для пересчета удельного сопротивления промывочной жидкости ρ_{c1} , замеренного на поверхности при температуре T_1 , на удельное сопротивление этой же ПЖ ρ_{c2} в скважине при температуре T_2 .

Пример. Удельное сопротивление раствора NaCl на поверхности при 20 °C равно 1,2 Ом·м. Определить его сопротивление при 110 °C.

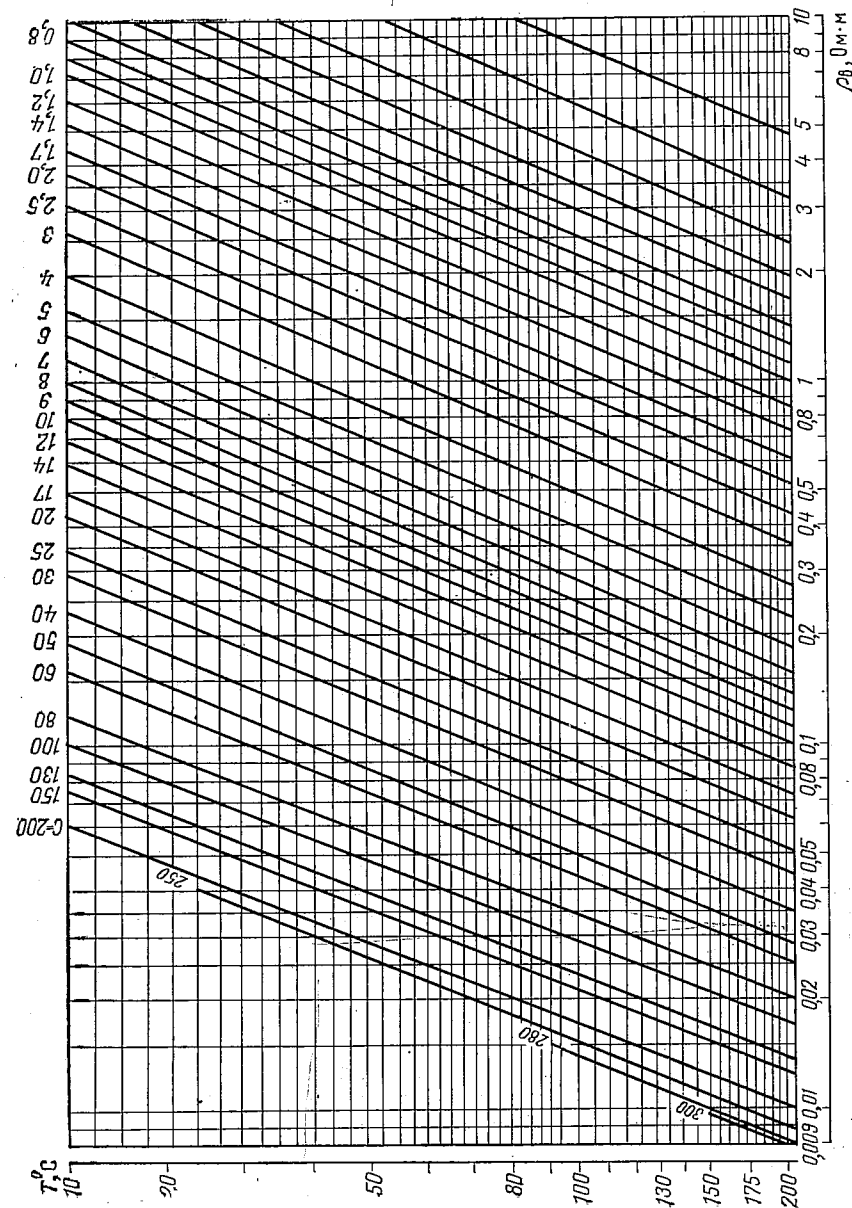
По номограмме получаем, что сопротивление раствора $\rho_{c1}=1,2$ Ом·м при 20 °C соответствует наклонной кривой концентрации 5 г/л. Точка ее пересечения с линией $T=110$ °C соответствует $\rho_{c2}=0,36$ Ом·м, которое и является значением сопротивления раствора при 110 °C.

Удельное сопротивление растворов различных солей при их концентрации 10 г/л и температуре 18 °C (в Ом·м): NaCl — 0,626, KCl — 0,641, CaCl₂ — 0,626, MgCl₂ — 0,580.

Электропроводность раствора нескольких солей приблизительно равна сумме электропроводностей, обусловленных каждой из солей в отдельности.

* Температурный коэффициент в действительности в некоторой степени зависит от температуры и при высокой температуре (более 250 °C) рост его сопровождается увеличением удельного сопротивления раствора.

Рис. 18. Номограмма для определения удельного сопротивления раствора NaCl в зависимости от температуры и концентрации электролита C



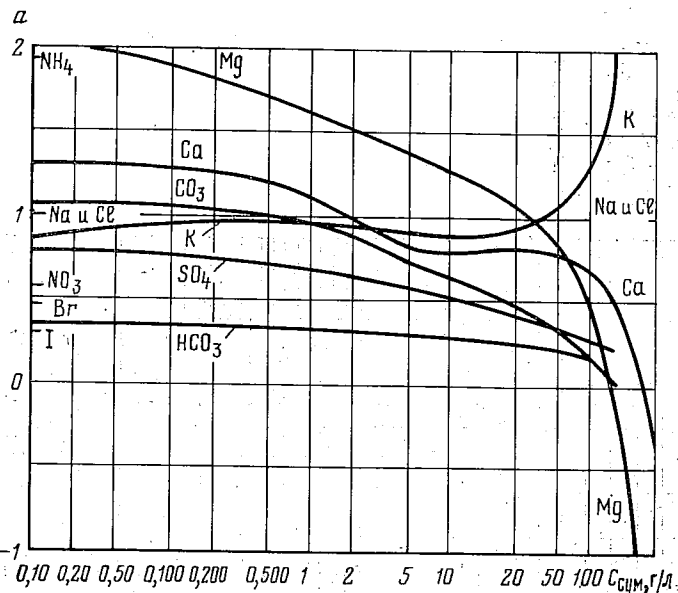


Рис. 19. Номограмма для пересчета суммарной концентрации раствора $C_{\text{сум}}$ в эквивалентную по NaCl

Для практических расчетов построена номограмма (рис. 19), позволяющая по результатам химического анализа вод определять суммарную концентрацию раствора, эквивалентную общей концентрации NaCl. На абсциссе номограммы показано содержание ионов различных солей. По ординате находим множитель a , позволяющий приблизительно определить содержание ионов NaCl в растворе, эквивалентное концентрации ионов той или иной растворенной соли. Оценив эквивалентное содержание NaCl, получаем удельное сопротивление раствора при заданной температуре по номограмме (см. рис. 18).

Пример. Согласно химическому анализу, пластовая вода при 29 °C содержит Ca—0,54 г/л; SO_4 —1,3 г/л и NaCl—15,5 г/л. Суммарная концентрация солей 17,34 г/л. Множителем для Ca является 1,21; для SO_4 —0,65. Используя множители, находим приближенное эквивалентное содержание NaCl= $0,54 \cdot 1,21 + 1,3 \cdot 0,65 + 15,5 = 0,66 + 0,84 + 15,5 = 17$ г/л.

Согласно номограмме (см. рис. 18), при 29 °C $\rho_{\text{в}} = 0,35$ Ом·м.

В пластовых водах нефтяных и газовых месторождений хлористый натрий составляет от 70 до 95 % общего количества растворенных солей. В фильтрате промывочной жидкости он также преобладает. Исходя из этого при определении сопротивления пластовых вод и фильтрата промывочной жидкости для приближенных расчетов часто допускают, что в них содержится только соль хлористого натрия.

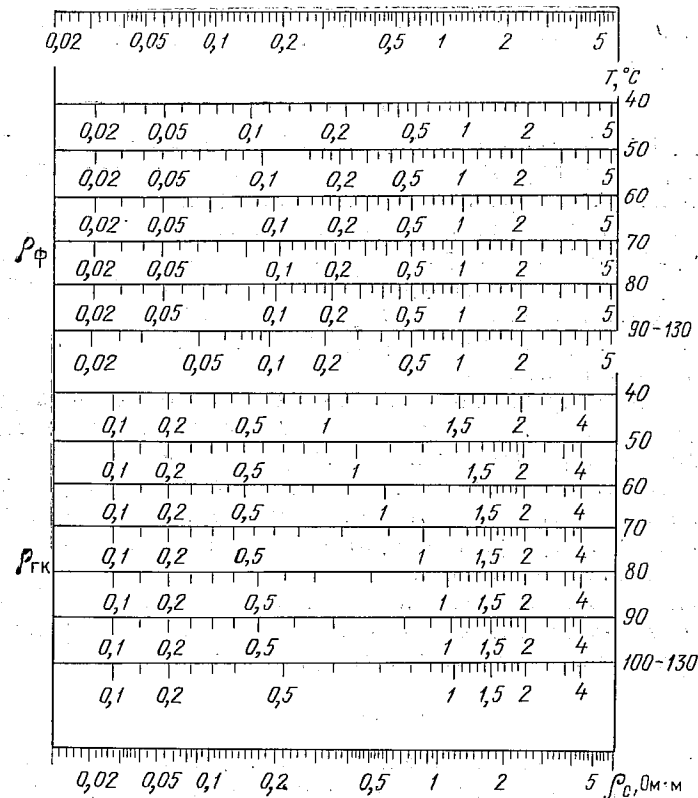


Рис. 20. Палетка для определения удельных сопротивлений $\rho_{\text{ф}}$, $\rho_{\text{гк}}$ по данным $\rho_{\text{с}}$ при заданной температуре T

Для получения удельного сопротивления фильтрата ПЖ $\rho_{\text{ф}}$ и удельного сопротивления глинистой корки $\rho_{\text{гк}}$ по удельному сопротивлению ПЖ $\rho_{\text{с}}$ пользуются специальной палеткой, построенной по экспериментальным данным (рис. 20).

Пример. Надо определить $\rho_{\text{ф}}$ и $\rho_{\text{гк}}$, если $\rho_{\text{с}} = 0,6$ Ом·м при температуре в скважине 70 °C. Проводим вертикальную линию через точку 0,6 на шкале $\rho_{\text{с}}$ и отсчитываем на шкалах $\rho_{\text{ф}} = 0,5$ Ом·м и $\rho_{\text{гк}} = 0,95$ Ом·м при температуре 70 °C.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЧИСТЫХ НЕГЛИНИСТЫХ ПОРОД ГРАНУЛЯРНОГО СТРОЕНИЯ

Удельное сопротивление чистой породы гранулярного строения $\rho_{\text{вл}}$, поры которой полностью насыщены водой, зависит от удельного сопротивления воды $\rho_{\text{в}}$, насыщающей поры, количества ее, определяемого пористостью породы $k_{\text{п}}$, и закономерностью распределения пор в породе (ее текстурными и струк-

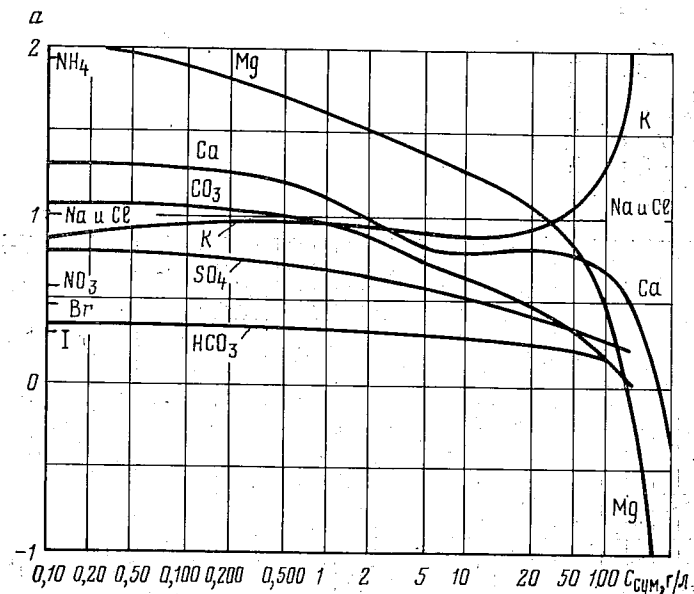


Рис. 19. Номограмма для пересчета суммарной концентрации раствора $C_{\text{сум}}$ в эквивалентную по NaCl

Для практических расчетов построена номограмма (рис. 19), позволяющая по результатам химического анализа вод определять суммарную концентрацию раствора, эквивалентную общей концентрации NaCl. На абсциссе номограммы показано содержание ионов различных солей. По ординате находим множитель a , позволяющий приблизительно определить содержание ионов NaCl в растворе, эквивалентное концентрации ионов той или иной растворенной соли. Оценив эквивалентное содержание NaCl, получаем удельное сопротивление раствора при заданной температуре по номограмме (см. рис. 18).

Пример. Согласно химическому анализу, пластовая вода при 29 °C содержит Ca—0,54 г/л; SO_4 —1,3 г/л и NaCl—15,5 г/л. Суммарная концентрация солей 17,34 г/л. Множителем для Ca является 1,21; для SO_4 —0,65. Используя множители, находим приближенное эквивалентное содержание NaCl— $0,54 \cdot 1,21 + 1,3 \cdot 0,65 + 15,5 = 0,66 + 0,84 + 15,5 = 17$ г/л.

Согласно номограмме (см. рис. 18), при 29 °C $\rho_{\text{в}} = 0,35$ Ом·м.

В пластовых водах нефтяных и газовых месторождений хлористый натрий составляет от 70 до 95 % общего количества растворенных солей. В фильтрате промывочной жидкости он также преобладает. Исходя из этого при определении сопротивления пластовых вод и фильтрата промывочной жидкости для приближенных расчетов часто допускают, что в них содержится только соль хлористого натрия.

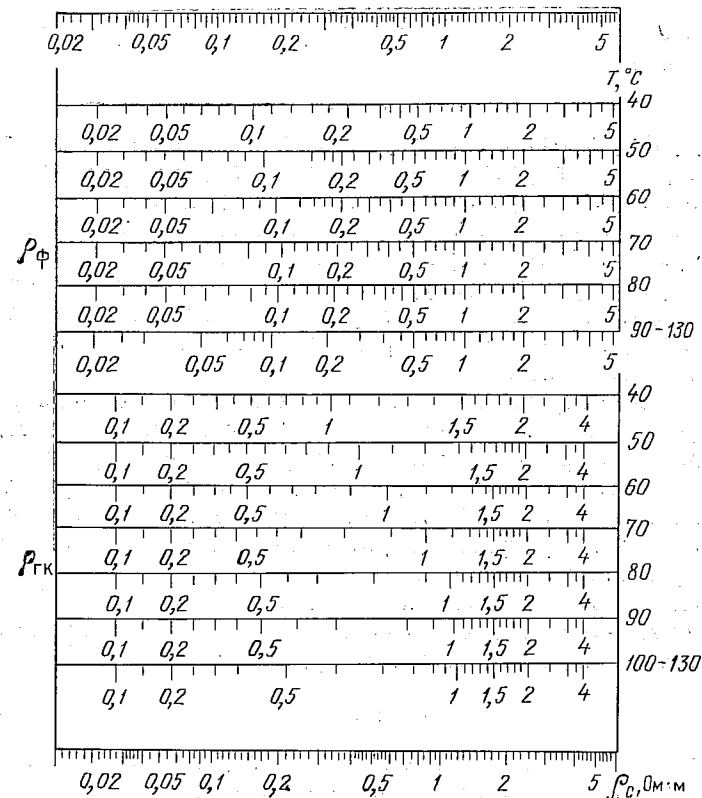


Рис. 20. Палетка для определения удельных сопротивлений $\rho_{\text{ф}}$, $\rho_{\text{гк}}$ по данным $\rho_{\text{с}}$ при заданной температуре T

Для получения удельного сопротивления фильтрата ПЖ $\rho_{\text{ф}}$ и удельного сопротивления глинистой корки $\rho_{\text{гк}}$ по удельному сопротивлению ПЖ $\rho_{\text{с}}$ используются специальной палеткой, построенной по экспериментальным данным (рис. 20).

Пример. Надо определить $\rho_{\text{ф}}$ и $\rho_{\text{гк}}$, если $\rho_{\text{с}} = 0,6$ Ом·м при температуре в скважине 70 °C. Проводим вертикальную линию через точку 0,6 на шкале $\rho_{\text{с}}$ и отсчитываем на шкалах $\rho_{\text{ф}} = 0,5$ Ом·м и $\rho_{\text{гк}} = 0,95$ Ом·м при температуре 70 °C.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЧИСТЫХ НЕГЛИНИСТЫХ ПОРОД ГРАНУЛЯРНОГО СТРОЕНИЯ

Удельное сопротивление чистой породы гранулярного строения $\rho_{\text{вп}}$, поры которой полностью насыщены водой, зависит от удельного сопротивления воды $\rho_{\text{в}}$, насыщающей поры, количества ее, определяемого пористостью породы $k_{\text{п}}$, и закономерностью распределения пор в породе (ее текстурными и струк-

турными свойствами), характеризуемой структурным коэффициентом F :

$$\rho_{\text{вп}} = f(\rho_{\text{в}}, k_{\text{п}}, F). \quad (I.28)$$

Структурный коэффициент характеризует сложность строения порового пространства породы и показывает, во сколько раз сопротивление данной породы превышает сопротивление идеальной породы, сложенной зернами шаровидной формы той же пористости и при том же насыщающем породе растворе. Структурный коэффициент сцементированных песчаных коллекторов с пористостью 12—30 % изменяется от 4 до 1,7, карбонатных пород такой же пористости — от 50 до 2, достигая иногда 100.

Удельное сопротивление пород зависит от температуры и варьирует в тех же пределах, что и сопротивление водных растворов. Говоря об удельном сопротивлении горных пород, необходимо так же, как и для водных растворов, указывать значение температуры. С увеличением глубины в связи с возрастанием температуры сопротивление породы при прочих равных условиях снижается.

Породы, поры которых полностью заполнены водой, могут быть охарактеризованы относительным сопротивлением P , представляющим собой отношение $\rho_{\text{вп}}$ к $\rho_{\text{в}}$:

$$P = \rho_{\text{вп}} / \rho_{\text{в}}. \quad (I.29)$$

Величина P зависит от количества воды в единице объема породы и равномерности распределения ее по породе. Так как количество воды в породе определяется коэффициентом пористости, а распределение ее по породе — формой (структурой) порового пространства, можно сказать, что относительное сопротивление зависит от пористости породы и структуры порового пространства. Например, относительное сопротивление плотных карбонатных и песчаных пород с пористостью 10—20 % колеблется в пределах 40—200, в то время как для песков и рыхлых песчаников с такой же пористостью оно в среднем равно 10—20.

(Повышение относительного сопротивления плотных (крепких) и плохо отсортированных пород обусловлено неравномерным распределением в них пор.) Поровые ячейки связаны между собой отдельными каналами различного сечения, часто встречаются перемишки, тупики и разрывы (рис. 21, ж и з).

Расчеты и экспериментальные исследования показывают, что относительное сопротивление чистых гранулярных пород (рис. 21, а) может быть выражено через пористость $k_{\text{п}}$:

$$P = a / k_{\text{п}}^m. \quad (I.30)$$

где a — некоторая постоянная, m — показатель степени пористости, зависящие от характера пород.

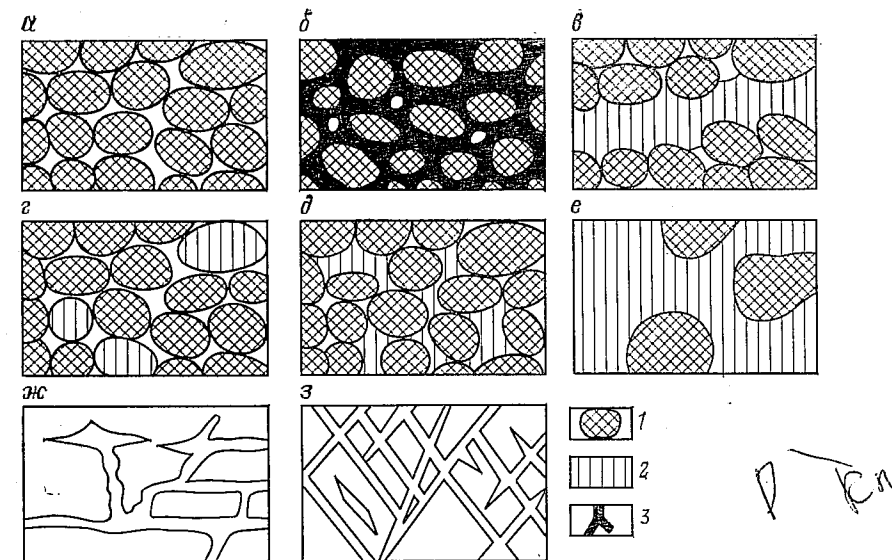


Рис. 21. Примеры пород с различной пористостью.

Породы с межзерновой пористостью: а — хорошо отсортированная; б — хорошо отсортированная с цементирующим веществом в промежутках между зернами; в — глинистый слоистый песчаник; г — полимодальный глинистый песчаник; д — глинистый песчаник с рассеянным глинистым материалом; е — песчаная глина-неколлектор; ж — трещинно-кавернозный коллектор; з — трещинный коллектор. 1 — зерна; 2 — глинистые частицы; 3 — цементирующий материал

Чаще всего используется выражение

$$P = 1 / k_{\text{п}}^m. \quad (I.31)$$

где показатель степени m изменяется от 1,3 (для песков) до 2,3 (для сцементированных пород, рис. 21, б). Если нет фактических данных, принимают $m = 2$, тогда

$$P = 1 / k_{\text{п}}^2. \quad (I.32)$$

На практике по результатам экспериментальных исследований образцов пород получают зависимости относительного сопротивления от пористости для пластов, характеризующихся общностью текстурного строения (отсортированностью зерен, формой поровых каналов). Располагая зависимостью $P = f(k_{\text{п}})$ или аналитическими выражениями (I.30) и (I.31), по величине относительного сопротивления можно оценивать пористость породы или по данным пористости определить P . Например, для девонских песчаников Туймазинского и Шкаповского месторождений $P = 0,68 / k_{\text{п}}^{2,05}$. При этом допускают, что относительное сопротивление (параметр пористости) не зависит от минерализации воды, насыщающей поры породы. Такое допущение справедливо для широкого диапазона изменения минерализации воды, насыщающей чистые (неглинистые)

песчаные и карбонатные пласты. Однако при низкой минерализации воды пропорциональность между удельным сопротивлением породы $\rho_{вп}$ и сопротивлением пластовой воды $\rho_{в}$ нарушается вследствие влияния эффекта поверхностной проводимости.

Для слабоглинистых песков заметное снижение относительного сопротивления наблюдается при уменьшении минерализации пластовой воды до 0,1 г/л ($\rho_{в} > 6$ Ом·м).

В слоистых горных породах удельное сопротивление в направлении напластования $\rho_{\parallel}$ меньше, чем в направлении, перпендикулярном к напластованию, $\rho_{\perp}$. Такие породы называются анизотропными. Явление анизотропии наиболее ярко выражено в сланцевых глинах, глинистых сланцах, каменных углях, мергелях и тонкочередующихся песчано-глинистых породах. Для анизотропных пород характерно закономерное расположение частиц, слагающих породу, относительно плоскостей напластования. Для оценки степени анизотропии используется коэффициент анизотропии

$$\lambda_a = \sqrt{\rho_{\perp}/\rho_{\parallel}}.$$

Для количественной характеристики удельного сопротивления анизотропных пород пользуются средним удельным сопротивлением анизотропной породы $\rho_{ср} = \sqrt{\rho_{\perp}\rho_{\parallel}}$.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

Глинистые песчаники по характеру распределения в них глинистого материала могут быть подразделены на три основные группы: 1) слоистые (тонкое переслаивание глинистых прослоев и чистых песчаных пород) (рис. 21, а); 2) структурные или полимиктовые (глина находится в виде гранул или зерен в матрице песчаной породы) (рис. 21, г); 3) дисперсные или рассеянные (глина рассеяна в песчанике, частично заполняет межгранулярные поры) (рис. 21, б).

Обычно в породе преобладает глинистость одного вида, что позволяет с помощью упрощенных моделей получать удовлетворительные данные об удельном сопротивлении, пористости и нефтегазонасыщенности такой породы. В ряде случаев глинистость имеет сложное распределение в породе, что затрудняет интерпретацию, или охватывает весь объем пор — неколлектор (рис. 21, е).

При отсутствии в породе растворимой компоненты (карбонатного и лимонитного цемента) содержание глинистого материала принято выражать следующими параметрами:

1) $C_{гг}$ — массовая глинистость, выражающая в процентах или долях единицы отношение массы глинистой фракции (частиц размером меньше 0,01 мм) $M_{гг}$ к полной массе жесткого скелета породы M :

$$C_{гг} = M_{гг}/M; \quad (I.33)$$

2) $k_{гг}$ — объемная глинистость, характеризующая отношение объема глинистого материала (объема глинистых частиц с прочно связанной с ними водой) к объему всей породы:

$$k_{гг} = V_{гг}/(V_{ск} + V_{гг} + V_{пор}), \quad (I.34)$$

где $V_{гг}$, $V_{ск}$, $V_{пор}$ — объемы соответственно глинистой фракции, скелета и пор;

3) $\eta_{гг}$ — относительная глинистость, выражающая степень заполнения глинистым материалом пор неактивного скелета:

$$\eta_{гг} = k_{гг}/(k_{гг} + k_{п}). \quad (I.35)$$

Если считать, что минералогические плотности вещества скелетной и глинистой фракций равны, то справедливы выражения

$$k_{гг} = C_{гг}(1 - k_{п}); \quad k_{п} = k_{п.ск} - k_{гг}, \quad (I.36)$$

или

$$k_{п} = (k_{п.ск} - C_{гг})/(1 - C_{гг}), \quad (I.37)$$

где $k_{п.ск}$ — пористость скелета породы; $k_{п}$ — открытая пористость.

Если порода не содержит глинистого материала (см. рис. 21, а), то $k_{п} = k_{п.ск}$.

Для пород, содержащих глинистый материал, пропорциональность между удельным сопротивлением полностью водонасыщенной породы $\rho_{вп.гг}$ и удельным сопротивлением воды $\rho_{в}$, заполняющей ее поры, нарушается. Это связано с тем, что электропроводность глинистого коллектора в отличие от электропроводности чистого коллектора определяется не только проводимостью воды, но и поверхностной проводимостью глинистых частиц, точнее, гидратационной пленки, покрывающей их поверхность. Поверхностная проводимость проявляется тем значительнее, чем выше глинистость породы и меньше минерализация насыщающей воды. Вследствие этого относительное сопротивление глинистых пород в отличие от неглинистых зависит не только от их пористости и структуры пор, но и от их глинистости и минерализации насыщающих вод. Относительное сопротивление глинистой породы, поры которой полностью насыщены высокоминерализованной водой, при которой поверхностная проводимость минимальна, называют предельным $P_{п}$. Учет влияния поверхностной проводимости глин на относительное сопротивление осуществляется с помощью коэффициента поверхностной проводимости

$$\Pi = P_{к}/P_{п} < 1, \quad (I.38)$$

где $P_{к}$ — кажущееся относительное сопротивление пород, насыщенных слабоминерализованной водой.

Зависимость параметра Π от глинистости пород и минерализации насыщающих вод изображена на рис. 22. На основа-

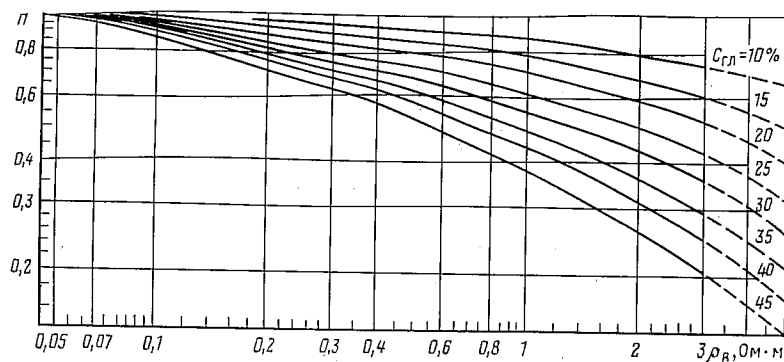


Рис. 22. Зависимость коэффициента поверхностной проводимости Π от удельного сопротивления поровой воды ρ_v и массовой глинистости породы $C_{гг}$

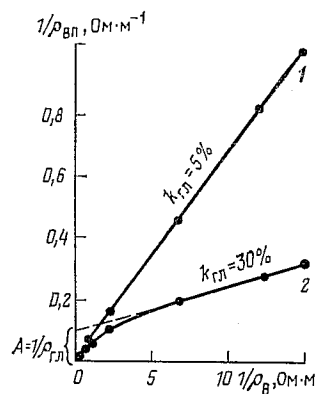


Рис. 23. Зависимости проводимости водонасыщенной породы $1/\rho_{вп}$ от проводимости воды $1/\rho_v$, заполняющей поровое пространство.

Песчанник: 1 — чистый, 2 — глинистый; А — доля проводимости глин

нии экспериментальных работ установлено, что электропроводность глинистой породы с рассеянным глинистым материалом

$$1/\rho_{вп, гл} = A + B/\rho_v, \quad (I.39)$$

где A — отрезок, отсекаемый продолжением прямой на оси ординат и характеризующий долю проводимости глин; B — угловой коэффициент; величина B/ρ_v определяет долю проводимости водонасыщенных пор (рис. 23).

Как видно, зависимость $1/\rho_{вп} = f(1/\rho_v)$ для чистой породы прямолинейна во всем интервале рассматриваемой функции, а для глинистой с рассеянным глинистым материалом — начиная лишь с некоторого значения проводимости воды.

Согласно формулам (I.29) и (I.39),

$$P_k = \rho_{вп, гл}/\rho_v = 1/(A\rho_v + B). \quad (I.40)$$

Для высокоминерализованных растворов, когда $\rho_v \rightarrow 0$, $P_k \rightarrow P_n$,

$$P_n = \lim_{\rho_v \rightarrow 0} P_k = \lim_{\rho_v \rightarrow 0} 1/(A\rho_v + B) = 1/B. \quad (I.40')$$

Из уравнений (I.40) и (I.40')

$$\Pi = P_k/P_n = B/(A\rho_v + B) = 1/[(A/B)\rho_v + 1] < 1. \quad (I.41)$$

В тех случаях, когда глинистый материал присутствует в породе в виде прослоев,

$$1/\rho_{вп, гл} = k_{гг}/\rho_{гг} + (1 - k_{гг})/P_n\rho_v. \quad (I.42)$$

В породе с рассеянным глинистым материалом условия распространения тока примерно такие же, как в водонасыщенной породе с $k_n = k_{гг}$ и $\rho_v = \rho_{гг}$. Исходя из этого, согласно формуле (I.30) получим, что электропроводность такой породы равна $k_{гг}^m/a\rho_{гг}$, где a и m — коэффициенты, зависящие от свойств породы. В этом случае

$$1/\rho_{вп, гл} = k_{гг}^m/a\rho_{гг} + (1 - k_{гг})/P_n\rho_v. \quad (I.43)$$

Если принять $a = 1$, $m = 2$, то

$$1/\rho_{вп, гл} = k_{гг}^2/\rho_{гг} + (1 - k_{гг})/P_n\rho_v. \quad (I.44)$$

Как видно, относительное сопротивление глинистого коллектора зависит от объемного содержания и удельного сопротивления пластовой воды, объемной глинистости и характера распределения в породе глинистого материала.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ТРЕЩИНАТОВЫХ И КАВЕРНОЗНЫХ ПОРОД

К трещиноватым и кавернозным породам относятся большинство химических и биохимических пород (известняки, доломиты, ангидриты, гипсы и т. п.), метаморфизованные породы и др. Для них характерны: жесткий минеральный скелет, сложная форма пор и небольшая общая пористость. Поровое пространство представлено межзерновыми пустотами, кавернами и трещинами (см. рис. 21, ж и з). Большое влияние на удельное сопротивление трещинно-кавернозных пород оказывает наличие в них трещин. Трещина, заполненная электролитом; для тока, текущего по направлению ее простирания, представляет значительно меньшее сопротивление, чем сопротивление межзернового порового пространства породы такого же объема. Наличие изолированных и полуизолированных пустот в породе (каверн) не оказывает заметного влияния на удельное сопротивление пород.

В природе встречаются породы с различными системами трещин: вертикальными, горизонтальными, взаимно перпендикулярными и наиболее часто хаотического распределения. Если характер системы трещин установить не удастся, то условно считают, что трещины имеют хаотическое распределе-

ние, и проводимость такой породы без существенной погрешности записывается в виде

$$1/\rho_{\text{тр}} \cong k_{\text{п. тр}}/A\rho_{\text{ж}} + 1/\rho_{\text{м}}, \quad (\text{I.45})$$

где $\rho_{\text{тр}}$, $\rho_{\text{м}}$, $\rho_{\text{ж}}$ — соответственно удельные сопротивления трещиноватой породы, нетрещиноватой (межзерновой, или блоковой) ее части и жидкости, заполняющей трещины.

Величина множителя A в зависимости от геометрии систем трещин изменяется от 1 до 2, оставаясь равной 1,5 для изотропной породы, хаотической трещиноватости. Соответственно

$$k_{\text{п. тр}} \cong A\rho_{\text{ж}}(\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{тр}})/\rho_{\text{м}}\rho_{\text{тр}}. \quad (\text{I.46})$$

Из формулы (I.46) легко получить выражение

$$\rho_{\text{тр}} \cong A\rho_{\text{ж}}\rho_{\text{м}}/(k_{\text{п. тр}}\rho_{\text{м}} + A\rho_{\text{ж}}). \quad (\text{I.47})$$

Поскольку удельное сопротивление водонасыщенной матрицы согласно (I.30) $\rho_{\text{м}} = a\rho_{\text{в}}/k_{\text{п. м}}^m$, то выражение (I.47) можно представить как

$$\rho_{\text{тр}} \cong A\rho_{\text{в}}/[(A/a)(k_{\text{п. м}}^m + (\rho_{\text{в}}/\rho_{\text{ж}})k_{\text{п. тр}})]. \quad (\text{I.48})$$

При насыщении трещин высокоминерализованной водой с малым сопротивлением трещиноватость приводит к значительному снижению удельного сопротивления пород $\rho_{\text{тр}}$. Снижение удельного сопротивления трещиноватых пород тем больше, чем выше трещиноватость и ниже пористость нетрещиноватой части пород. С ростом сопротивления жидкости, насыщающей трещины, и уменьшением удельного сопротивления нетрещиноватой части породы $\rho_{\text{м}}$ влияние трещиноватости на величину удельного сопротивления породы уменьшается и становится сравнимым с влиянием межзерновой (гранулярной) пористости.

Такое свойство трещиноватых пород используется в ряде случаев для выделения трещинной зоны по снижению сопротивления на диаграмме электрического каротажа.

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПОРОД

Удельное сопротивление нефтегазонасыщенной породы зависит от содержания в ее порах нефти или газа и воды (от коэффициента нефтегазонасыщенности $k_{\text{нг}}$ или коэффициента водонасыщенности $k_{\text{в}}$), минерализации пластовых вод, пористости породы, структуры порового пространства, литологии и т. п. Нефть и газ, замещая в поровом пространстве воду, повышают удельное сопротивление породы.

Удельное сопротивление чистых нефтегазонасыщенных пород пропорционально удельному сопротивлению пластовой воды, насыщающей породу, поэтому удельное сопротивление нефтегазонасыщенного пласта не отражает степени его нефтегазонасыщенности. Породы, обладающие различной нефтегазонасыщен-

ностью, могут отмечаться одинаковыми сопротивлениями, а обладающие одинаковой нефтегазонасыщенностью — разными сопротивлениями.

Для полного или частичного исключения факторов (минерализации пластовых вод, пористости и структуры порового пространства), влияющих на величину удельного сопротивления нефтегазонасыщенных пород, вместо удельного сопротивления рассматривают отношение сопротивления нефтегазонасыщенного пласта $\rho_{\text{нг}}$ (поры которого заполнены нефтью или газом и остаточной водой) к сопротивлению этого же пласта при 100 %-ном заполнении его пор водой такой же минерализации и температуры $\rho_{\text{вп}}$:

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{нг}}/\rho_{\text{вп}}. \quad (\text{I.49})$$

Эту величину называют коэффициентом увеличения сопротивления, показывающим, во сколько раз увеличивается удельное сопротивление водонасыщенного коллектора при частичном насыщении объема пор нефтью или газом.

Между коэффициентами $P_{\text{н}}$ и $k_{\text{в}}$ существует обратная степенная зависимость:

$$P_{\text{н}} = 1/k_{\text{в}}^n, \quad \text{где } n = 1.73 - 4.33. \quad (\text{I.50})$$

где $k_{\text{в}}$ равен отношению объема пор, заполненных водой, к общему объему порового пространства породы; n — показатель степени водонасыщенности, зависящий от литолого-петрографических свойств пород, свойств нефти и воды, он может изменяться в пределах 1,73—4,33 (в большинстве случаев принимается равным 2).

Коэффициент нефтегазонасыщенности $k_{\text{нг}}$ равен отношению объема пор, заполненных нефтью и газом, к общему объему порового пространства породы. Если считать, что весь объем пор равен единице, то сумма коэффициентов нефтегазонасыщенности и водонасыщенности $k_{\text{нг}} + k_{\text{в}} = 1$. Следовательно,

$$P_{\text{н}} = 1/(1 - k_{\text{нг}})^n. \quad (\text{I.51})$$

Таким образом, по $P_{\text{н}}$ можно определить коэффициент нефтегазонасыщенности чистого коллектора. Коэффициент увеличения сопротивления этого коллектора зависит от степени его нефтегазонасыщенности и характера распределения в нем воды, нефти и газа, следовательно, от структуры порового пространства, литолого-петрографических свойств пород и физико-химических свойств пластовой жидкости. Если частицы воды, находящиеся в пласте, представляют собой связанную систему, коэффициент увеличения сопротивления будет минимальным, при разобщении частиц воды в порах чистой породы он возрастает.

Зависимости коэффициента увеличения сопротивления от водонасыщенности на рис. 24 построены по результатам лабораторных исследований образцов пород, искусственно насы-

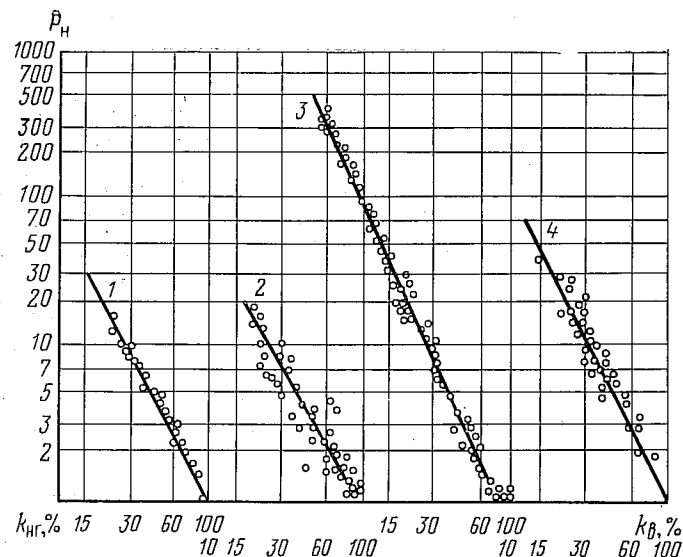


Рис. 24. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления песчанников P_n от содержания в них воды и нефти или газа.

Песчанники: 1 — третичные Дагестана (по И. М. Когану), 2 — третичные из месторождений Грозного (по Л. П. Долиной), 3 — девонские из Туймазинского месторождения (по А. В. Золотову), 4 — разновозрастные (по Ф. И. Котяхову)

ценных водой и нефтью. Они характеризуют достаточно тесную связь между параметрами P_n и $k_{нг}$, k_v для разных месторождений независимо от типа пород. Это позволяет считать, что в рассмотренных коллекторах зерна имеют гидрофильную поверхность, вода образует в поровом пространстве непрерывную сеть проводящих каналов, обеспечивающую их хорошую электропроводность.

Удельное сопротивление нефтегазонасыщенных пород сильно зависит от их глинистости. Электропроводность нефтегазонасыщенных глинистых коллекторов можно найти из формул (I.42) и (I.44), которые для тонкослоистых глинистых коллекторов и при рассеянном глинистом материале приобретают вид соответственно

$$1/\rho_{нг} = k_{гг}/\rho_{гг} + [(1 - k_{гг})/\rho_v] k_v^2; \quad (I.52)$$

$$1/\rho_{нг} = k_{гг}^2/\rho_{гг} + [(1 - k_{гг})/\rho_v] k_v^2, \quad (I.53)$$

где k_v — коэффициент водонасыщенности чистой компоненты.

Согласно формулам (I.42), (I.44), (I.52), (I.53), коэффициенты увеличения сопротивления для тонкослоистых глинистых коллекторов и при рассеянном глинистом материале будут

$$P_n = \frac{k_{гг} P \rho_v + (1 - k_{гг}) \rho_{гг}}{k_{гг} P \rho_v + (1 - k_{гг}) \rho_{гг} k_v^2}; \quad (I.54)$$

$$P_n = \frac{k_{гг}^2 P \rho_v + (1 - k_{гг}) \rho_{гг}}{k_{гг} P \rho_v + (1 - k_{гг}) \rho_{гг} k_v^2}. \quad (I.55)$$

Как видно, при одной и той же нефтегазонасыщенности чистой компоненты коэффициент увеличения сопротивления может изменяться в широких пределах в зависимости от глинистости, удельного сопротивления глинистой компоненты и характера распределения глинистого материала в коллекторе. Это очень осложняет оценку нефтегазонасыщенности глинистых коллекторов по коэффициенту увеличения сопротивления P_n .

ВЛИЯНИЕ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕНИЯ НА ВЕЛИЧИНУ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД

В естественных условиях горные породы под действием всестороннего давления находятся в состоянии напряжения. Для осадочных пород при определении среднего нормального напряжения допускают, что оно равно напряжению, созданному весом вышележащих пород (горным или геостатическим давлением p). Разность между горным давлением p и пластовым (поровым) $p_{пор}$ называется эффективным давлением (напряжением) $p_{эф}$, действующим на скелет породы:

$$p_{эф} = p - p_{пор}. \quad (I.56)$$

Под воздействием эффективного давления породы претерпевают упруго-пластические деформации, которые сопровождаются уменьшением пористости, а следовательно, возрастанием относительного сопротивления.

Экспериментальные исследования с моделированием горного и пластового давления показали, что пористость, проницаемость и электропроводность пород при увеличении действующей нагрузки уменьшаются и после ее снятия восстанавливаются, достигая наибольших значений при атмосферном давлении. Это дает основание считать, что породы, вскрываемые скважинами, до некоторой степени являлись упругими телами.

Увеличение относительного сопротивления горной породы происходит наиболее интенсивно при повышении давления до 30—40 МПа. При дальнейшем увеличении давления интенсивность роста сопротивления снижается и стремится к своему пределу до наступления необратимых разрушений в скелете породы. Одновременно с увеличением относительного сопротивления P под действием эффективного напряжения уменьшается пористость и усложняется извилистость токопроводящих путей в породе. Этим объясняется более интенсивное снижение электропроводности и проницаемости породы по сравнению с изменением ее пористости.

Самые большие изменения сопротивления характерны для низкопористых разностей известняков и песчаников. Для известняков с коэффициентом пористости менее 2 % при всестороннем сжатии до 40 МПа сопротивление может увеличиваться в 3 раза. Заметное возрастание сопротивления под воздействием эффективного напряжения происходит в трещиноватых породах. В песчано-глинистых породах с пористостью менее 6 % при тех же условиях сжатия возможно еще более интенсивное повышение сопротивления.

Существенное влияние на изменение свойств пород под давлением оказывает вещественный и количественный состав цементирующего материала. Максимальные изменения характерны для песчаников с наибольшим содержанием глинистого цемента. Это связано с тем, что под воздействием давления происходит уплотнение цемента и возможно его выжимание в поры. Вследствие деформации пород на глубине их физические свойства отличаются от свойств, определяемых по кернам в условиях атмосферного давления. Установлено, что пористость пород, сцементированных карбонатными и карбонатно-глинистыми цементами, изменяется меньше, чем пористость пород, сцементированных глинистым цементом. Проницаемость и электропроводность слабоглинистых пород-коллекторов уменьшаются в среднем на 15—35 %, а сильно глинистых — на 50—60 %.

При небольших глубинах скважин (1000—2000 м) сходимость величин сопротивления пород, полученных в скважине и в лаборатории, лежит в пределах точности метода. Величины удельных сопротивлений пород, измеренные на глубине свыше 2000 м и в лаборатории при атмосферном давлении, различаются. Для учета расхождений проводят экспериментальные исследования кернов при различных горном и пластовом давлениях и вводят соответствующие поправки.

Глава II

ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ИЗМЕРЕНИЯ КАЖУЩЕГОСЯ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИХ ИСТИННОГО УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ (КАРОТАЖ СОПРОТИВЛЕНИЯ)

Основными разновидностями каротажа сопротивления являются: каротаж обычными (нефокусированными) зондами; в том числе боковое каротажное зондирование (БКЗ); боковой каротаж (БК); микрокаротаж (МК) и боковой микрокаротаж (БМК). Эти виды каротажа различаются устройством измерительных установок (зондов) и степенью влияния окружающей среды на измеряемые величины.

§ 4. КАРОТАЖ ОБЫЧНЫМИ ЗОНДАМИ

Для замера сопротивления пород, пересеченных скважиной, служит четырехэлектродная (нефокусированная) установка АМNB или МАВN — каротажный зонд (рис. 25). Три электрода (N, M, A или M, A, B) присоединяются к концам кабеля и спускаются в скважину, четвертый электрод — B или N (заземление) устанавливается на поверхности вблизи устья скважины. Через электроды A и B, называемые токовыми, пропускают ток I, создающий электрическое поле в породе. С помощью измерительных электродов M и N измеряют разность потенциалов ΔU между двумя точками данного электрического поля. Если считать электроды зонда точечными, то разность потенциалов между электродами M и N

$$\Delta U = U_M - U_N = \frac{\rho I}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) = \frac{\rho I}{4\pi} \left(\frac{AN - AM}{AM \cdot AN} \right), \quad (II.1)$$

где $AN - AM = MN$. Следовательно,

$$\Delta U = \frac{\rho I}{4\pi} \frac{MN}{AM \cdot AN}. \quad (II.2)$$

По формуле (II.2) можно вычислить удельное сопротивление однородной среды:

$$\rho = \frac{\Delta U}{I} \frac{4\pi AM \cdot AN}{MN}, \quad (II.3)$$

где ΔU — разность потенциалов между точками M и N, находящимися в скважине; AM, AN, MN — расстояния между соответствующими электродами каротажного зонда.

Все величины, входящие в правую часть формулы (II.3), можно измерить и таким образом определить удельное сопротивление среды, что является целью каротажа сопротивлений.

При каротаже разность потенциалов выражается в милливольт-метрах (мВ), сила тока — в миллиамперах (мА), расстояния MN, AM и AN — в метрах (м), а удельное сопротивление — в ом-метрах (Ом·м).

Приведем формулу (II.3) к виду, в котором она обычно

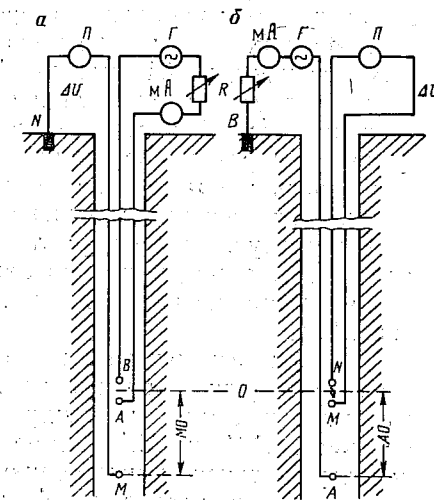


Рис. 25. Схема измерения кажущегося удельного сопротивления обычными зондами.

а — градиент-зонд двухполюсный; б — то же, однополюсный. П — регистрирующий прибор; Г — генератор тока; R — сопротивление в цепи питания; AO (МО) — длина зонда; O — точка записи кажущегося сопротивления

применяется в практике электрического каротажа. Для этого, полагая

$$4\pi AM \cdot AN / MN = K, \quad (II.4)$$

получим

$$\rho = K \Delta U / I, \quad (II.5)$$

где K — коэффициент зонда — постоянный множитель, зависящий от расстояний AM , AN и взаимного расположения электродов; $\Delta U / I$ — сопротивление части среды, заключенной между двумя эквипотенциальными поверхностями, проходящими через точки M и N .

Выражение (II.5) справедливо для вычисления истинного удельного сопротивления ρ изотропной и однородной среды. При этом условии значение удельного сопротивления должно оставаться постоянным при любых расстояниях AM и AN . Однако на практике всегда имеем дело с неоднородной средой, состоящей из пластов с различными удельными сопротивлениями и глинистого раствора, заполняющего скважину, поэтому полученный по (II.5) результат называют кажущимся удельным сопротивлением ρ_k . Кажущееся сопротивление зависит от многих факторов: 1) удельного сопротивления и мощностей пластов, против которых находится каротажный зонд; 2) диаметра скважины и удельного сопротивления заполняющей ее промывочной жидкости; 3) характера проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт; 4) типа и размера зонда, которым проводят измерения.

Если произвести взаимную замену токовых и измерительных электродов (A вместо M и B вместо N), т. е. источник тока поместить в точку M и определить потенциал в точке A , то величина ΔU выразится тем же уравнением (II.1). Это положение справедливо и для неоднородной среды и находит практическое применение в каротаже сопротивлений. Оно известно под названием принципа взаимности.

Существуют зонды различных типов и размеров. Для измерения ρ_k пород при каротаже сопротивлений обычными зондами применяются в основном градиент- и потенциал-зонды (рис. 26).

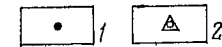
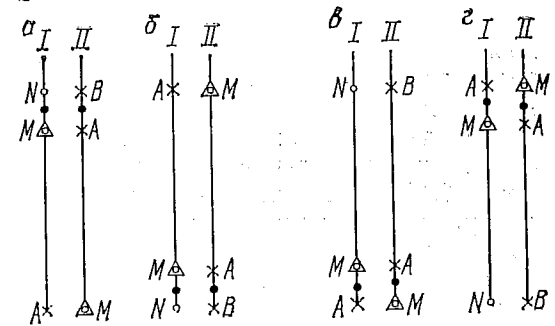
Градиент-зондами называют зонды, у которых расстояние между парными электродами M и N или, согласно принципу взаимности, между A и B мало по сравнению с расстоянием AM и MA . Замер кажущихся сопротивлений этим зондом сводится к измерению градиента потенциала электрического поля электрода A , т. е. приращения потенциала на единицу длины. При бесконечно малом MN формулу (II.3) можно записать в виде

$$\rho_k = 4\pi A O^2 \frac{(\Delta U / MN)_{MN \rightarrow 0}}{I} = 4\pi A O^2 \frac{E}{I}, \quad (II.6)$$

где E — составляющая по оси Z напряженность электриче-

Рис. 26. Принципиальные схемы обычных зондов.

Градиент-зонды: a — кровельный, b — подошвенный; потенциал-зонды: $в$ — обращенный, $г$ — последовательный; зонды I — однополюсный (зонд прямого питания), II — двухполюсный (зонд взаимного питания); точки записи: 1 — НКС; 2 — ПС



ского поля в точке O , или градиент потенциала с обратным знаком. Размером градиент-зонда является величина AO ; O — точка записи, находящаяся посередине между парными (сближенными) электродами M и N (A и B).

Градиент-зонд, у которого сближенные парные электроды расположены под непарным электродом, называют подошвенным. При расположении сближенных парных электродов над непарным электродом зонд называют кровельным градиент-зондом. Градиент-зонд, у которого расстояние между парными электродами бесконечно мало, называется идеальным градиент-зондом.

Потенциал-зондами называются зонды, у которых расстояние AM мало по сравнению с расстоянием между парными электродами MN (AB). Расстояние AM является размером потенциал-зонда. Замер кажущегося сопротивления относят к середине сближенных электродов AM . Замеренное потенциал-зондом кажущееся сопротивление

$$\rho_k = K \frac{\Delta U}{I} = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN} \frac{\Delta U}{I} = 4\pi \left(\frac{AM \cdot AN}{MN} \right) \frac{U_M - U_N}{I}. \quad (II.7)$$

Потенциал-зонд с электродом N , удаленным в бесконечность, называется идеальным потенциал-зондом. Для такого зонда $AN = \infty$, $MN = \infty$, $U_N = 0$, следовательно,

$$\rho_k = 4\pi A M U_M / I. \quad (II.8)$$

Кажущееся сопротивление при измерениях потенциал-зондом определяется потенциалом электрического поля в точке M , поэтому зонды такого типа названы потенциал-зондами.

Для условной оценки глубины исследования зондом применяют термин радиус исследования зонда — радиус

сферы в однородной среде неограниченной мощности, влияющей на показание зонда так же, как и та часть среды, которая расположена за пределами данной сферы. Исходя из этого, считают, что радиус исследования градиент-зонда приблизительно совпадает с его размером AO , а радиус исследования потенциал-зонда соответствует его удвоенному размеру $2AM$. Следовательно, при одинаковом размере зондов радиус исследования потенциал-зондом примерно в 2 раза превышает радиус исследования градиент-зондом.

Зонд с одним питающим электродом и двумя измерительными называется однополюсным (или зондом прямого питания), зонд с двумя питающими электродами и одним измерительным — двухполюсным (или зондом взаимного питания). В практике чаще применяют двухполюсные зонды, которые более удобны при одновременной регистрации кривой КС и кривой естественных потенциалов в скважине (ПС). Коэффициент зонда K при двухполюсном зонде вычисляют по формуле

$$K = 4\pi MA \cdot MB / AB. \quad (II.9)$$

Зонды записывают по обозначениям электродов в порядке их расположения в скважине сверху вниз, проставляя между ними расстояния в метрах. Так, например, $M2,5A0,25B$ обозначает градиент-зонд двухполюсный, подошвенный, у которого верхний электрод является измерительным; на 2,5 м ниже него расположен первый токовый электрод A и на расстоянии 0,25 м от первого токового электрода — второй токовый B . Длина зонда AO равна 2,625 м.

Результаты измерения КС пород изображаются в виде кривой изменения сопротивления пород вдоль ствола скважины (см. рис. 31).

КРИВЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРОТИВ ПЛАСТОВ КОНЕЧНОЙ МОЩНОСТИ

ФОРМА КРИВЫХ

Приведенные на рис. 27 кривые являются типовыми, регистрируемыми обычными зондами против однородных пластов ограниченной мощности с большим и малым сопротивлениями. Эти кривые получены на основании экспериментальных и теоретических исследований. Для сравнения кажущихся сопротивлений с истинными и иллюстрации принципа выделения пластов показаны границы пластов и пунктиром изображены значения истинного удельного сопротивления пластов ρ_n и вмещающих пород $\rho_{вм}$.

При чередовании пластов, имеющих различные сопротивления, обычное распределение плотности тока в скважине нарушается, происходит перераспределение силовых линий тока и возникают явления экранирования, которые оказывают влияние на величины кажущихся сопротивлений и должны учиты-

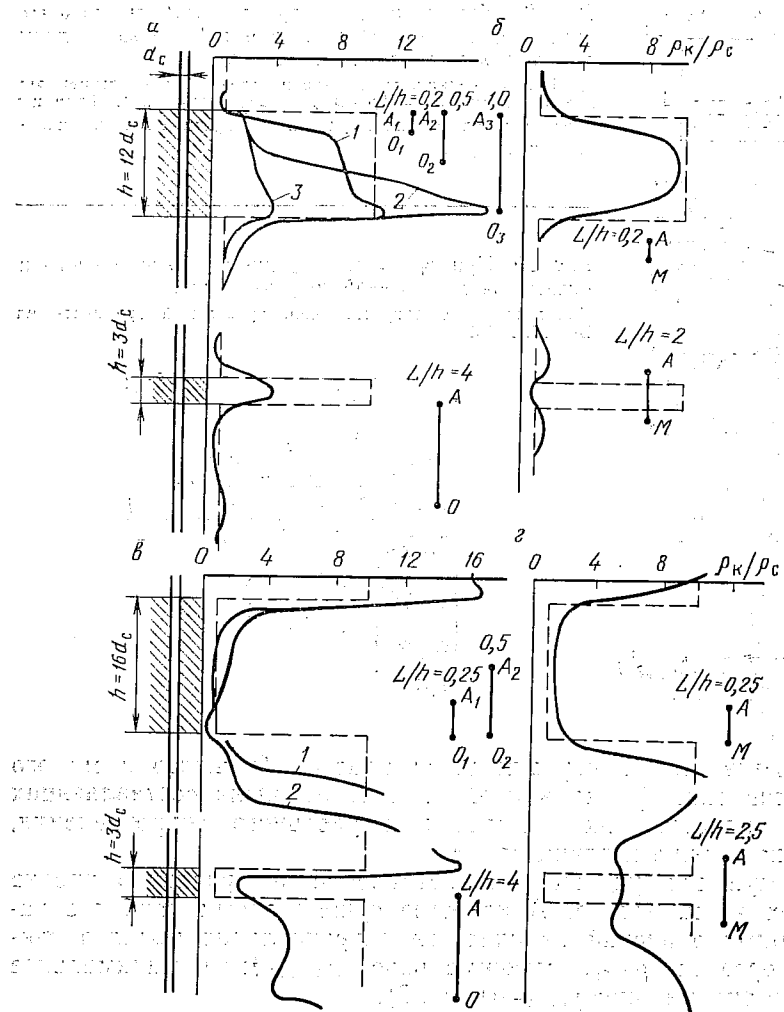


Рис. 27. Кривые ρ_k для однородного одиночного пласта высокого (а и б) и низкого (в и г) сопротивлений.

а и в — подошвенный градиент-зонд; б и г — потенциал-зонд. Кривые соответствуют зондам: 1 — A_1O_1 ; 2 — A_2O_2 ; 3 — A_3O_3 . L/h — отношение длины зонда к мощности пласта. Мощность h выражена в диаметрах скважины.

ваться при интерпретации кривых кажущихся сопротивлений. На измерения градиент-зондом значительно влияет соседний пласт высокого сопротивления, расположенный со стороны удаленного электрода. Если расстояние между серединами соседних пластов больше длины зонда, регистрируются повышенные кажущиеся сопротивления ρ_k , а если меньше — пониженные по сравнению с теми, которые наблюдались бы в случае одиночного пласта (рис. 28).

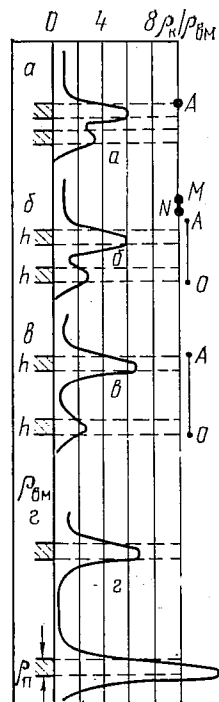
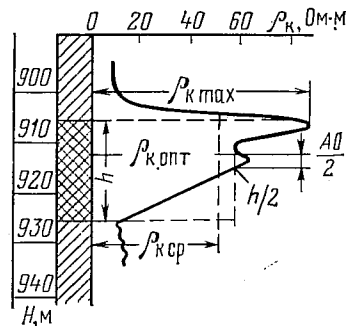


Рис. 28. Кривые ρ_k для двух пластов высокого сопротивления, мощность которых h меньше длины подошвенного градиент-зонда AO .

$a, б$ и $в$ — занижающее экранирование; $г$ — завышающее экранирование ($\rho_{п1} = 10\rho_c, \rho_{вм} = 0.5\rho_c, AO = 8 d_c$). Границы пластов и их истинное удельное сопротивление $\rho_{п1}$ показаны пунктиром

Рис. 29. Пример отсчета среднего, максимального и оптимального значений сопротивления. Пласт высокого сопротивления, кровельный градиент-зонд ВО, 25А2, 5М



Против пачки чередующихся пластов большого и малого сопротивлений форма кривой зависит от числа составляющих пачку пластов, их мощности и удельного сопротивления, а также от типа и длины зонда.

Кажущееся удельное сопротивление ρ_k различно против разных точек пласта. В качестве существенных наиболее характерных значений кажущегося сопротивления принято считать среднее $\rho_{k, ср}$, максимальное $\rho_{k, max}$ или минимальное $\rho_{k, min}$ и оптимальное $\rho_{k, опт}$ (рис. 29).

$\rho_{k, ср}$ соответствует отношению площади, ограниченной нулевой линией диаграммы и кривой КС против пласта, к мощности пласта. На практике визуально проводится линия, параллельная нулевой и отсекающая прямоугольник с основанием у нулевой линии, равным мощности пласта. Если площадь полученного прямоугольника равна искомой площади, то высота прямоугольника соответствует среднему значению КС.

$\rho_{k, max}$ отсчитывается для пластов, удельное сопротивление которых больше сопротивления вмещающих пород, $\rho_{k, min}$ — для пластов, удельное сопротивление которых меньше сопротивления вмещающих пород. Максимальное и минимальное сопротивления имеют общее название — экстремальные сопротивления. По кривой сопротивления, полученной потенциал-зондом, $\rho_{k, max}$ и $\rho_{k, min}$ отсчитывают против средней

части пласта; по кривой, полученной кровельным и подошвенным градиент-зондами, $\rho_{k, max}$ отсчитывают соответственно в кровле пласта и в его подошве; $\rho_{k, min}$ — у границы пласта, расположенной со стороны удаленного электрода.

$\rho_{k, опт}$ наиболее близко к истинному удельному сопротивлению пласта $\rho_{п1}$. Оно соответствует величине ρ_k в точке, расположенной выше середины пласта приблизительно на половину длины зонда в случае использования кровельного градиент-зонда и ниже середины пласта на половину длины зонда, если кривая получена подошвенным градиент-зондом.

Для пласта высокого сопротивления существенный интерес представляют средние $\rho_{k, ср}$ и максимальные $\rho_{k, max}$ значения кажущегося удельного сопротивления, измеренные градиент-зондом, и $\rho_{k, max}$ — потенциал-зондом. На рис. 30 показана зависимость $\rho_{k, max}$ и $\rho_{k, ср}$ от отношения размера зонда L (градиент- и потенциал-зонды) к мощности пласта h . Эта зависимость рассчитана теоретически для идеальных зондов без учета влияния скважины.

Градиент-зонд. Как видно из рис. 30, при небольшой длине градиент-зонда по сравнению с мощностью пласта $\rho_{k, max}$ значительно превышает величины $\rho_{п1}$, а $\rho_{k, ср}$ приближаются к $\rho_{п1}$. Увеличение размеров зонда приводит к уменьшению $\rho_{k, ср}$. Это уменьшение становится заметным при L/h , равном 0,1–0,2, а уменьшение $\rho_{k, max}$ — при L , большем 0,5–0,8 мощности пласта. С дальнейшим увеличением зонда ρ_k резко снижается, а при $L=h$ становится минимальным.

Когда длина зонда несколько превышает мощность пласта, $\rho_{k, ср}$ и $\rho_{k, max}$ остаются меньше $\rho_{п1}$. При дальнейшем увеличении L величины ρ_k возрастают и асимптотически приближаются к $\rho_{п1}$.

Потенциал-зонд. Когда длина потенциал-зонда небольшая по сравнению с мощностью пласта, $\rho_{k, max}$ против пласта близко $\rho_{п1}$. С увеличением длины потенциал-зонда $\rho_{k, max}$ уменьшается. Если $L \leq h$, то максимум на кривой КС против пласта высокого сопротивления исчезает и пласт отмечается низкими значениями ρ_k .

Фактические кривые сопротивления. Кривые сопротивления, записанные в скважине, имеют значительно более сложную форму, чем расчетные или полученные на моделях. Сложность формы фактической кривой сопротивления обусловлена неоднородностью пласта и вмещающих пород, изменением диаметра скважины и зоны проникновения фильтрата ПЖ в пласт, характером насыщения пласта, углом пересечения скважины с плоскостями напластования (рис. 31).

На форму кривой сопротивления существенное влияние оказывает скважина. Это влияние тем больше, чем меньше удельное сопротивление промывочной жидкости ρ_c по сравнению с удельным сопротивлением пласта $\rho_{п1}$ и чем меньше L/d_c .

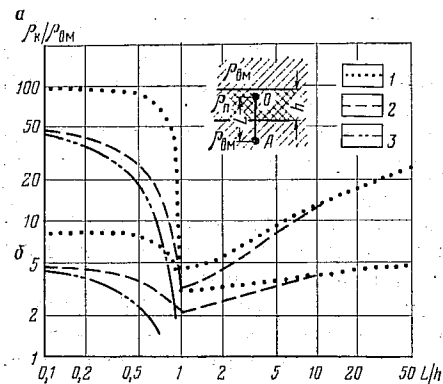
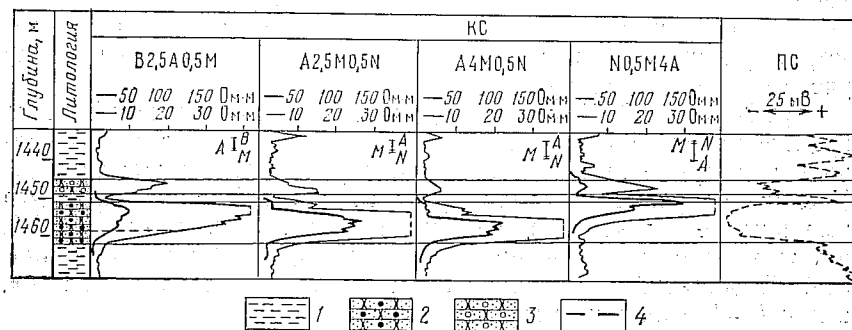


Рис. 30. Зависимость $\rho_k/\rho_{вм}$ от L/h .

1 и 2 — соответственно $\rho_{k \max}$ и $\rho_{k, \text{ср}}$ рассчитаны для градиент-зонда; 3 — $\rho_{k \max}$ для потенциал-зонда.
а — $\rho_{п}/\rho_{вм} = 50$; б — $\rho_{п}/\rho_{вм} = 5$

Рис. 31. Фактические кривые ρ_k для пласта высокого сопротивления, которое уменьшается к подошве вследствие понижения нефтенасыщенности (наличия переходной зоны).

1 — глина; 2 — песчаник нефтеносный; 3 — песчаник водоносный; 4 — верхняя граница переходной зоны.



При вскрытии пород высокого сопротивления (гипсы, ангидриты, каменная соль, известняки, доломиты) ток течет по стволу скважины в смежные пласты малого сопротивления. В этом случае значения ρ_k против пластов высокого сопротивления отражают в основном изменения плотности тока по стволу скважины и зависят в первую очередь от соотношения $\rho_{п}/\rho_c$, L/d_c , а также от взаимного расположения в скважине электродов.

Существенное влияние на форму кривой и величину кажущегося сопротивления оказывает неперпендикулярность оси скважины к плоскостям напластования. Когда угол встречи скважины с пластом менее 60° (видимый угол падения пласта $\alpha > 30^\circ$), наблюдается сглаживание максимумов кривой сопротивления. Методы выделения границ пластов, разработанные для вертикальных скважин, секущих горизонтально лежащие слои, здесь не могут быть применены.

БОКОВОЕ КАРОТАЖНОЕ ЗОНДИРОВАНИЕ

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) нашло широкое применение для определения следующих параметров: удельного сопротивления пласта $\rho_{п}$; удельного сопротивления зоны про-

никновения фильтрата ПЖ в пласт $\rho_{зп}$; диаметра зоны проникновения D . Сущность БКЗ заключается в измерении ρ_k на исследуемом интервале скважины градиент- или потенциал-зондами различной длины, а следовательно, и с различным радиусом исследования. На практике обычно пользуются градиент-зондами, размеры которых соответствуют 1—30 диаметрам скважины. Для равномерного расположения точек на бумаге с логарифмическим масштабом увеличение размеров зонда производится по геометрической прогрессии с показателем, равным 2 или 2,5. Наиболее часто в глубоких скважинах используют следующие градиент-зонды: подошвенные — А0, 4М0, 1Н; А1М0, 1Н; А2М0, 5Н; А4М0, 5Н; А8М1Н; кровельные — N0, 1М0, 4А; N0, 1М1А; N0, 5М2А; N0, 5М4А; N1М8А.

В интервале проведения БКЗ необходимо определять удельное сопротивление промывочной жидкости резистивметром и диаметр скважины каверномером, а также проводить измерение микрозондами.

Из кривых КС, ПС, КВ, БКЗ (рис. 32) видно, что с увеличением длины зонда кажущееся удельное сопротивление пласта при повышающем проникновении постепенно снижается (рис. 32, а). При понижающем проникновении имеет место постепенное повышение кажущихся удельных сопротивлений с увеличением длины зонда (рис. 32, б).

КАЖУЩЕЕСЯ УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПЛАСТА НЕОГРАНИЧЕННОЙ МОЩНОСТИ (ПАЛЕТКИ БКЗ)

Результаты расчета кажущегося удельного сопротивления ρ_k для пласта неограниченной мощности представлены в виде кривых, выражающих зависимость ρ_k от различных определяющих его параметров. Таковыми являются: для непроницаемого пласта — удельные сопротивления пласта $\rho_{п}$ и промывочной жидкости ρ_c , диаметр скважины d_c и длина зонда L ; для проницаемого пласта при наличии зоны проникновения — кроме перечисленных параметров удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$ и диаметр зоны проникновения D . Расчетные кривые, сгруппированные по определенному признаку и выражающие зависимость ρ_k/ρ_c от L/d_c для пласта неограниченной мощности, называются палетками БКЗ. Различают кривые БКЗ двух основных типов — двухслойные и трехслойные.

Двухслойные кривые БКЗ. Эти кривые рассчитаны для условий, когда фильтрат ПЖ в пласт не проникает. При этом возможны следующие случаи: а) сопротивление ПЖ, заполняющей скважину, меньше сопротивления пласта ($\rho_c < \rho_{п}$); б) сопротивление ПЖ больше сопротивления пласта ($\rho_c > \rho_{п}$). Двухслойные расчетные кривые БКЗ сгруппированы в па-

летки, обозначенные БКЗ-1а и БКЗ-1б (рис. 33, а и б). Как видно, кривые палеток БКЗ-1 в своей правой части асимптотически приближаются к значениям ρ_p .

Трехслойные кривые БКЗ. Такие кривые рассчитаны для случая проникновения фильтра ПЖ в пласт. Трехслойные кривые БКЗ определяются пятью параметрами: ρ_p , ρ_{zp} , ρ_c , D и d_c . Но в связи с тем, что эти кривые строятся в двойном логарифмическом масштабе, их форма и положение на палетках зависят от трех относительных параметров ρ_{zp}/ρ_c , D/d_c и ρ_p/ρ_c . Отнесение трехслойной кривой БКЗ к повышающему либо понижающему проникновению ПЖ определяется величиной ρ_p/ρ_{zp} : при $\rho_p/\rho_{zp} < 1$ наблюдается повышающее проникновение ПЖ, при $\rho_p/\rho_{zp} > 1$ — понижающее.

Обычно на одну и ту же палетку наносят кривые, соответствующие повышающему и понижающему проникновению ПЖ (рис. 34). Каждая кривая на трехслойной палетке БКЗ изображает зависимость ρ_k/ρ_c от относительного размера зонда L/d_c ($L=AO$) при заданных параметрах D/d_c , ρ_{zp}/ρ_c и ρ_p/ρ_c , из которых первые два отражают шифр палетки, а третий — шифр кривой. Например, палетка БКЗ с шифром 4/20 означает, что на ней представлен набор кривых зависимости ρ_k/ρ_c от L/d_c при $D/d_c=4$ и $\rho_{zp}/\rho_c=20$ (см. рис. 34).

Изображенная на двухслойных и трехслойных палетках кривая А характеризует

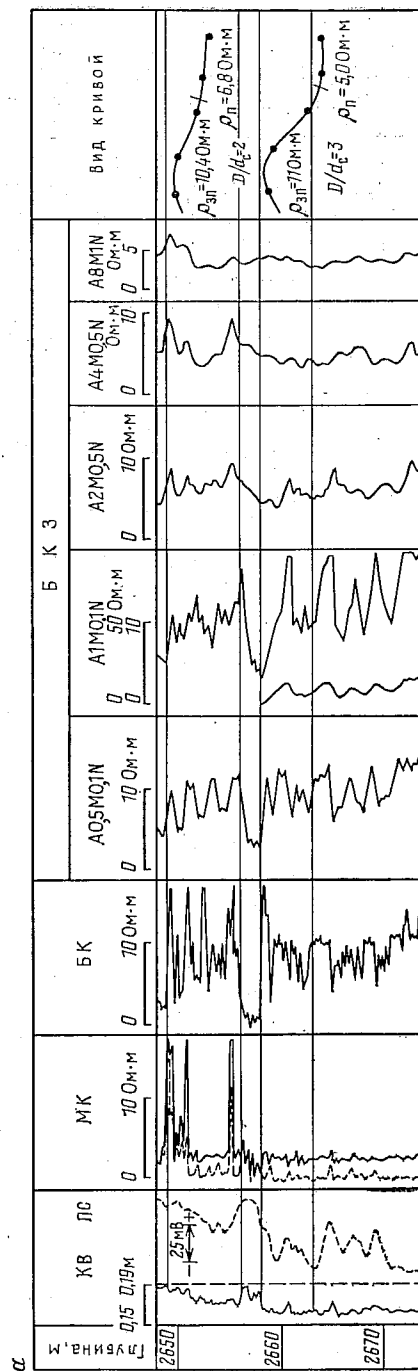
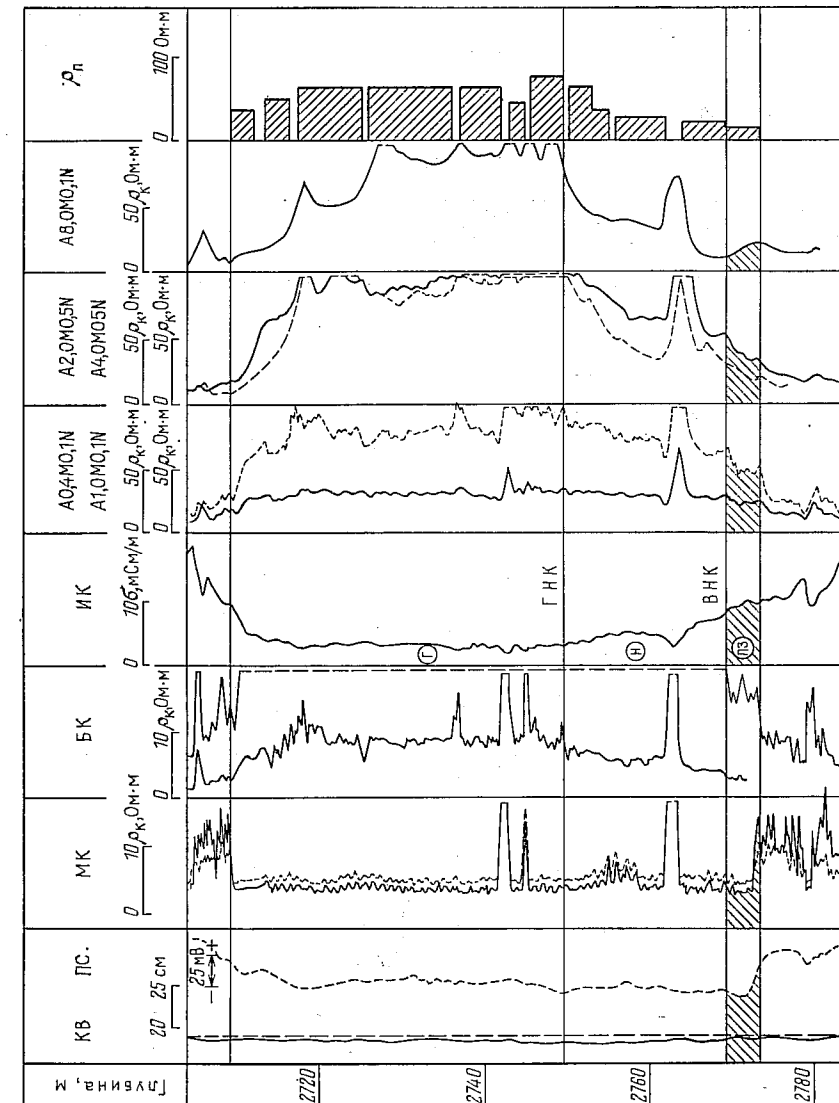


Рис. 32. Кривые сопоставления, полученные при повышающем (а) и понижающем (б) проникновении фильтра ПЖ в пласты.
Г — газ; Н — нефть; ПЗ — переходная зона; ГНК — газонефтяной контакт; ВНК — водонефтяной контакт



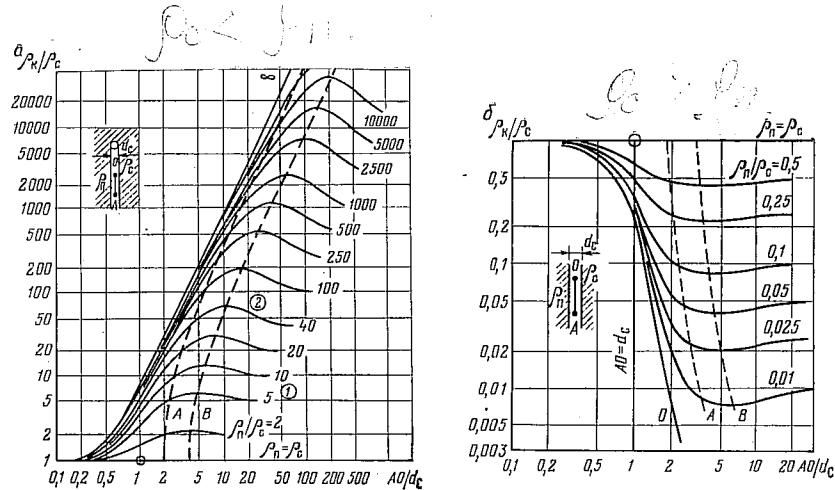
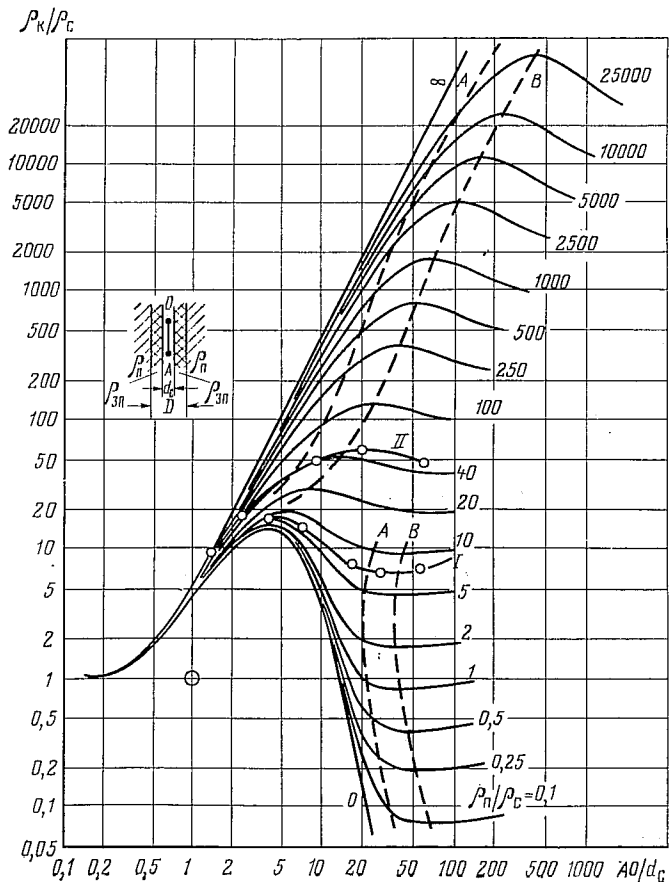


Рис. 33. Двухслойные палетки для градиент-зондов:
а — БКЗ-1а при $\rho_n > \rho_c$, б — БКЗ-1б при $\rho_n < \rho_c$



геометрическое место точек пересечения кривых БКЗ с их правыми асимптотами, кривая В — геометрическое место точек максимумов (минимумов) кривых.

ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ БКЗ

Обработка диаграмм БКЗ заключается в выделении пластов и отсчете существенных значений ρ_k против них, построении кривых зависимости ρ_k от размера зонда — кривых зондирования и кривых БКЗ, сравнении полученных кривых с расчетными для определения удельного сопротивления пластов и выявления зон проникновения фильтрата ПЖ в пласт.

Существенные значения кажущихся сопротивлений для каждого пласта (см. рис. 29) используют для построения кривой зондирования.

Для пластов большой мощности целесообразнее строить кривые зондирования по средним или оптимальным значениям ρ_k . Для пластов средней мощности высокого сопротивления (мощность пласта менее 20 м и более 6 м) используют $\rho_{k, \text{ср}}$ и $\rho_{k, \text{мах}}$, а иногда для уточнения и $\rho_{k, \text{опт}}$. Оптимальные значения могут быть отсчитаны для зондов, размеры которых не превышают 0,8 мощности пласта. Для пластов малой мощности высокого сопротивления (мощность пласта менее 6 м) строят экстремальные кривые зондирования.

Кривая зондирования, построенная по значениям $\rho_{k, \text{ср}}$, называется средней кривой зондирования, кривая построения по $\rho_{k, \text{мах}}$ или $\rho_{k, \text{мин}}$ — экстремальной кривой зондирования.

Кривая зависимости ρ_k от длины зонда при бесконечной мощности пласта называется кривой БКЗ. Различают кривые БКЗ теоретические, или расчетные, и фактические.

Фактическими кривыми БКЗ называют кривые зондирования, построенные по $\rho_{k, \text{ср}}$ или $\rho_{k, \text{опт}}$, отсчитанным по кривым КС против пластов большой мощности. Если мощность пласта больше 20 м, то пласт практически можно приравнять к пласту неограниченной мощности, и кривые зондирования для него соответствуют фактическим кривым БКЗ и интерпретируются путем непосредственного их сравнения с теоретическими кривыми. В действительности однородные пласты большой мощности встречаются редко, преобладающее большинство пластов в разрезе имеет средние и малые мощности. Поэтому кривые зондирования отличаются от кривых БКЗ, и интерпретация их не может быть осуществлена путем непосредствен-

Рис. 34. Трехслойная палетка БКЗ-4/20 для градиент-зонда (составили Л. М. Альпин и С. Г. Комаров).

Фактические кривые БКЗ при: I — повышающем проникновении ПЖ (в результате интерпретации получено: $\rho_n = 10,5$ Ом·м; $\rho_{3n} = 20$ Ом·м; $D = 4d_c$); II — понижающем проникновении ПЖ (в результате интерпретации получено: $\rho_n = 44$ Ом·м; $\rho_{3n} = 22$ Ом·м; $D = 4d_c$)

ного сравнения с теоретическими кривыми БКЗ. Интерпретация кривой зондирования, полученной для пласта средней мощности, производится путем графического построения фактической кривой БКЗ для данного пласта, т. е. такой, которая должна была бы получиться, если бы исследуемый пласт имел неограниченную мощность. Способ построения фактической кривой БКЗ для пластов средней мощности был разработан С. Г. Комаровым [12].

Полученную фактическую кривую БКЗ вначале сопоставляют с кривыми двухслойной палетки БКЗ-1 (см. рис. 33). Если при этом фактическая кривая совмещается с одной из теоретических кривых или укладывается между двумя соседними кривыми, то в пласте нет проникновения, фактическая кривая БКЗ является двухслойной. Интерпретация завершается определением $\rho_{\text{п}}$ пласта в точке пересечения совмещенной расчетной кривой БКЗ и кривой А палетки (см. рис. 33). Если же фактическая кривая БКЗ не совмещается ни с одной из двухслойных кривых БКЗ, то следует предположить, что кривая является трехслойной и ее форма обусловлена наличием проникновения фильтра ПЖ в пласт (понижающего или повышающего). Кривая, соответствующая повышающему проникновению ПЖ, отмечается крутым спадом после максимума. Для понижающего проникновения характерно возрастание $\rho_{\text{п}}$ по мере увеличения длины зонда.

Трехслойные палетки БКЗ (см. рис. 34) составлены для $\rho_{\text{эл}}$, изменяющихся от 5 $\rho_{\text{с}}$ до 100 $\rho_{\text{с}}$ и от 2 $d_{\text{с}}$ до 16 $d_{\text{с}}$. Сравнивая фактическую кривую БКЗ с теоретическими, находят кривую, соответствующую интерпретируемой. Это дает основание считать, что интерпретируемой кривой присущи те же параметры — $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{эл}}$ и D , что и теоретической.

В пластах малой мощности ($h/d_{\text{с}} < 12 \div 16$) на величину $\rho_{\text{п}}$ большое влияние оказывают породы, залегающие выше и ниже исследуемого пласта. В результате построение фактической кривой БКЗ для тонкого пласта описанными способами затруднено. В этих случаях для пластов небольшой мощности, сопротивление которых превышает сопротивления вмещающих пород, по диаграммам КС, полученным градиент-зондами, строят максимальные кривые зондирования [$\rho_{\text{п макс}} = f(AO)$], которые сравнивают с теоретическими кривыми экстремальных каротажных зондирований (палетками ЭКЗ). С помощью палеток определяют $\rho_{\text{п}}$ пласта и устанавливают наличие или отсутствие повышающего или понижающего проникновения в пласт [12]. При отсчете $\rho_{\text{п макс}}$ и построении кривой зондирования следует учитывать экранирующее влияние пластов высокого сопротивления, расположенных со стороны удаленного электрода.

В благоприятных условиях (мощный пласт среднего и низкого сопротивления) погрешность определения $\rho_{\text{п}}$ по БКЗ не превышает 10—20 %. Неблагоприятными условиями для использования БКЗ являются: неоднородность разреза (тонкое

чередование прослоев различного сопротивления); малое сопротивление ПЖ, когда $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}} > 200$ для мощных пластов и $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{вм}} > 20$ для тонких пластов.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ОБЫЧНЫМИ ЗОНДАМИ И ВЫБОР СТАНДАРТНОГО ЗОНДА

Кривые кажущихся сопротивлений используются для сопоставления разрезов скважин, определения границ и глубин залегания пластов и характера их насыщения, определения местоположения водонефтяного контакта (ВНК).

Для облегчения сопоставления (корреляции) разрезов скважин по данным каротажа обычными зондами необходимо во всех скважинах одного и того же района производить измерения кривых $\rho_{\text{к}}$ одним или двумя одинаковыми стандартными зондами (выбранными с учетом геологических условий района). Стандартный электрический каротаж является обязательной операцией во всех без исключения скважинах.

Стандартный зонд обычно выбирают в начале бурения первых скважин. Менять в дальнейшем стандартный зонд нежелательно, так как это затрудняет использование фактического материала по старым скважинам. Стандартный зонд должен удовлетворять следующим требованиям: на кривой сопротивления должны четко выделяться границы пластов различного сопротивления; кажущиеся сопротивления не должны сильно отличаться от истинных удельных сопротивлений пластов. Для нефтяных и газовых скважин в качестве стандартных обычно применяют градиент-зонд длиной порядка 2,2—2,5 м, потенциал-зонд — 0,5—0,75 м. Диаграммы стандартного каротажа регистрируют по всему стволу скважины в масштабе 1:500.

§ 5. БОКОВОЙ КАРОТАЖ

Под боковым каротажом (БК) понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами, через которые пропускают ток в том же направлении, что и через основной токовый электрод. Наличие экранных электродов препятствует растеканию тока от основного электрода по скважине и обеспечивает направление его (фокусирование) непосредственно в пласт.

ЗОНДЫ БОКОВОГО КАРОТАЖА

Различают боковой каротаж, выполняемый трехэлектродным и многоэлектродными (семь, девять электродов) зондами (рис. 35).

ТРЕХЭЛЕКТРОДНЫЙ БОКОВОЙ КАРОТАЖНЫЙ ЗОНД (БК-3)

Этот зонд состоит из трех электродов удлиненной формы (рис. 35, а). Центральный (основной) электрод A_0 и располо-

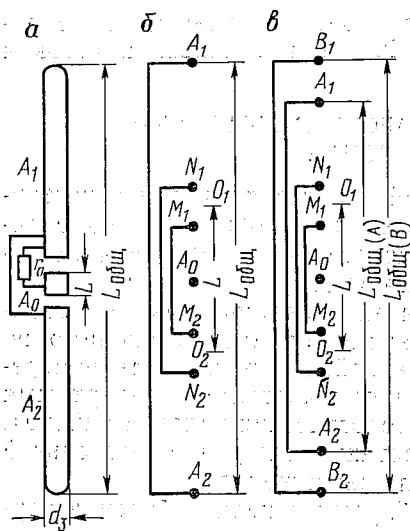
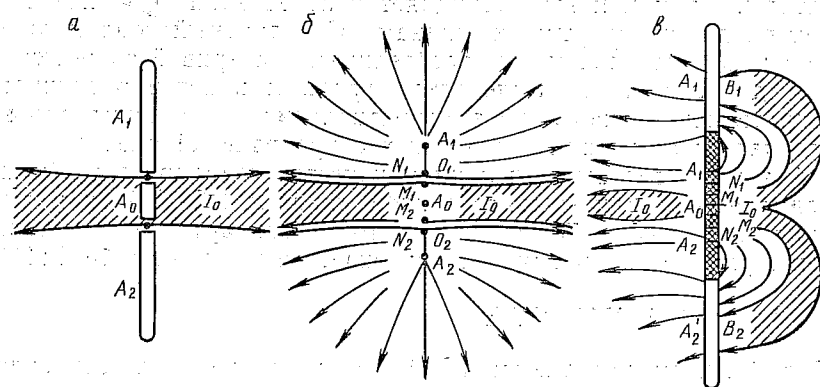


Рис. 35. Схемы зондов бокового каротажа:

а — трехэлектродного (БК-3); б — семиэлектродного (БК-7); в — девятиэлектродного (псевдобокового) каротажа (БКм)

Рис. 36. Распределение токовых линий зондов БК в однородной среде:

а — трехэлектродного, б — семиэлектродного, в — многоэлектродного. I_0 — токовый слой центрального электрода A_0



женные симметрично относительно него два экранирующих электрода A_1 и A_2 представляют собой металлические цилиндры, разделенные между собой тонкими изоляционными прослойками. Через электроды пропускают ток, который регулируется так, чтобы потенциалы всех трех электродов поддерживались одинаковыми. Это достигается двумя способами путем соединения основного электрода A_0 с экранными через малое сопротивление ($r_0=0,01$ Ом), которое используется также для измерения силы тока через центральный электрод; с помощью автокомпенсатора, регулирующего ток через экранные электроды так, чтобы ток I_0 через центральный электрод сохранился неизменным. Трехэлектродный зонд можно рассматривать как единое проводящее тело, в котором потенциалы всех электродов равны ($U_{A1}=U_{A0}=U_{A2}$), а токовые линии основного электрода вследствие экранирования собираются

в почти горизонтальный слой, имеющий форму диска (рис. 36, а).

Кажущееся удельное сопротивление определяется по разности потенциалов $\Delta U_{КС}$ между любым из электродов зонда и удаленным от них электродом N и рассчитывается по формуле (П.5). Результат измерения зондом бокового каротажа относят к середине электрода A_0 .

В отечественной аппаратуре трехэлектродного БК разных видов применяется один и тот же зонд, который характеризуется следующими данными: длина зонда $L=0,18$ м, длина центрального электрода A_0 ; общие размеры зонда $L=3,2$ м (расстояние между внешними концами экранирующих электродов A_1 и A_2); диаметр зонда $d_3=0,07$ м; ширина изоляционного промежутка $0,03$ м. Коэффициент такого зонда $K=0,24$ м.

Коэффициент трехэлектродного зонда K рассчитывают, определяя потенциал поля удлиненного эллипсоида вращения в однородной среде, соответственно $K=2\pi L/\ln(2L_{общ}/d_3)=2,73L/\lg(2L_{общ}/d_3)$.

Распределение токовых линий зонда БК-3 в однородной среде показано на рис. 36, а.

МНОГОЭЛЕКТРОДНЫЕ БОКОВЫЕ КАРОТАЖНЫЕ ЗОНДЫ

В современной отечественной и зарубежной аппаратуре многоэлектродного БК используются семи- и девятиэлектродные зонды.

Семиэлектродный боковой каротажный зонд состоит из центрального электрода A_0 , двух пар измерительных электродов M_1, M_2 и N_1, N_2 и одной пары токовых экранирующих электродов A_1 и A_2 (рис. 35, б). Электроды каждой пары соединены между собой и симметрично расположены относительно электрода A_0 . Через этот центральный электрод A_0 пропускают ток I_0 , который поддерживается постоянным в процессе регистрации. Через экранирующие электроды A_1 и A_2 пропускают ток I_0 той же полярности, который автоматически регулируется с таким расчетом, чтобы разность потенциалов между электродами M_1 и N_1 или (что одно и то же) M_2 и N_2 равнялась нулю. Это равносильно размещению в скважине выше и ниже электрода A_0 изоляторов толщиной MN , ограничивающих распространение тока вдоль ствола скважины и ближайших к ней участков разреза. При этом ток I_0 распространяется в радиальном направлении на значительное расстояние слоем толщиной, приблизительно равной длине зонда L , обычно $0,6$ м (см. рис. 36, б). Напряжение, измеряемое между одним из измерительных электродов M_1, M_2 или N_1, N_2 и электродом N , удаленным на значительное расстояние от токовых электродов, представляет собой падение потенциала от скважины до удаленной точки по пласту. Кажущееся удельное сопротивление пород ρ_k рассчитывают по данным замера

разности потенциалов $\Delta U_{\text{кв}}$ и тока I_0 через основной электрод A_0 по (II.5). Коэффициент зонда K определяют путем моделирования.

Результат измерений зондом бокового каротажа относят к точке A_0 . За длину зонда L принимают расстояние между серединами интервалов M_1N_1 и M_2N_2 (точками O_1 и O_2). Расстояние между экранирующими электродами A_1A_2 называют размером зонда $L_{\text{общ}}$. Кроме того, для характеристики зонда введено понятие параметр фокусировки $q = L_{\text{общ}}/L$. При выборе зонда учитывают, что с увеличением $L_{\text{общ}}$ и q радиус исследования зондом возрастает. На практике для определения сопротивления неизменной части пласта с проникновением ПЖ рекомендуют применять зонды с $q > 3$. В пластах без проникновения лучшие результаты получают при $q \approx 1,5$.

Размещение электродов в семиелектродном зонде выражается следующей записью: $AO, 2M_1O, 2N_1, 1A_1$, что соответствует $L_{\text{общ}} = 3$ м, $L = 0,6$ м, $q = 5$. На диаграмме такой зонд обозначается как $LA3q5$.

Девятиэлектродный зонд состоит из девяти цилиндрических электродов, установленных на корпусе скважинного прибора (см. рис. 35, в). В отличие от семиелектродного этот зонд имеет дополнительную пару экранирующих электродов A_1 и A_2 той же полярности. Применяя в нем разные сочетания электродов, достигают возможности проведения измерения несколькими зондами БК с разным радиусом исследования. Большой размер зонда ($L = 7 \div 8$ м) достигается при пропуске через все пять электродов тока одной полярности. Этим обеспечивается значительный радиус исследования при малом влиянии вмещающих пород на показания зонда (рис. 36, в, слева).

Для уменьшения радиуса исследования применяют дополнительные электроды B_1, B_2 обратной полярности, через которые замыкают цепь тока I_0 и I_a , так называемый псевдобоковой каротаж БК_м. В результате токовые линии от центрального электрода A_0 не текут в глубь пласта, а растекаются в непосредственной близости от скважины (слой тока I_0 с удалением от скважины быстро расширяется). На этом участке происходит значительное падение потенциала, характеризуя в основном удельное сопротивление пласта, прилегающего к скважине (см. рис. 36, в, справа). Размещение электродов в зонде псевдобокового каротажа выражается записью: $A_0O, 2M_1O, 2N_1O, 2A_1O, 9B_1$, что соответствует $L_{\text{общ}} = 1,2$ м, $L = 0,6$ м, $q = 2$. На диаграмме такой зонд обозначается $LB3LA1,2q2$.

Возможность проведения многоэлектродным зондом совместного замера несколькими зондами БК с разными радиусами исследований после соответствующего сочетания электродов в них является преимуществом этих зондов перед трехэлектродными.

КРИВЫЕ КАЖУЩЕГОСЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ БК ПРОТИВ ПЛАСТОВ КОНЕЧНОЙ МОЩНОСТИ

ФОРМА КРИВЫХ

Кажущееся удельное сопротивление ρ_k , измеренное зондом бокового каротажа, зависит от типа и характеристики зонда ($L_{\text{общ}}, L, q$), удельных сопротивлений пласта $\rho_{\text{п}}$, вмещающих пород $\rho_{\text{вм}}$, зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$, промывочной жидкости $\rho_{\text{с}}$, а также от геометрических факторов этих сред. В цепь электрода A_0 включены при этом последовательно $\rho_{\text{с}}$, $\rho_{\text{зп}}$ и $\rho_{\text{п}}$.

С учетом полного объема пространства, окружающего зонд, измеряемое кажущееся сопротивление против однородного мощного пласта

$$\rho_k = G_{\text{с}}\rho_{\text{с}} + G_{\text{зп}}\rho_{\text{зп}} + G_{\text{п}}\rho_{\text{п}}, \quad (\text{II.10})$$

где $G_{\text{с}}$, $G_{\text{зп}}$, $G_{\text{п}}$ — геометрические факторы соответствующих частей пространства, которые зависят от длины проводника и его сечения. Сумма всех геометрических факторов составляет полный объем изучаемого пространства и равна единице. Как видно, ρ_k в боковом каротаже, как и при замере нефокусированными зондами, зависит от $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{с}}$, $d_{\text{с}}$, D , h , $\rho_{\text{вм}}$.

Характерными (существенными) значениями ρ_k против однородного пласта являются экстремальные (максимальные в пластах высокого сопротивления и минимальные в пластах низкого сопротивления). Для пачки чередующихся тонких прослоев, максимальное и минимальное сопротивления которых различаются не более чем в 2,5 раза, существенным является среднегармоническое (или продольное) сопротивление

$$\rho_{k, \text{ср. г}} = \Sigma h_i / \Sigma (h_i / \rho_{k i}) = h / \Sigma (h_i / \rho_{k i}), \quad (\text{II.11})$$

где h — мощность пласта (пачки); h_i , $\rho_{k i}$ — соответственно мощность и кажущееся сопротивление прослоев пласта (пачки). При отношении максимальных и минимальных значений сопротивлений, меньшем 1,4, для упрощения расчета принимают $\rho_{k, \text{ср. г}} = \rho_{k, \text{ср}}$. Величины $\rho_{k, \text{ср. г}}$ и $\rho_{k, \text{ср}}$ определяют по кривой сопротивления БК, как это показано на рис. 37.

В показания ρ_k , полученные нецентрированным зондом псевдобокового каротажа при $\rho_{\text{п}} > 100 \rho_{\text{с}}$ и $d_{\text{с}} > 0,2$ м, вносят исправления за влияние эксцентриситета скважинного прибора с помощью специальной палетки [1].

На рис. 38 показаны характерные кривые сопротивления трехэлектродного бокового каротажа. Как видно, при одинаковом удельном сопротивлении вмещающих пород кривые КС против однородных пластов высокого сопротивления отмечаются максимумами, которые принимают формы острой пики против тонких пластов ($h \leq 4 d_{\text{с}}$); против мощных пластов ($h > 8 d_{\text{с}}$) наблюдается горизонтальный интервал в средней части (рис. 38, а). Если породы, подстилающая пласт и пере-

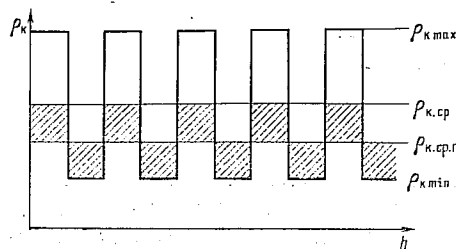
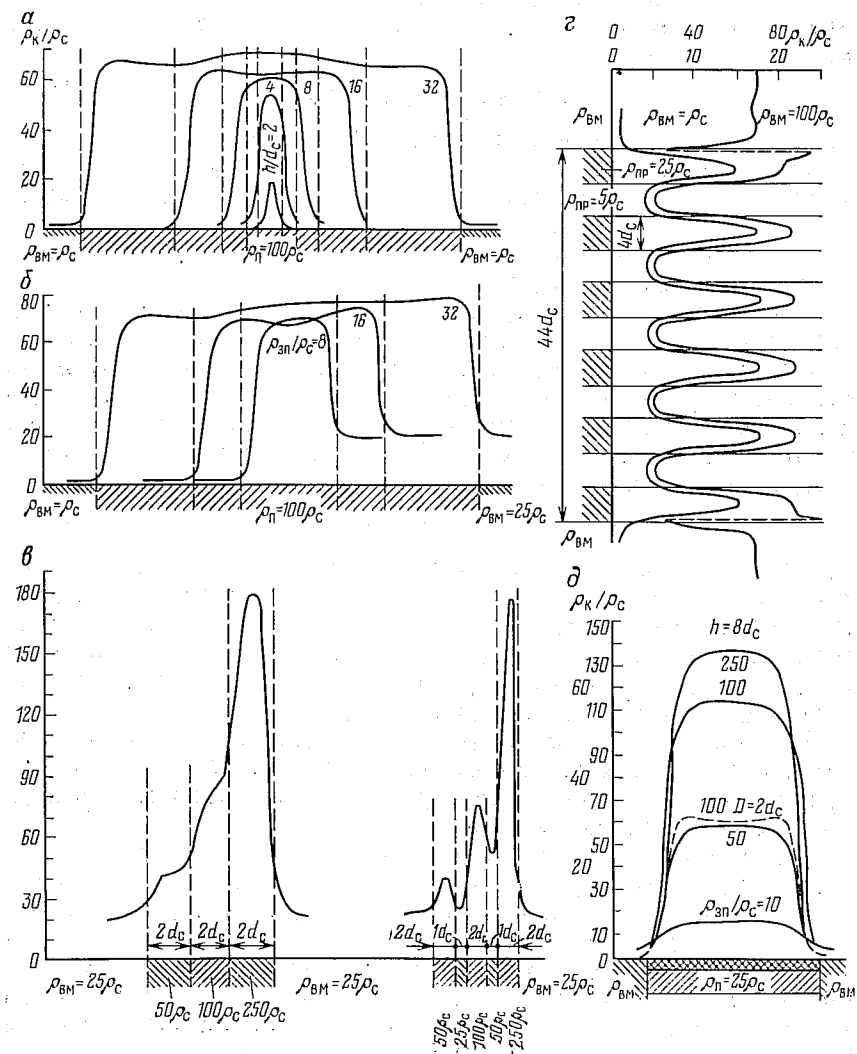


Рис. 37. Идеализированная кривая бокового каротажа

Рис. 38. Кривые сопротивления бокового каротажа для зонда БК-3, $d_c = 0,165$ м:

а и б — однородные пласты; в — неоднородный пласт; г — пачка пластов, $d_c = 0,235$ м; д — проницаемые пласты с повышающим проникновением ПЖ, $\rho_{BM} = \rho_c$, $D = 8d_c$



крывающей его, имеют различное сопротивление, то максимум против пласта высокого сопротивления становится асимметричным, наблюдается снижение сопротивления со стороны породы меньшего сопротивления (рис. 38, б). При постепенном изменении сопротивлений отдельных пластов форма кривой принимает ступенчатый вид (рис. 38, в). Против пачки пластов, представленной породами разного сопротивления, кривая характеризуется чередованием симметричных максимумов и минимумов (рис. 38, г). Против проницаемых пластов с проникновением ПЖ форма кривых КС почти соответствует форме кривых для однородных пластов. С увеличением диаметра зоны повышающего проникновения наблюдается заметное увеличение сопротивления (рис. 38, д).

Границы пластов высокого сопротивления соответствуют точкам на спаде кривой с определенным значением кажущегося удельного сопротивления (граничное сопротивление $\rho_{k, гр}$). Величина $\rho_{k, гр}$ с достаточной для практики точностью аппроксимируется выражением $\rho_{k, гр}/\rho_{k, BM} = 2\rho_k/(\rho_k + \rho_{k, BM})$. На практике границы таких пластов отбивают в начале крутого подъема.

Форма кривых КС для одиночных пластов, зарегистрированных многоэлектродными зондами, в основном такая же, как и в случае БК-3. Границы пластов высокого сопротивления на кривых КС многоэлектродных зондов отбивают на расстоянии $L/2$ выше середины подъема кривой (в кровле) и ниже (в подошве) пласта.

В неоднородном разрезе на показания БК кроме величин $\rho_{п}$ и d_c существенное влияние оказывают: зона проникновения ($\rho_{зп}$ и D); мощность пласта h и удельное сопротивление вмещающей среды ρ_{BM} .

ВЛИЯНИЕ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ

На величину ρ_k сильно влияют характер и глубина проникновения D фильтра промывочной жидкости в пласт. На рис. 39, а дана зависимость отношения $\rho_{k3 сл}/\rho_{k2 сл}$ кажущихся сопротивлений, полученных различными зондами ЭК в среде с проникновением (трехслойной) и без проникновения (двухслойной) от D/d_c .

Зависимость отношения $\rho_{k3 сл}/\rho_{k2 сл}$ от диаметра зоны проникновения D названа радиальной характеристикой зондов электрического каротажа (ЭК и ЭМК), показывающей степень влияния зоны проникновения на величину ρ_k , замеренную различными зондами. Для зондов большой длины эта зависимость близка к единице.

Как видно из рис. 39, а, влияние зоны проникновения для всех зондов снижается с увеличением их радиуса исследования (длина зонда) и возрастает с увеличением отношения D/d_c ; наибольшее влияние ЗП оказывает на показания псевдобоко-

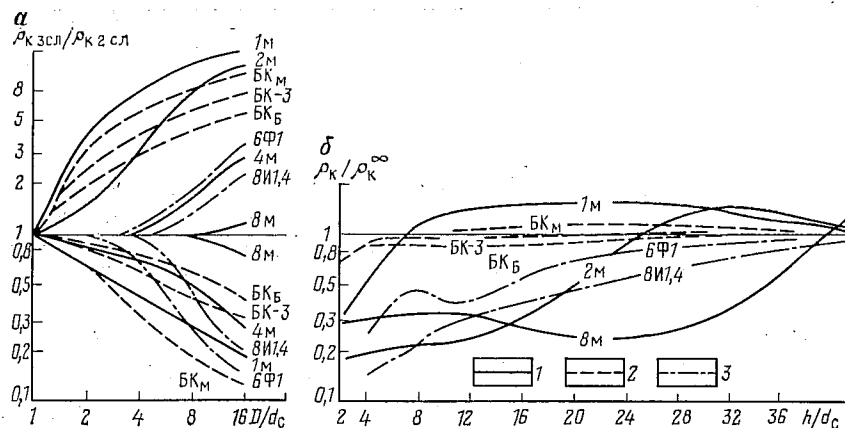


Рис. 39. Зависимости показаний ρ_k различных зондов от глубины проникновения фильтрата ПЖ в пласт (а) и мощности пласта (б).

а — $\rho_{k\text{зсл}}/\rho_{k2\text{сл}}$, $h=\infty$, $\rho_{\text{п}}=2\rho_{\text{с}}$ и $\rho_{\text{зп}}=20\rho_{\text{с}}$ (повышающее проникновение в верхней части рисунка); $\rho_{\text{зп}}=10\rho_{\text{с}}$ и $\rho_{\text{п}}=100\rho_{\text{с}}$ (понижающее проникновение в нижней части рисунка); б — $\rho_k/\rho_{k\infty}$, $\rho_{\text{п}}=100\rho_{\text{с}}$ и $\rho_{\text{вм}}=10\rho_{\text{с}}$.

1 — градиент-зонды, шифр кривых L; 2 — зонды ЕК; 3 — зонды ИК

вого зонда БК_М и снижается для зондов БК-3 и БК_Б семи- и девятиэлектродных зондов большой глубины исследования.

На показания БК большое влияние оказывает повышающее проникновение. При $D/d_c \geq 4$ значение ρ_k завышается в несколько раз, а при $D/d_c > 8$ — почти полностью определяется сопротивлением зоны проникновения $\rho_{\text{зп}}$. Это влияние возрастает с увеличением отношения $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{п}}$ и уменьшением мощности пласта.

Понижающее проникновение меньше сказывается на показаниях зондов бокового каротажа. Это вызвано тем, что в случае понижающего проникновения $\rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{п}}$ падение потенциала на участке $\rho_{\text{зп}}$ мало по сравнению с падением потенциала в интервале, соответствующем $\rho_{\text{п}}$, где происходит преобладающее падение потенциала.

Другой важной характеристикой зондов ЭК и ЭМК является зависимость ρ_k от мощности пласта h , названная вертикальной характеристикой зондов, показанная на рис. 39, б. Из рисунка видно, что для зондов БК при мощности пласта $h > 4d_c$ показания ρ_k против пластов ограниченной мощности мало отличаются от $\rho_{k\infty}$ для пластов неограниченной мощности. Следовательно, зонды БК имеют лучшую вертикальную характеристику по сравнению с другими зондами электрического каротажа.

Для одновременного замера нескольких кривых бокового каротажа разной глубинности применяются скважинный прибор Э9, а также аппаратура БКС-2. Измерения разноглубинными установками бокового каротажа в комплексе с боковым

микрокаротажем дают возможность более надежно выделять в разрезе коллекторы по наличию в них зоны проникновения ПЖ и оценивать характер их насыщенности.

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВЫХ БК

Интерпретация кривых БК ведется вручную или с помощью ЭВМ попластовым способом. Основной задачей, решаемой при этом, является определение удельного сопротивления пласта. Решению этой задачи предшествуют выделение границ пластов и определение существенных значений ρ_k . В эти значения вводят поправки за влияние скважины d_c , ограниченной мощности пласта h и сопротивления вмещающей среды $\rho_{\text{вм}}$.

ТРЕХЭЛЕКТРОДНЫЙ БК

По одной кривой БК удельное сопротивление может быть определено только при отсутствии проникновения фильтрата ПЖ в пласт. Наличие или отсутствие проникновения фильтрата легко установить в случае минерализованной ПЖ ($\rho_{\text{с}} < 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). Для этого замер в скважине производят двумя зондами БК-3 и БК_М. Если $\rho_{\text{БК}} \approx \rho_{\text{БКМ}}$, то проникновение отсутствует. При $\rho_{\text{БК}} > 1,3 \rho_{\text{БКМ}}$ имеет место понижающее проникновение. В наиболее простом случае, когда проникновение отсутствует, определение удельного сопротивления пласта $\rho_{\text{п}}$ производят по ρ_k с внесением поправок за диаметр скважины d_c . Исправление ρ_k за влияние скважины d_c производят с помощью палетки (рис. 40, а).

Пример. Известно: $\rho_k = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_{\text{с}} = 1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_k/\rho_{\text{с}} = 10$, $d = 0,2 \text{ м}$. Получаем: $\rho_{\text{к1}}/\rho_k = 1,2$; $\rho_{\text{к1}} = 10 \cdot 1,2 = 12 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Исправленное $\rho_{\text{к1}}$ за влияние d_c против пласта большой мощности $\rho_{\text{к1}} = \rho_{\text{п}}$.

В случае ограниченной мощности пласта $h < 4d_c$ на показания зонда БК оказывают влияние вмещающие породы $\rho_{\text{вм}}$. Вычисление поправки за ограниченную мощность пласта и влияния $\rho_{\text{вм}}$ производится с помощью палетки (рис. 40, б). Палетка рассчитана для зависимостей $\rho_{\text{к2}}/\rho_{\text{к1}}$ от h при различных значениях отношений $\rho_{\text{к1}}/\rho_{\text{вм}}$; $\rho_{\text{к2}}$ — исправленное $\rho_{\text{к1}}$ за влияние $\rho_{\text{вм}}$ и h . При отсутствии проникновения ПЖ в пласт $\rho_{\text{к2}} = \rho_{\text{п}}$.

Пример. Известно: $\rho_{\text{к1}} = 12 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_{\text{вм}} = 6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_{\text{к1}}/\rho_{\text{вм}} = 2$; $h = 4 \text{ м}$. Получаем: $\rho_{\text{к2}}/\rho_{\text{к1}} = 1,1$, $\rho_{\text{к2}} = 12 \cdot 1,1 = 13,2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

При расчете палетки исходили из условий, что зонд БК расположен против середины пласта, $\rho_{\text{вм}}$ подстилающих и покрывающих пород равны, их мощности значительны.

Если вмещающая среда представлена достаточно мощными и однородными по сопротивлению породами, за величину $\rho_{\text{вм}}$ принимают ρ_k ср толщ пород мощностью 5—10 м, расположен-

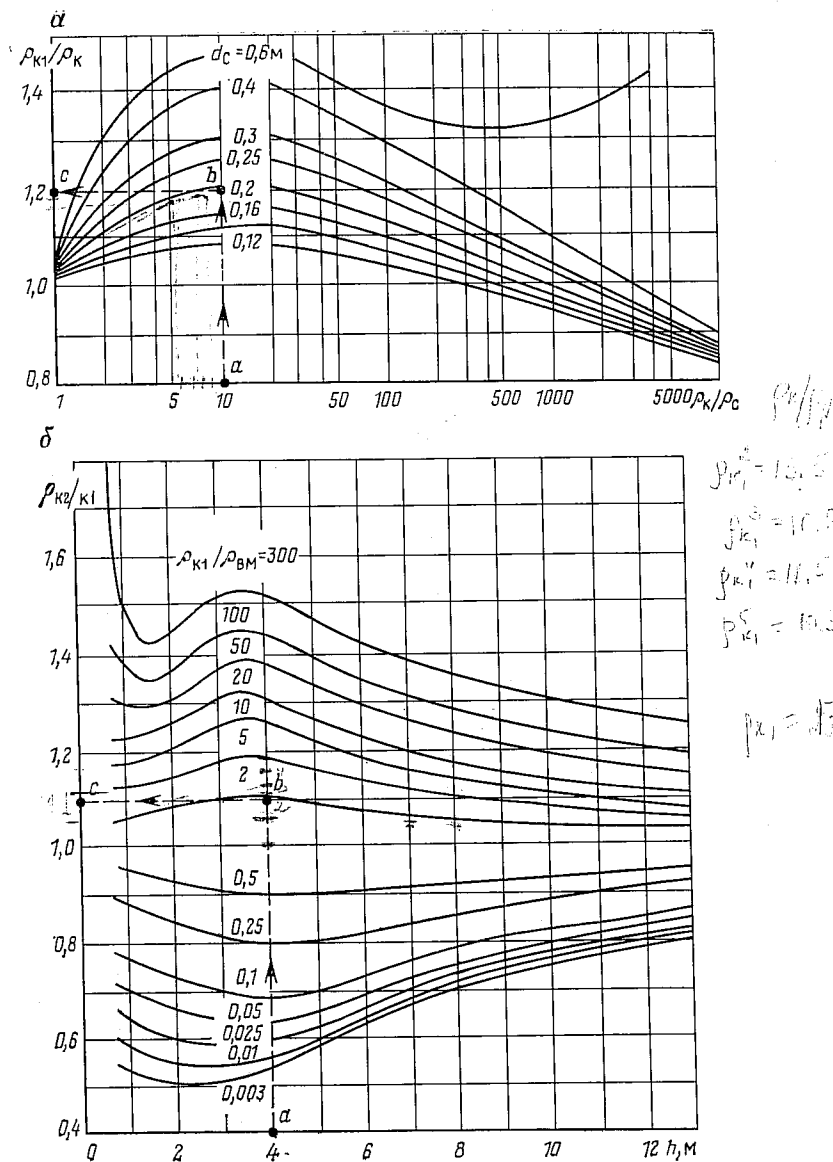


Рис. 40. Поправки к кривым КС, зарегистрированным аппаратурой трехэлектродного БК-3 — приборы Э1, Э4:

а — за скважину — исходные данные ρ_K/ρ_c , d_c , исправленное значение ρ_{K1}/ρ_K ; б — за мощность пласта — исходные данные $\rho_{K1}/\rho_{ВМ}$, h , исправленное значение ρ_{K2}/ρ_{K1} (СКТБ ПГ)

ных выше и ниже пласта. Для неоднородных по сопротивлению вмещающих отложений величина $\rho_{ВМ}$ принимается в качестве средневзвешенной значений ρ_{Ki} , отсчитанных на кривой сопротивления против сравнительно однородных пропластков:

$$\rho_{ВМ} = \sum_{i=1}^n (h_i/z_i^2) \rho_{Ki} / \sum_{i=1}^n (h_i/z_i^2), \quad (II.12)$$

где h_i — мощность прослоя; z_i — расстояние между серединой пласта, для которого вводится поправка, и серединой соответствующего пропластка вмещающих пород; ρ_{Ki} — существенное значение кажущегося сопротивления прослоя; h_i/z_i^2 — взвешивающий коэффициент.

Палетки для введения поправок за d_c , h и $\rho_{ВМ}$ рассчитаны для однородных пластов мощностью более 1 м, но применимы и для приближенных расчетов к неоднородным пластам мощностью более 1 м. В тех случаях, когда поправки становятся большими (50—100%), достоверность результатов интерпретации резко снижается.

При наличии проникновения фильтрата ПЖ в пласт комплекс применяемых зондов электрического каротажа зависит от типа изучаемого разреза и минерализации ПЖ. В общем случае определение $\rho_{П}$ проницаемого пласта с проникновением в него фильтрата ПЖ осуществляется с помощью трехслойных палеток БК-3, представляющих собой совокупность кривых зависимости ρ_K/ρ_c от $\rho_{П}/\rho_c$ с шифром $\rho_{ЭП}/\rho_c$, составленных для заданных D , d_c , $\rho_{ВМ}$ и h (рис. 41).

Для определения удельного сопротивления пластов с помощью указанных палеток необходимо располагать сведениями о зоне проникновения и ее параметрах ($\rho_{ЭП}$ и D). В связи с этим БК применяется совместно с БКЗ или в комплексе с двумя градиент-зондами длиной 1—4 м.

Интерпретация данных БК и показаний двух градиент-зондов осуществляется следующим образом. Предполагая, что пласт не имеет зоны проникновения, по показаниям трех зондов определяют условные удельные сопротивления пласта: по боковому каротажу $\rho'_{ПБК}/\rho_c$ с помощью палеток (см. рис. 40), по малому и большому градиент-зондам с помощью палеток БКЗ-1 либо ЭКЗ (см. рис. 33) — соответственно $\rho'_{ПМ}/\rho_c$ и $\rho'_{ПБ}/\rho_c$. При отсутствии зоны проникновения условные удельные сопротивления пласта, полученные разными зондами, практически мало разнятся между собой. В этом случае сопротивление вычисляется как среднее значение всех условных удельных сопротивлений: $\rho_{П}/\rho_c \approx (\rho'_{ПБК}/\rho_c + \rho'_{ПМ}/\rho_c + \rho'_{ПБ}/\rho_c)$. Повышающему проникновению соответствует неравенство $\rho'_{ПМ}/\rho_c \geq \rho'_{ПБК}/\rho_c > \rho'_{ПБ}/\rho_c$, понижающему — $\rho'_{ПМ}/\rho_c \leq \rho'_{ПБК}/\rho_c \leq \rho'_{ПБ}/\rho_c$.

При наличии зоны проникновения отношения $\rho'_{ПМ}/\rho_c$ принимается за приближенное значение $\rho'_{ЭП}/\rho_c$. Для оценок величины $\rho_{ЭП}$ по показаниям малых зондов пользуются палетками

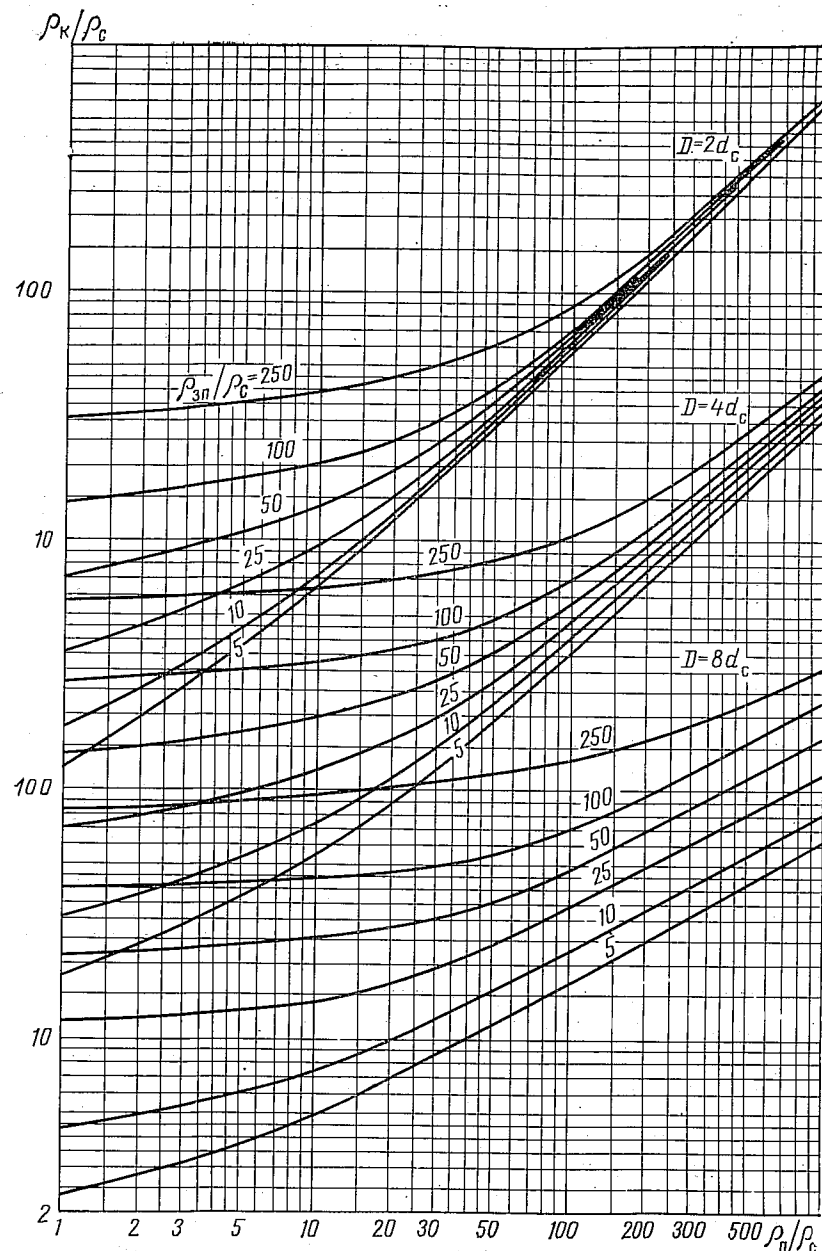


Рис. 41. Палетка БК-3 для пластов с проникновением фильтрата ПЖ.
 $\rho_{\text{ВМ}} = \rho_{\text{с}}$; $h = 16$ дс; $d_{\text{с}} = 233$ мм

$\rho_{\text{зп}}$ (палетки $\rho_{\text{зп}}$ составлены для малых градиент- и потенциал-зондов $\rho_{\text{к}}/\rho_{\text{с}} = f(\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}})$, см. рис. 55).

Дальнейшая интерпретация сводится к оценке D и $\rho_{\text{п}}$ с помощью трехслойных палеток БК-3 (см. рис. 41). Величина D определяется методом приближенных расчетов. Сначала $\rho_{\text{п}}$ находят по палеточным кривым с $D/d_{\text{с}} = 2$. Для этого показания обоих градиент-зондов обрабатывают по трехслойной теоретической палетке БК3 с шифром $D/d_{\text{с}} = 2$ и $\rho'_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}}$, близким по величине к $\rho'_{\text{п.м}}/\rho_{\text{с}}$, а показания БК — по трехслойным кривым БК-3.

Интерпретация заканчивается, если условные значения $\rho'_{\text{п.БК}}/\rho_{\text{с}}$, $\rho'_{\text{п.м}}/\rho_{\text{с}}$ и $\rho'_{\text{п.б}}/\rho_{\text{с}}$ различаются между собой менее чем на 40 %. При этом считают, что величины $\rho'_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}}$ и $D/d_{\text{с}} = 2$ соответствуют параметрам зоны проникновения. При повышающем проникновении за удельное сопротивление пласта $\rho_{\text{п}}$ принимают $\rho'_{\text{п.б}}$, при понижающем — $\rho'_{\text{п.БК}}$. При несовпадении или расхождении искомых величин ($\rho'_{\text{п.БК}}/\rho_{\text{с}}$, $\rho'_{\text{п.м}}/\rho_{\text{с}}$ и $\rho'_{\text{п.б}}/\rho_{\text{с}}$) более чем на 40 % расчет повторяется с использованием следующей по порядку трехслойной палетки с $D/d_{\text{с}} = 4$ для того же значения $\rho'_{\text{зп}}/\rho_{\text{с}} = \text{const}$ до достижения необходимого совпадения искомых величин.

На практике для оценки $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{зп}}$ и D по БК пользуются и другими, менее громоздкими методами. Удельное сопротивление пласта $\rho_{\text{п}}$ определяют по трехслойной палетке БК-3, задаваясь наиболее вероятной глубиной зоны проникновения D . В случае породы с межзерновой пористостью для оценки D можно использовать следующие практически установленные данные [1]:

$k_{\text{п}}, \%$	> 20	$20-15$	$15-10$	$10-5$
$D, \text{м}$	2	3	5	10

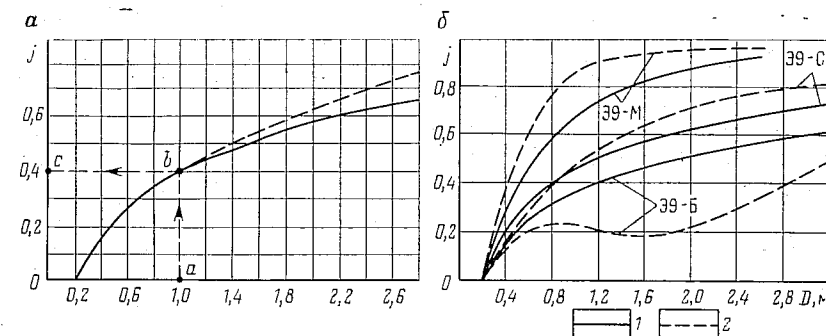


Рис. 42. Графики для определения псевдогеометрического фактора для зондов:

а — БК-3, приборы Э1, Э4, Э7; б — Э9. Проникновение: 1 — повышающее; 2 — понижающее; $d_{\text{с}} = 0,2$ м (СКТВ ПГ). Порядок отсчета искомых значений показан стрелками (а, б, с)

Расчет ρ_n для достаточно мощного пласта с понижающим проникновением производят по приближенной формуле

$$\rho_{к1} = \rho_{зп}j + \rho_n(1-j), \quad (II.13)$$

где $\rho_{к1}$ соответствует $\rho_{БК}$, исправленному за влияние скважины; j — псевдогеометрический фактор, определяемый по палетке зависимости j от D (рис. 42, а).

Уравнение (II.13) и график (см. рис. 42, а) получены для $d_c = 0,2$ м. Для других d_c рассчитывается $D_{прив} = 0,2 D/d_c$. Для пластов с $h \geq 4$ м и $D \leq 8$ при понижающем проникновении возможная погрешность в определении ρ_n составит примерно 20 %, D — до 100 %.

Пример. Известно: $\rho_{к1} = 220$ Ом·м; $\rho_{зп} = 100$ Ом·м, $D = 1$ м, $\rho_{зп} < \rho_n$. По рис. 42, а получаем $j = 0,4$, подставляя известные величины в (II.13), определяем $220 = 0,4 \cdot 100 + 0,6 \rho_n$, $\rho_n = 180/0,6 = 300$ Ом·м.

КОМПЛЕКСНЫЕ ЗОНДЫ БК

Эти зонды представляют собой комплекс зондов БК с различной глубиной исследования. Одной из таких установок, дающей возможность записывать три кривые БК, является прибор Э9. Этот прибор дает возможность одновременно записать три кривые БК, отражающие разную глубину исследования: большую — зондом Э9-Б, среднюю — Э9-С и малую — Э9-М.

Комплекс зондов БК в общем случае не дает возможность однозначно определить все три параметра: ρ_n , $\rho_{зп}$ и D . Для их расчета необходимы дополнительные данные о диаметре зоны проникновения D .

На рис. 42, б даны зависимости псевдогеометрического фактора j от диаметра зоны проникновения D зондов прибора Э9, рассчитанные по приближенной формуле (II.13). Если за радиус глубины исследования зонда принять радиус зоны, для которой псевдогеометрический фактор равен 0,5, то при повышающем проникновении радиусы исследования для зондов Э9-Б, Э9-С и Э9-М будут соответственно 0,9; 0,56 и 0,31 м, а при понижающем — 1,55; 0,54; 0,25 м [1].

Для введения в показания зондов прибора Э9 поправок за влияние скважины d_c и h рассчитаны палетки, аналогичные изображенным на рис. 40. Поправки за ограниченную мощность пласта вводятся только для зондов Э9-С и Э9-Б. Во введении такой поправки в показания зонда Э9-М нет необходимости из-за ее малости. Показания, полученные зондом Э9-М, наиболее чувствительны к влиянию d_c , поэтому в скважинах с $d_c \geq 0,19$ м исследования прибором Э9 проводятся только с применением отклонителя. При $d_c \geq 0,25$ м показания зонда Э9-М не всегда удается достаточно точно исправить за влияние скважины, и проводить исследования прибором Э9 не рекомендуется.

Комплексный прибор Э9 наиболее эффективен в скважинах,

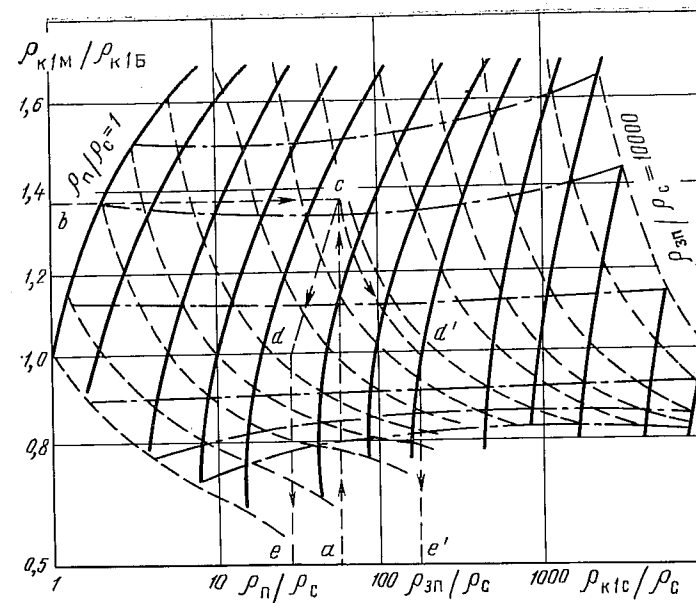


Рис. 43. Палетка для определения ρ_n и $\rho_{зп}$. Прибор Э9; $D/d_c = 2$; $h = \infty$.

Исходные данные: $\rho_{к1м}/\rho_{к1б}$, $\rho_{к1с}/\rho_c$.

Для определения ρ_n — построение $abcde$; для определения $\rho_{зп}$ — построение $abcd'e'$ (СКТВ ПГ)

вскрывающих пласты высокого сопротивления на сильно минерализованных ПЖ. В этом случае, сопоставляя $\rho_{БКб}$, $\rho_{БКм}$ и $\rho_{БКк}$ (соответственно ρ_k , зарегистрированные зондами Э9-Б, Э9-М — большой, малой глубинности и БМК), определяют наличие или отсутствие проникновения. Если $\rho_{БКб} = \rho_{БКм} = \rho_{БКк}$, то проникновение в пласт отсутствует и $\rho_n = \rho_{БКб}$. В случае $\rho_{БКк} \leq \rho_{БКм} < \rho_{БКб}$ в пласте имеется понижающее проникновение. При этом допускается, что $\rho_{БКк} = \rho_{зп}$. Для дальнейшей интерпретации используются зависимости от отношения $\rho_{к1м}/\rho_{к1б}$ от отношения $\rho_{к1с}/\rho_c$ ($\rho_{к1м}$, $\rho_{к1с}$, $\rho_{к1б}$ — значения удельного сопротивления для зондов Э9-М, Э9-С, Э9-Б) при заданном значении D/d_c и шифре палеток ρ_n/ρ_c и $\rho_{зп}/\rho_c$ (рис. 43). Палетка построена для $d_c = 0,2$ м, но может использоваться при $d_c = 0,14 \div 0,25$ дс.

ПРИМЕНЕНИЕ БОКОВОГО КАРОТАЖА

Боковой каротаж — более совершенный метод, чем обычный нефокусированный трехэлектродный каротаж. Он обладает высокой расчленяющей способностью, благоприятной формой кривых КС, отсутствием экранирования со стороны соседних пластов. Основной областью применения БК являются: разрезы с понижающим проникновением фильтра ПЖ в пласт,

когда $\rho_c < 0,20$ Ом·м; карбонатные толщи, представленные малопористыми пластами высокого сопротивления (порядка сотен ом-метров и более).

§ 6. ИЗМЕРЕНИЕ КАЖУЩЕГОСЯ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ МИКРОУСТАНОВКАМИ

Микроустановки с малой глубиной исследования — микрозонды применяются для измерения сопротивления части пласта, непосредственно прилегающего к стенке скважины. Электроды микрозонда размещены на внешней стороне башмака из изолированного материала. При работе башмак с электродами прижимается пружинами к стенке скважины, чем достигается экранирование зонда от промывочной жидкости и уменьшение влияния ее на результат измерений.

Между башмаком зонда и стенкой скважины имеется промежуточный слой, образованный в проницаемом пласте глинистой коркой и пленкой ПЖ, в непроницаемом — только пленкой. В результате ρ_k , измеряемое микрозондом, зависит в основном от удельных сопротивлений прилегающей к скважине части пласта ρ_n , удельного сопротивления слоя $\rho_{сл}$ и его толщины $h_{сл}$.

Применяемые на практике микрозонды делятся на обычные градиент- и потенциал-зонды с нефокусированными электродами и с фокусировкой тока. Каротаж обычными микрозондами называют микрокаротажем (МК), а каротаж

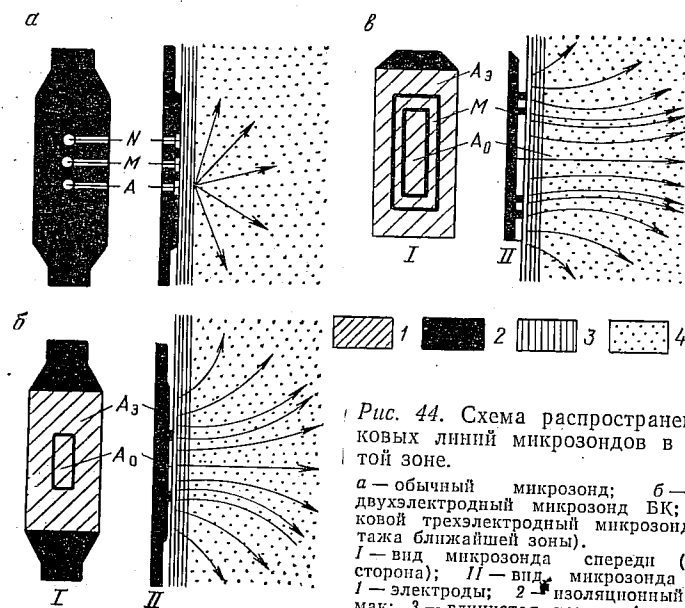


Рис. 44. Схема распространения токовых линий микрозондов в промытой зоне.

а — обычный микрозонд; б — боковой двухэлектродный микрозонд БК; в — боковой трехэлектродный микрозонд (каротаж ближайшей зоны). I — вид микрозонда спереди (внешняя сторона); II — вид микрозонда сбоку; 1 — электроды; 2 — изоляционный башмак; 3 — глинистая корка; 4 — порода

микрозондами с фокусировкой тока — боковым микрокаротажем (БМК).

Из распределения токовых линий (рис. 44), выходящих из электродов А и А₀ в обычном микрозонде (при МК) и в боковых микрозондах (при БМК), видно, в обычном микрозонде с нефокусированными электродами часть тока проходит вблизи стенки скважины, что обуславливает значительное влияние глинистой корки на величину измеряемого сопротивления. Это влияние возрастает с увеличением сопротивления пласта и толщины глинистой корки. При применении боковых микрозондов с фокусировкой тока токовые линии пересекают слой между башмаком и породой почти под прямым углом, что снижает влияние глинистой корки на кажущееся сопротивление. Этим облегчается задача определения удельного сопротивления части пласта, прилегающей к стенке скважины. Измеряемое кажущееся сопротивление для всех микрозондов вычисляется по (II.5); коэффициент микрозонда определяется экспериментально.

$$K = \rho_n \gamma / \Delta U$$

МИКРОКАРОТАЖ

В средней части башмака обычного микрозонда смонтированы три электрода — А, М и N на расстоянии 25 мм друг от друга. С помощью этих электродов по обычной схеме электрического каротажа образуют два микрозонда — градиент-зонд А0,025М0,025N и потенциал-зонд А0,05М, корпус прибора N (рис. 44, а). Обратный токовый электрод В установлен на косе прибора на расстоянии 1 м от корпуса. Запись двух кривых КС производят одновременно, используя двухканальную аппаратуру.

Если учесть, что радиус исследования градиент-микрозонда равен его длине, а потенциал-микрозонд в 2—2,5 раза больше его длины, то их глубинность составляет приблизительно 4 и 10—12 см соответственно. По замеру двух кривых сопротивления, зарегистрированных микрозондами с различными радиусами исследований, можно получить представление об удельном сопротивлении прилегающей к скважине части пласта и оценить влияние на показания ρ_k промежуточного слоя.

БОКОВОЙ МИКРОКАРОТАЖ

На практике применяются следующие разновидности БМК: двухэлектродный и трехэлектродный боковые микрозонды.

Двухэлектродный боковой микрокаротажный зонд. Этот зонд (рис. 44, б) состоит из двух электродов — центрального А₀ и экранного А_з, которые занимают всю рабочую поверхность башмака, исключая разделяющий их изоляционный промежуток шириной 5 мм, и обладают одинаковыми потенциалами и полярностью. Это достигается автоматическим регулированием тока I_з, поступающего через электрод А_з при посто-

По условиям регулировки поля тока в данном зонде потенциалы электродов M и A_0 сохраняются равными и потенциал экранного электрода A_z превышает потенциал основного электрода A_0 . В результате форма токового пучка от электрода A_0 вблизи башмака несколько сжимается, а при удалении расширяется. Особенности фокусировки тока и увеличение размеров башмака до 250×120 мм способствуют существенному росту глубинности исследования трехэлектродным микрозондом. Поэтому на его показания не оказывает влияния промежуточный слой толщиной до 20 мм, а замеренное им кажущееся сопротивление определяется удельным сопротивлением в пределах зоны проникновения. В связи с этим измерения, проводимые этим зондом, названы каротажем ближней зоны.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ МИКРОКАРОТАЖЕМ

Если против проницаемого пласта образуется глинистая корка, кажущиеся сопротивления, измеряемые потенциал-микророзондом, значительно выше сопротивлений, измеренных одновременно против тех же пластов градиент-микророзондом с за-

На диаграммах ρ_k , измеренных микрозондами, трудно бывает отличить нефтегазоносную часть пласта от водоносной. Это связано с тем, что проникновение фильтрата ПЖ в пласт практически не зависит от характера его насыщения. Сопротивление зоны проникновения при этом выравнивается: мало различается по величине в продуктивной и водонасыщенной частях пласта. В отдельных случаях сопротивления, измеренные малым градиент-микрозондом, превышают сопротивления, полученные большим потенциал-микрозондом, т. е. наблюдается отрицательное приращение, которое характерно для случаев, когда сопротивление промывочной жидкости больше сопротивления пласта.

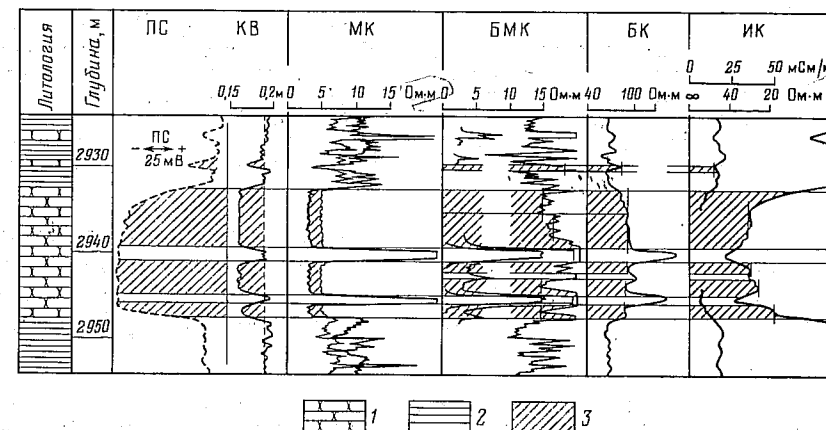


Рис. 45. Кривые микрокаротажа (МК), БМК и других видов каротажа.
1 — песчаник; 2 — аргиллит; 3 — проницаемый пласт

Против глинистых и аргиллитовых пластов величины кажущихся сопротивлений, измеренные градиент- и потенциал-микрозондами, обычно совпадают и соответствуют их удельному сопротивлению¹. При наличии против глинистого пласта каверн значительных размеров измеренные кажущиеся сопротивления соответствуют чаще всего сопротивлению ПЖ.

На диаграммах микрокаротажа без признаков расхождения отмечаются также непроницаемые пласты не очень высокого сопротивления (плотные алевриты, глинистые песчаники, мергели). Толщина слоя ПЖ, заключенного между изоляционной пластинкой (башмаком микрозонда) и стенкой скважины, может сильно изменяться в зависимости от трещиноватости и кавернозности пласта. В результате диаграммы кажущихся сопротивлений, зафиксированные микрозондами, бывают сильно дифференцированными и характеризуются положительными, а иногда отрицательными расхождениями. Последнее связано с неплотным прилеганием изоляционной пластинки и влиянием на измеренные сопротивления ПЖ, заполняющей скважину.

Интерпретация диаграмм микрозондов против трещиноватых пород затрудняется. Существенную роль в таких случаях оказывают кавернограммы, зарегистрированные в крупном масштабе. Наличие кавернограмм облегчает выделение в разрезе проницаемых пластов по сужению диаметра скважины, а трещиноватых и кавернозных пород — по характерной резкой дифференцированности кривой.

Для оценки удельного сопротивления проницаемой части пласта, прилегающей к скважине (промытой зоны $\rho_{пз}$), по результатам измерений микрокаротажом пользуются специальными палетками. Их составляют на основании данных, полученных на моделях пластов для различных типов микрозондов (рис. 46).

Пример. Определим удельное сопротивление в зоне, прилегающей к стенке скважины в интервале 2932—2939 м (см. рис. 45). Замеренные значения: $\rho_{пз} = 5,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $\rho_{гз} = 3,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; диаметр скважины 214 мм; сопротивление глинистой корки при температуре пласта $\rho_{гк} = 1,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

1. Находим отношение $\rho_{пз}/\rho_{гк} = 3,7$ и $\rho_{гз}/\rho_{гк} = 2,25$.
2. Зная $\rho_{пз}/\rho_{гк}$ и $\rho_{гз}/\rho_{гк}$ с помощью палетки (см. рис. 46) находим отношение $\rho_{пз}/\rho_{гк} = 12$ ($\rho_{пз} = 18 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) и толщину глинистой корки $h_{гк}$, равную 16 мм.

Интерпретация диаграмм МК сильно затрудняется из-за большого влияния на показания ρ_k промежуточного слоя. При $h_{гк} \geq 25 \text{ мм}$ получить достоверные данные об удельном сопротивлении промытой части пласта $\rho_{пз}$ по замерам ρ_k обычными

¹ В результате катионного обмена удельное сопротивление глин в непосредственной близости от скважины (в пределах слоя толщиной 2,5—5 см) может несколько измениться, что отмечается на кривых, полученных обычными микрозондами, как положительное расхождение и иногда ошибочно трактуется как признак проникновения фильтра ПЖ.

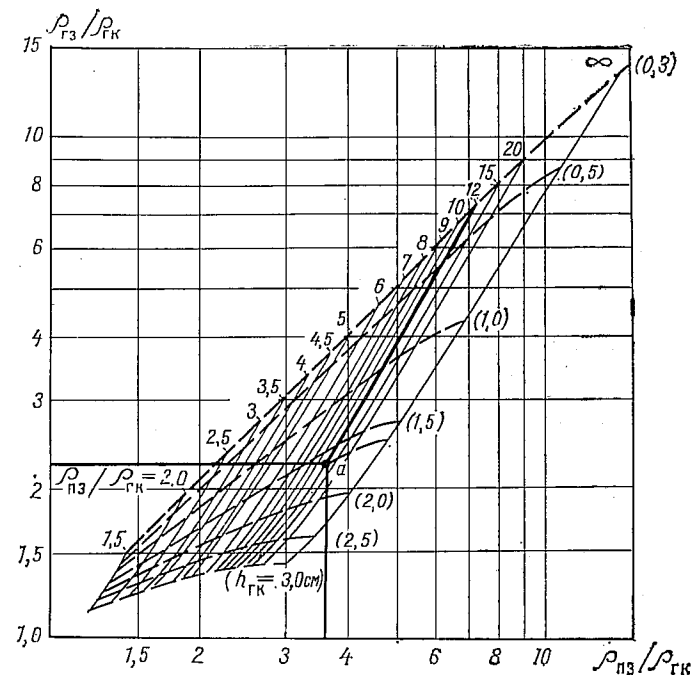


Рис. 46. Палетка для интерпретации данных микрозонда.

Диаметр скважины 210 мм; $\rho_{пз}$ и $\rho_{гз}$ — кажущиеся удельные сопротивления, замеренные потенциал-микрозондом А0,05М и градиент-микрозондом А0,025М0,25N; $\rho_{гк}$ — удельное сопротивление глинистой корки

микрозондами практически невозможно. Наличие в скважине соленого раствора также ограничивает использование этих кривых для количественной интерпретации.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ БМК

Интерпретация заключается в детальном расчленении разреза, точной отбивке границ пласта, определении удельного сопротивления промытой части пласта $\rho_{пз}$. При толщине глинистой корки $h_{гк}$ не более 10 мм для двухэлектродного зонда БМК и 20 мм для трехэлектродного (каротажа ближней зоны) значения ρ_k , полученные этими зондами, мало отличаются от $\rho_{пз}$. С увеличением $h_{гк}$ показания БМК уменьшаются тем больше, чем больше отношение $\rho_{пз}/\rho_{гк}$. Для определения влияния на величину $\rho_{к\text{БМК}}$ толщины глинистой корки $h_{гк}$ используются палетки, составленные по результатам электролитического моделирования для различных видов БМК с учетом их размеров, диаметра скважины и особенностей конструкции. Одна из таких палеток изображена на рис. 47.

Значение $h_{гк}$ вычисляется по формуле $h_{гк} = (d_c - d_n)/2$, где d_n — номинальный диаметр скважины; d_c — фактический

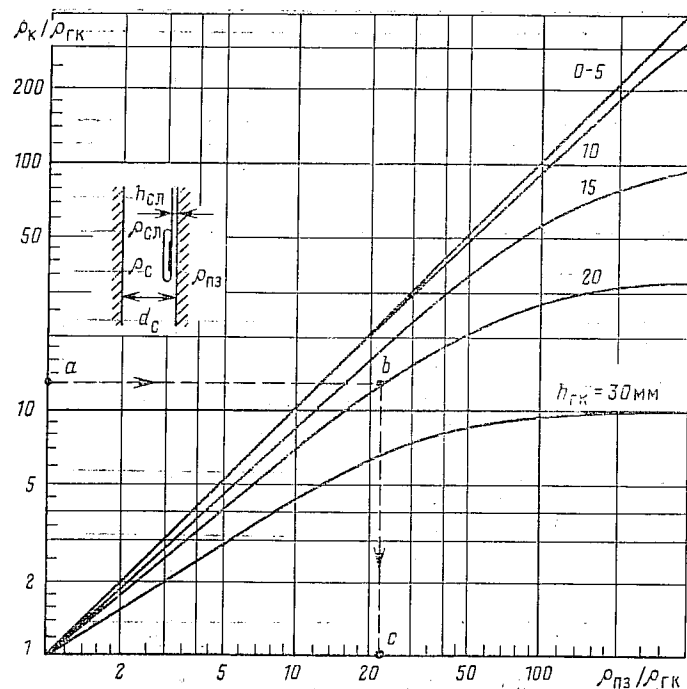


Рис. 47. Палетка бокового микрокаротажа для двухэлектродного фокусирующего микрозонда.
 $d_c = 0,2$ м; $\rho_{ГК} = 0,2$ Ом · м

диаметр скважины, измеренный микрокавернометром. Величину $\rho_{ГК}$ определяют с учетом температуры (см. рис. 20).

По значениям $\rho_{пз}/\rho_f$ в разрезе можно выделить коллекторы и оценить их пористость. На показания БМК ПЖ, в том числе и высокопроводящая (соленая) ПЖ, оказывает относительно небольшое влияние. Поэтому этот метод является неотъемлемой частью комплекса ЭК, выполняющегося в скважинах, которые бурятся на высокоминерализованных ПЖ. Сравнивая в этом случае показания БК и БМК, удается выделить в разрезе нефтегазовые пласты. Значения ρ_k , определенные по БМК, из-за понижающего проникновения оказываются меньше ρ_k , определенного по БК. Из рассмотрения должны быть исключены интервалы скважины с увеличенным диаметром d_c , так как увеличение d_c может также вызвать снижение ρ_k по БМК.

В карбонатном разрезе по характеру дифференцированности кривой сопротивления $\rho_{кБМК}$ различают плотные и трещиновато-кавернозные породы (против трещиновато-кавернозных пород кривая $\rho_{кБМК}$ характеризуется резкой дифференцированностью).

Кривые сопротивления, зарегистрированные БМК (двухэлектродным и особенно трехэлектродным зондами), находят широкое применение в комплексе с данными других методов сопротивления при оценке удельного сопротивления проницаемых пластов и значений $\rho_{пз}$.

ИЗМЕРЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЖ

Измерение удельного сопротивления промывочной жидкости вдоль ствола скважины принято называть резистивиметрией, а прибор, применяемый для этой цели, — резистивиметром. Определение значений ρ_c необходимо при интерпретации данных электрического каротажа и других видов ГИС, оно используется также при контроле технического состояния скважин.

Различают два типа скважинных резистивиметров: гальванические с электродной установкой и индукционные. В наиболее простом случае электродная измерительная установка гальванического резистивиметра помещается в трубу из изолирующего материала с открытыми торцами, по внутренней поверхности которой расположены три кольцевых электрода А, М и N, образующих однополюсный градиент-зонд. При перемещении резистивиметра по скважине жидкость свободно циркулирует через трубу, которая служит изолирующим экраном, исключая влияние среды за пределами прибора (стенки скважины обсадной колонны). Измерения выполняют по схеме обычного электрического каротажа методом сопротивления. Величину ρ_c находят по (II.5).

Измерительная установка индукционного резистивиметра с бесконтактным способом измерений состоит из двух катушек индуктивности — измерительной и генераторной, расположенных в трубе из изолирующего материала также с открытыми торцами. Замер электропроводности ПЖ проводится по схеме двухкатушечного индукционного каротажа. Коэффициент скважинного резистивиметра определяется экспериментально в баке, заполненном раствором NaCl с известным удельным сопротивлением. В результате замера скважинным резистивиметром регистрируется диаграмма сопротивлений ПЖ вдоль ствола скважины.

Для измерения в лаборатории удельного сопротивления отдельных проб жидкостей, отбираемых из пласта или скважины, пользуются поверхностным (лабораторным) резистивиметром, обычно электродным — гальваническим.

§ 7. ИНДУКЦИОННЫЙ КАРОТАЖ

Индукционный каротаж (ИК) является разновидностью электромагнитного каротажа (ЭМК). Он основан на измерении в скважине напряженности переменного магнитного поля вих-

ревых токов, возбужденных в породах генераторами катушек зонда ИК. Метод предназначен для определения электрической проводимости (удельной проводимости) горных пород в скважинах, заполненных обычной промывочной жидкостью (проводящей ток), а также в скважинах с не проводящей электрический ток ПЖ (приготовленной на нефтяной основе), или воздухом, газом.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА

Измерения при индукционном каротаже производятся с помощью спускаемого в скважину глубинного прибора, состоящего из индукционного зонда и электронной схемы (рис. 48, а). В наиболее простом виде индукционный зонд содержит две катушки (двухкатушечный индукционный зонд): генераторную (возбуждающую) Г и измерительную И, расположенные на определенном расстоянии друг от друга на непроводящем стержне. Электронная схема прибора обеспечивает питание генераторной катушки постоянным по величине переменным током высокой частоты — 20—80 кГц, усиление и преобразование сигнала измерительной катушки. Переменный ток, протекающий по генераторной катушке, создает переменное магнитное поле H_1 (прямое или первичное), индуцирующее в окружающих породах вихревые токи. В однородной среде силовые линии тока представляют собой окружности с центром по оси скважины (если ось глубинного прибора совпадает с осью скважины). Эти токи в свою очередь создают переменное магнитное поле в породе, называемое вторичным H_2 (рис. 48, б).

Переменные магнитные поля H_1 и H_2 индуцируют ЭДС E_1 и E_2 в приемной катушке. Из них ЭДС E_1 является помехой и компенсируется вводом в цепь приемной катушки ЭДС E_K , равной ей и противоположной по фазе. Остающаяся в цепи измерительной катушки ЭДС E_2 подается в измерительный преобразователь для усиления и преобразования, после чего по жиле кабеля посылается на поверхность, где и записывается регистрирующим прибором.

Для проверки компенсации ЭДС прямого поля E_1 перед проведением измерений скважинный прибор устанавливают на высоте 1—1,5 м от поверхности земли в удалении от металлических предметов и фиксируют на диаграмме положение «нуль в воздухе». При полной компенсации ЭДС E_1 наблюдаемый в воздухе сигнал ($\rho_n = \infty$) должен быть равен нулю, практически он может достигнуть 20 мСм/м и компенсируется при градуировании на поверхности.

Электродвижущая сила вторичного поля E_2 в проводящей среде мала по сравнению с ЭДС прямого поля (E_2 составляет несколько процентов или доли процента от E_1), поэтому выделить и измерить ее трудно. Следует также учитывать, что индуцируемая вторичным магнитным полем E_2 имеет как активную составляющую, тесно связанную с электропроводностью среды, так и реактивную (сдвинутую на 90°), обусловленную магнитными свойствами среды. Если среда характеризуется очень высокой электропроводностью, то возбуждаемые в ней вихревые токи значительны и взаимодействие магнитных полей вихревых токов приобретает существенное значение.

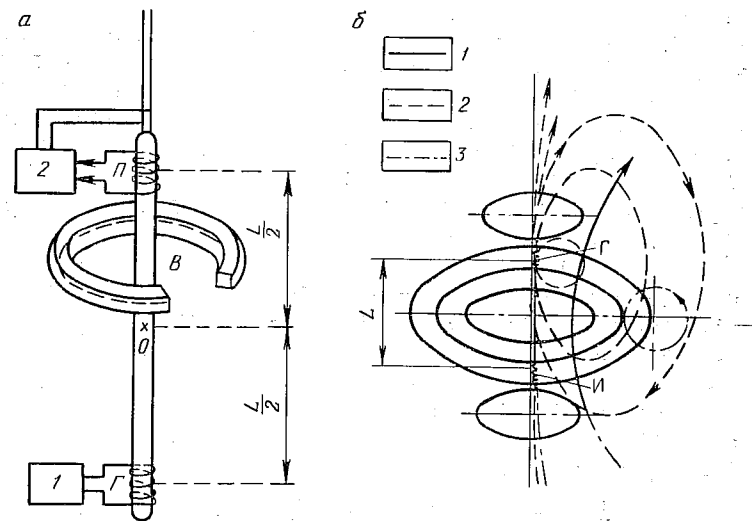


Рис. 48. Принципиальная схема индукционного каротажа.

а — пространственная схема: 1 — генератор, 2 — усилитель, Г — генераторная катушка, И — приемная катушка, В — элементарный виток; L — расстояние между центрами катушек (длина зонда), О — центр системы соленоидов (точка записи); б — магнитное поле генераторной катушки: 1 — линии вихревых токов, 2 и 3 — силовые линии соответственно первичного и вторичного магнитных полей создаваемых зондом ИК

Это приводит к снижению сигнала, регистрируемого прибором индукционного каротажа, и к отставанию активного сигнала от повышения электропроводности. Такое явление известно под названием скин-эффекта.

Реактивная составляющая ЭДС значительно меньше активной и только в высоко проводящей среде ($\rho_n \leq 2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) достигает больших величин. Для компенсации реактивной составляющей ЭДС и выделения активной пользуются фазочувствительными схемами. Решение этой задачи упрощается тем, что магнитная проницаемость осадочных пород, слагающих разрезы нефтяных и газовых районов, и промывочной жидкости обычно мало отличается от единицы. Исключение составляет лишь промывочная жидкость большой плотности, утяжеление которой достигнуто путем добавок магнетита. Такая жидкость имеет значительную магнитную восприимчивость.

Амплитуда тока в генераторной катушке в процессе замера поддерживается неизменной. Поэтому сила вихревых токов, возникающих в окружающей среде, и соответственно E_2 , наведенная вторичным полем в измерительной катушке, в первом приближении пропорциональны электропроводности горных пород σ_n :

$$E_2 = f(\sigma_n) = f(1/\rho_n).$$

Кривая, зарегистрированная по стволу скважины, должна характеризовать изменение удельной электропроводности пород в разрезе.

Так как среда, окружающая прибор, неоднородна, замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость σ_K , как и в случае замера кажущегося удельного

сопротивления ρ_k . Для расчета σ_k , получаемой при индукционном каротаже, необходимо учесть эффект распространения электромагнитных колебаний и их затухание, что в общем случае является сложной задачей. В упрощенном варианте решение этой задачи, выполненной С. Г. Комаровым с использованием приближенной теории индукционного каротажа Г. Г. Долля, взаимное влияние вихревых токов в горной породе (эффект распространения электромагнитных волн в проводящей среде) не учитывается.

Ток, проходящий по генераторной катушке, изменяется по закону $I = I_0 \sin 2\pi ft$, где I_0 — амплитуда тока; f — частота тока; t — время. Этот ток создает первичное переменное магнитное поле (см. рис. 48, б). В результате в условных элементарных кольцах индуцируется вторичное магнитное поле. ЭДС E_2 , индуцируемая в приемной катушке вторичным магнитным полем, равна сумме сигналов от элементарных колец, на которые условно разбивается все пространство:

$$E_2 = - \sum_r \sum_z e_2 = - K_n \sigma_n \sin 2\pi ft \sum_r \sum_z g, \quad (II.14)$$

где e — ЭДС, индуцируемая в элементарном кольце приемной катушки; g — геометрический фактор элементарных колец, на которые разбивается пространство цилиндрическими поверхностями радиусом r и горизонтальными плоскостями с расстоянием z от центра зонда; K_n — коэффициент зонда.

Центры элементарных колец расположены на оси зонда. Как следует из (II.14), ЭДС E_2 находится в противофазе (на это указывает знак минус) с током, питающим генераторную катушку, и является по отношению к нему активной составляющей. Фаза ЭДС E_1 , индуцируемая вторичным магнитным полем, отличается от фазы питающего тока на 90° . Амплитудное значение ЭДС, индуцируемой в приемной катушке вторичным магнитным полем, будет

$$E_0 = K_n \sigma_n \sum_r \sum_z g.$$

Сумма геометрических факторов элементарных колец для неограниченной среды при неучете скин-эффекта (геометрический фактор неограниченной среды) $G = \sum_r \sum_z g = 1$. Следова-

тельно, $E_0 = K_n \sigma_n$, или $\sigma_n = E_0 / K_n$; на практике измеряется не ЭДС E_0 , а величина сигнала, ей пропорциональная, $E_c = C E_0$, где C — коэффициент пропорциональности. И тогда определяем удельную электропроводность однородной среды

$$\sigma_n = E_0 / K_n = E_c / C K_n = E_c / K_c,$$

где K_c — коэффициент для перехода от величины сигнала к σ_n .

Так как среда, окружающая прибор, неоднородна, то замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся

проводимость σ_k , как и в случае замера кажущегося удельного сопротивления ρ_k . В результате измерений величину сигнала E_c определяют следующим образом:

$$\sigma_k = 1/\rho_k = E_c / K_c. \quad (II.15)$$

Коэффициент K_c выбирается с таким расчетом, чтобы в однородной среде σ_k соответствовала σ_n .

Для получения более точных данных об удельной электрической проводимости пород в зонд кроме двух главных катушек включают несколько дополнительных генераторных и измерительных катушек, называемых фокусирующими (фокусирующий индукционный зонд). При измерении фокусирующим зондом наблюдаемый сигнал представляет собой алгебраическую сумму сигналов всех пар генераторных и приемных катушек. Назначение дополнительных катушек — в комплексе с главными катушками уменьшить влияние промывочной жидкости, зоны проникновения и вмещающих пород на величину кажущейся проводимости, а также увеличить глубину исследования. Длина L зонда ИК соответствует расстоянию между главными генераторной и измерительной катушками. Например, длина шестикатушечного фокусирующего зонда $L = 1$ м, он обозначается шифром 6Ф1; восьмикатушечный фокусирующий зонд $L = 1,4$ м обозначается шифром 8И1,4.

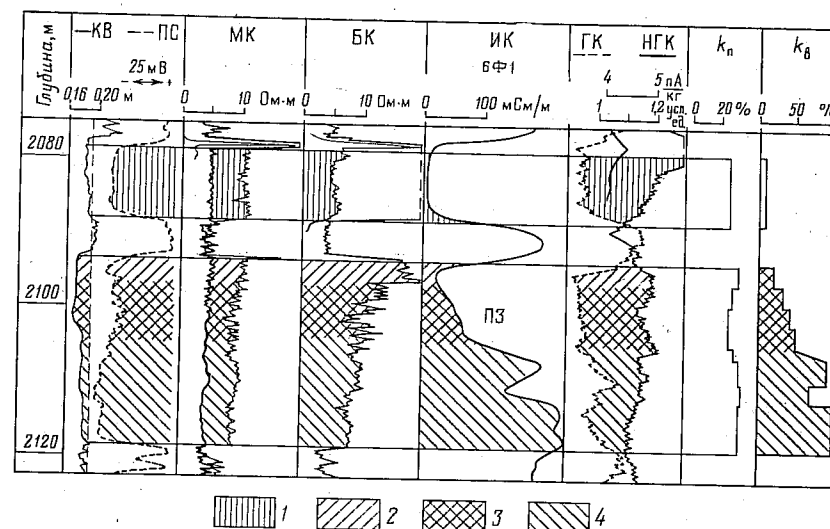


Рис. 49. Кривая индукционного каротажа в комплексе с кривыми других видов ГИС.

1 — газ; 2 — нефть; 3 — нефть с водой; 4 — вода

В ИК за единицу удельной электропроводности принимают $1/(\text{Ом}\cdot\text{м})$ или $\text{См}/\text{м}$. На практике пользуются более мелкой единицей, тысячной долей $\text{См}/\text{м}$ — $\text{мСм}/\text{м}$. При этом породам с удельным сопротивлением 10, 100, 1000 $\text{Ом}\cdot\text{м}$ будут соответствовать удельные электропроводности 100, 10 и 1 $\text{мСм}/\text{м}$.

Кривая кажущихся удельных проводимостей в индукционном каротаже регистрируется в линейном масштабе (рис. 49). Она соответствует перевернутой кривой кажущихся сопротивлений в практически гиперболическом масштабе. В связи с этим в области низких удельных сопротивлений кривая оказывается растянутой, а в области высоких сопротивлений — сжатой по сравнению с кривыми, записанными в обычном масштабе сопротивлений. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой против пород, имеющих низкое удельное сопротивление, и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением. На кривой ИК более наглядно, чем на кривых сопротивлений, выделяется область переходной зоны (ПЗ) (см. рис. 49).

КАЖУЩАЯСЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРОВОДИМОСТЬ И ФОРМА КРИВОЙ

Сигнал, измеряемый при индукционном каротаже, зависит от электропроводности пород, промывочной жидкости и зоны проникновения, мощности пластов, диаметров скважины и зоны проникновения, типа и размера зонда, тока питания и частоты поля.

Согласно приближенной теории индукционного каротажа, измеряемое напряжение (сигнал) представляет собой сумму ЭДС, наводимых в измерительной катушке вихревыми токами, протекающими в элементарных кольцах, на которые разбивается пространство системой коаксиальных цилиндров и плоскостей, перпендикулярных к оси скважины. Электродвижущая сила каждого элементарного кольца равна произведению его удельной электрической проводимости σ_n на геометрический фактор g . Геометрический фактор среды G соответствует сумме геометрических факторов элементарных колец g и будет зависеть только от геометрических размеров и взаимного положения среды и зонда.

В общем случае показания, обусловленные той или иной средой, приближенно соответствуют произведению удельной электропроводности породы на геометрический фактор среды. В скважинах, заполненных ПЖ, проводящей электрический ток, в измерительных катушках возбуждается ЭДС, определяемая суммой ЭДС, возникающих в отдельных составных частях изучаемой среды: в стволе скважины, зоне проникновения, неизменной части пласта и вмещающей породе. Кажущаяся удельная электропроводность для пласта конечной мощности

$$\sigma_k = 1/\rho_k = G_c\sigma_c + G_{zp}\sigma_{zp} + G_n\sigma_n + G_{bm}\sigma_{bm}, \quad (\text{II.16})$$

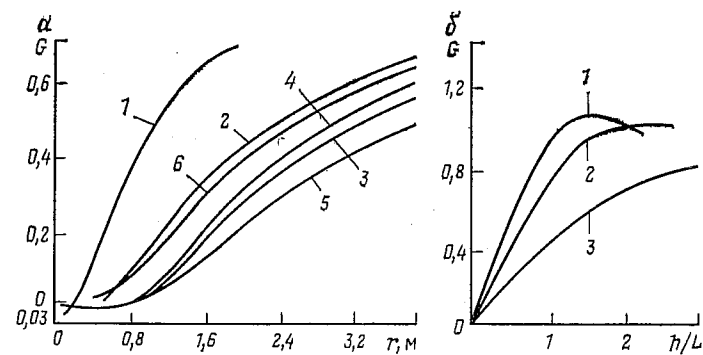


Рис. 50. Характеристики зондов индукционного каротажа без учета скин-эффекта.

α — радиальные характеристики: 1 — двухкатушечный зонд; 2 — 6Ф1 (аппаратура АИК-3), 3 — 6Ф40 и 6Э (аппаратура фирмы «Шлюмберге» и Э4), 4 — 4Ф1 (аппаратура ВИК-1), 5 — 8И1.4 (аппаратура АИК-4), 6 — 4И1 (аппаратура ПИК-1); б — вертикальные характеристики: 1 — 6Ф1; 2 — 6Ф40, 3 — двухкатушечный зонд с $L=1\text{м}$

где $\sigma_c, \sigma_{zp}, \sigma_n, \sigma_{bm}$ — удельные электропроводности соответственно промывочной жидкости, зоны проникновения, неизменной части пласта и вмещающих пород; G_c, G_{zp}, G_n, G_{bm} — геометрические факторы скважины, зоны проникновения неизменной части пласта и вмещающих пород; сумма геометрических факторов $G_c + G_{zp} + G_n + G_{bm} = 1$.

Важными характеристиками зондов индукционного каротажа являются: радиальная и вертикальная характеристики (рис. 50). Радиальная характеристика зонда ИК отражает приближенно без учета скин-эффекта зависимость геометрического фактора G цилиндра неограниченной длины от его радиуса r (рис. 50, а). По радиальной характеристике данного зонда ИК для пласта неограниченной мощности определяют значения геометрических факторов скважины, зоны проникновения, неизменной части пласта (G_c, G_{zp}, G_n). Исходя из этого, по формуле (II.16) вычисляют долю показаний, обусловленную каждой из этих сред. С этой целью для concentрического слоя, ограниченного поверхностями радиусов r_1 и r_2 , находят геометрический фактор путем отсчета по радиальной характеристике величин G_1 и G_2 для заданных радиусов и определяют их разности.

Вертикальной характеристикой зонда ИК называют зависимость G от мощности пласта h (рис. 50, б). По вертикальной характеристике оценивают влияние вмещающих пород на показания ИК, когда середина зонда совпадает со средней точкой слоя.

На основании строгой теории ИК, использованной при исследовании поля магнитного диполя, установлено, что радиальные и вертикальные характеристики, основанные на применении геометрических факторов, полученных в результате обобщений, являются приближенными. Решение прямой задачи

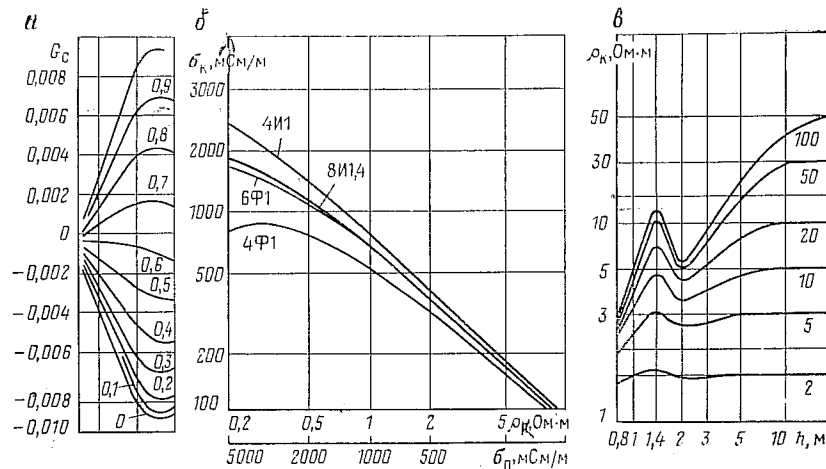


Рис. 51. Палетки для исправления показаний зонда ИК.

a — за влияние скважины d_c , шифр кривых эксцентриситет зонда 6Ф1 в скважине $e = a/r_c$ (где a — расстояние между осью зонда и осью скважины, r_c — радиус скважины), оцифровка горизонтальной оси (d_c) — 0,2, 0,3, 0,4, b — за скин-эффект, v — за влияние конечной мощности пласта, зонд 6Ф1, $\rho_{BM} = 1$, Ом·м; шифр кривых ρ_K^∞ в Ом·м

показывает также, что зависимость σ_K от σ_n в области высоких значений σ_n отличается от линейной, что обусловлено скин-эффектом. Исправление σ_K за влияние скин-эффекта производится с помощью палетки (рис. 51, б). Для этого по оси ординат откладываем значения, снятые с кривой ИК, а по абсциссе отсчитываем исправленные значения для данного зонда.

ФОРМА КРИВОЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ПРИ ИК

Токовые линии при ИК образуют вокруг оси скважины замкнутые окружности, располагающиеся в плоскости, перпендикулярной к оси прибора. В пластах со слабым наклоном относительно оси скважины токовые линии проходят в одной среде, не пересекая границ пластов. По кривым ИК (рис. 52), полученным зондом 6Ф1 для однородных одиночных пластов конечной мощности, видно, что они симметричны. Середины отклонений кривой при $h \geq 1,5$ м соответствуют границам пласта. При $h \leq 1$ м кривая имеет вид узкой пики, обращенной к середине пласта, выделение границ затруднено. Для зондов 8И1,4; 4И1; 4Ф1 кривые несимметричны. Это вызвано тем, что середина между главными катушками этих зондов не соответствует точке записи. На диаграммах ИК наиболее четко выделяются пласты малого сопротивления (проводящие), залегающие среди пластов высокого сопротивления.

Характерными (существенными) значениями кривой индук-

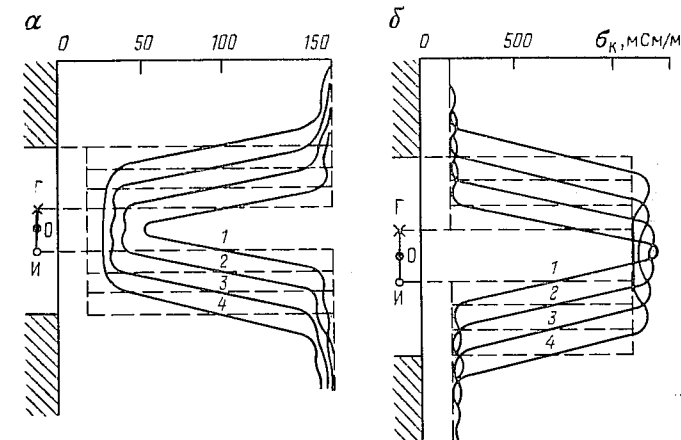


Рис. 52. Кривые кажущейся проводимости зонда ИК 6Ф1.

a — пласт высокого сопротивления ($\rho_n = 50$ Ом·м; $\rho_{BM} = 5$ Ом·м); b — пласт низкого сопротивления ($\rho_n = 5$ Ом·м; $\rho_{BM} = 50$ Ом·м). O — точка записи; Γ — главная генераторная катушка зонда; $И$ — главная измерительная катушка зонда. Шифр кривых — h в м

ционного каротажа, полученной против пластов конечной мощности, являются показания σ_K против пласта в интервале, уменьшенном на половину длины зонда со стороны кровли и подошвы. При мощности пласта, равной или близкой длине зонда, отсчитывают экстремальное значение (максимальное или минимальное).

Влияние скважины на показания индукционного каротажа определяется диаметром скважины (ее геометрическим фактором G_c) и удельной проводимостью ПЖ σ_c . С увеличением d_c и σ_c влияние скважины возрастает. Благодаря фокусировке современных зондов индукционного каротажа влияние скважины на показания ИК сведено к минимуму и становится заметным лишь при высокоминерализованной ПЖ. В этом случае оценка поправки за влияние скважины производится с помощью специальных палеток, представляющих зависимость G_c от d_c с учетом в нецентрированных зондах эксцентричного положения зонда (отклонения от оси скважины e). При этом $e = 2a/d_c$, где a — расстояние между осью скважины и осью зонда в м. Поправку за влияние скважины ($\Delta\sigma_c = G_c\sigma_c$) определяют по палетке, зная d_c и e . Значение $\sigma_{K\text{исп}}$, исправленное за влияние скважины, находят алгебраическим сложением величин $\Delta\sigma_c$ и существенного значения σ_K , отсчитанного против пласта (см. рис. 51, а). Влияние скважины сказывается в большей мере на показаниях, полученных зондом 6Ф1, и в наименьшей — на показаниях зонда 8И1,4.

Влияние вмещающих пород в индукционном каротаже существенно меньше, чем в методах сопротивления. В пластах конечной мощности (менее 3—4 м) существенные значения

σ_K необходимо приводить к показаниям против пластов неограниченной мощности.

Поправочный коэффициент за мощность определяют с помощью палеток, одна из которых изображена на рис. 51, в. С помощью таких палеток определяют кажущееся сопротивление, приведенное к условиям неограниченной мощности пласта ρ_K^∞ . В пластах без проникновения фильтрата ПЖ $\rho_K^\infty = \rho_n$.

В общем случае для пластов мощностью более 4 м без проникновения ПЖ существенные значения σ_K , исправленные за влияние скважины и скин-эффекта, могут быть приравнены к его истинной удельной проводимости σ_n или истинному удельному сопротивлению ρ_n .

Влияние зоны проникновения на результаты ИК фокусирующими зондами невелико при повышающем проникновении. Понижающее проникновение оказывает значительное влияние, начиная уже с проникновения ПЖ на глубину, превышающую три диаметра скважины. С увеличением отношения сопротивления неизменной части пласта к сопротивлению зоны проникновения влияние понижающего проникновения возрастает. Влияние скважины и зоны проникновения увеличивается во всех случаях с повышением сопротивления пород, слагающих разрез. Это обусловлено характером распределения токовых линий. При ИК зона проникновения и неизменная часть пласта в первом приближении подключены к «электрической цепи» параллельно, в то время как при БК — последовательно [см. (II.10) и (II.16)]. Очевидно, что на показания ИК большое влияние оказывает среда с малым сопротивлением, тогда как на показания БК — в основном среда большого сопротивления.

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА

Основной задачей интерпретации кривой ИК, как и других видов каротажа сопротивлений, является определение удельного сопротивления пластов. При отсутствии проникновения фильтрата ПЖ в пласт определение ρ_n по данным одной кривой ИК сводится к учету влияний скважины, скин-эффекта и ограниченной мощности пласта, что легко осуществляется с помощью специальных палеток (см. рис. 51). Определение ρ_n с помощью этих палеток ведется по следующей схеме: 1) определяют h , σ_K и σ_{BM} против исследуемого пласта (σ_{BM} равно среднеарифметическому из отсчетов против покрывающих и подстилающих пластов); 2) вводят поправку за влияние скважины $\Delta\sigma_c = \sigma_c G_c$, где σ_c — электропроводность ПЖ в мСм/м, G_c определяют по палетке (см. рис. 51, а) для известных d_c и ϵ , исправленное значение $\sigma_{K1} = \sigma_K - \Delta\sigma_c$; 3) зная σ_{K1} , переходят к ρ_K , при этом учитывают и скин-эффект (см. рис. 51, б); 4) выбирают палетку (см. рис. 51, в) с наиболее близким шифром ρ_{BM} и по данным ρ_K и h находят ρ_K^∞ ; 5) если измеренное значение

ρ_{BM}^* более чем на 20 % отличается от ρ_{BM} шифра палеток, измеренное значение ρ_K приводят к палеточным условиям: $\rho_K^{\infty'} = \rho_K^\infty (\rho_{BM}/\rho_{BM}^*)$ или $\rho_K^\infty = \rho_K^{\infty'} (\rho_{BM}^*/\rho_{BM})$. При отсутствии проникновения $\rho_K^\infty = \rho_n$.

При наличии зоны проникновения, когда $\rho_{зп}$ отличается от ρ_n неизменной части пласта, показания ИК интерпретируют с помощью трехслойных однозондовых или комплексных палеток. Однозондовые палетки рассчитаны для пластов неограниченной мощности и представляют собой графики зависимости ρ_K/ρ_c от ρ_n/ρ_c для известных значений d_c и $\rho_{зп}/\rho_c$. Палетка снабжена кривыми для фиксированных значений D/d_c и ρ_c . Для выбора нужной палетки и определения по ней ρ_n по кривой ИК требуется предварительное определение параметров D/d_c и $\rho_{зп}/\rho_c$. Это достигается проведением измерений ИК в комплексе с другими электрическими методами сопротивления.

Схема интерпретации сводится к отсчету существенного значения σ_K , внесению исправлений за влияние скважины, скин-эффекта и оценке ρ_K , приведению показаний к условиям пласта неограниченной мощности и нахождению по ординате палетки отношения ρ_n/ρ_c .

Показания ИК для определения трех неизвестных величин ρ_n , $\rho_{зп}$ и D интерпретируют обычно в комплексе с данными других зондов электрического каротажа с разными радиусами исследований. С этой целью разработаны комплексные приборы для одновременной регистрации кривых ИК, БК, потенциал- и градиент-зондов. К их числу относятся: прибор ЭЗМ для одновременной регистрации кривых ИК, КС потенциал-зондом ($AM=0,4$) и ПС; Э6, дающий возможность одновременно записать две кривые ИК зондами большой ИК_б и средней ИК_с глубин исследования, кривую БК_м малым зондом ($L=1$ м) и ПС.

Двух кривых сопротивления, регистрируемых прибором ЭЗМ, недостаточно для определения трех параметров ρ_n , $\rho_{зп}$ и D . Для определения этих параметров необходимо располагать дополнительными данными о $\rho_{зп}$, которые обычно получают по БМК. Зная $\rho_{зп}$, по отношению $\rho_{зп}/\rho_{КИАМ}$ оценивают характер проникновения. Если мощность пласта $h \geq 5$ м, то при $\rho_{зп}/\rho_{КИАМ} > 1$ имеет место повышающее проникновение; при $\rho_{зп}/\rho_{КИАМ} < 1$ — понижающее. При $h < 5$ м показания $\rho_{КИАМ}$ исправляют за ограниченную мощность пласта.

Для оценки параметров ρ_n и D прибором ЭЗМ и ρ_n , $\rho_{зп}$, D прибором Э6 применяют палетки (рис. 53). В зависимости от характера проникновения для оценки ρ_n и D используют палетки, составленные для повышающего (рис. 53, а) и понижающего (рис. 53, б) проникновения фильтрата в пласт, представляющие зависимости соответственно $\rho_{КИАМ}/\rho_{КИК}$ от $\rho_{зп}/\rho_{КИАМ}$ и $\rho_{зп}/\rho_{КИК}$ от $\rho_{зп}/\rho_{КИАМ}$, для семейства кривых D/d_c ; $\rho_{зп}/\rho_n$ и D/d_c ; $\rho_n/\rho_{зп}$.

Рассмотренные палетки рассчитаны для фиксированных d_c и пластов большой мощности. Но при исправлении значений ρ_K

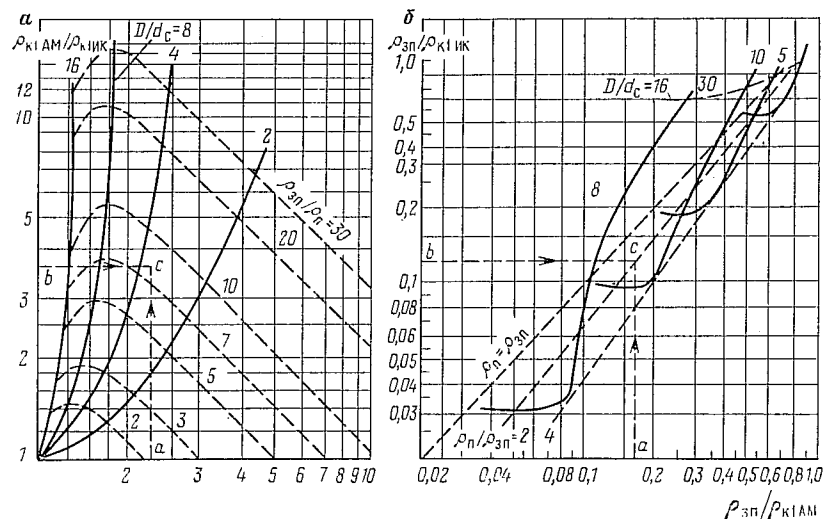


Рис. 53. Палетка для определения ρ_p и D . Приборы ЭЗ, ЭЗМ.

$a - \rho_p < \rho_{зп}$; $b - \rho_p > \rho_{зп}$; $d_c = 0,2$ м; $h = \infty$; $\rho_{к1АМ}$, $\rho_{к1ИК}$ — исходные данные, исправленные за влияние скважины, ограниченной мощности пласта, зоны проникновения (СКТВПГ). Порядок отсчета искомым значений показан стрелками (a , b , c)

за ограниченную мощность пласта могут быть использованы и для пластов малой мощности. Палетки рассчитаны для скважин двух диаметров: 0,2 и 0,3 м, но с допустимой погрешностью могут быть использованы соответственно при $0,14 \leq d \leq 0,25$ м и при $0,25 \leq d \leq 0,34$ м.

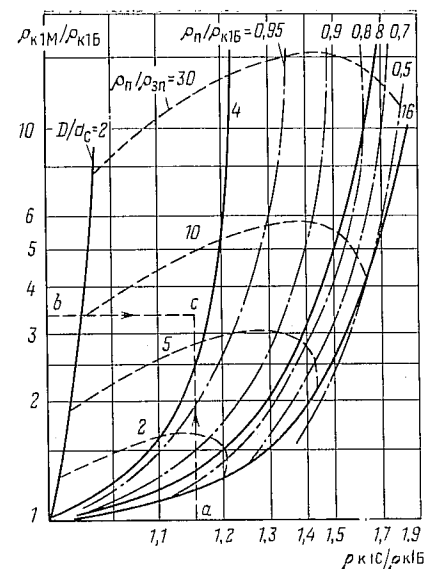
Наличие в приборе Э6 двух зондов ИК обеспечивает более высокую точность измерений в пластах с повышающим проникновением и в породах с относительно малым удельным сопротивлением ($\rho_p < 10$ Ом·м). При повышающем проникновении комплекс зондов Э6 дает возможность с достаточной надежностью выделять пласты-коллекторы и определять параметры ρ_p , $\rho_{зп}$ и D . Определение этих параметров производится с помощью палеток, построенных на основании усредненных расчетных данных, представляющих зависимость $\rho_{к1М}/\rho_{к1Б}$ от $\rho_{к1С}/\rho_{к1Б}$ для фиксированных значений D/d_c , $\rho_p/\rho_{к1Б}$, $\rho_{зп}/\rho_{зп}$ и d_c . Одна из таких палеток, построенная для повышающего проникновения, дана на рис. 54.

Поправки за скин-эффект, влияние скважины и вмещающих пород в показания зондов ИК прибора Э6 вносятся с помощью специальных номограмм. В показания БК_м поправка за влияние вмещающих пород из-за его малых размеров ($L = 1$ м) не вносится. На показания зондов прибора Э6 заметно сказывается влияние скважины, поэтому при $d_c \geq 0,19$ м все измерения этим прибором следует проводить с отклонителем прибора от стенки скважины (отклонитель — резиновые манжеты на приборе).

Рис. 54. Палетка для определения ρ_p , $\rho_{зп}$, D .

Прибор Э6; $\rho_p < \rho_{зп}$; $d_c = 0,2$ м; $h = \infty$.

Исходные данные: $\rho_{к1М}/\rho_{к1Б}$, $\rho_{к1С}/\rho_{к1Б}$, $d_c = (\text{СКТВ ПГ})$. Порядок отсчета искомым значений показан стрелками (a , b , c)



При понижающем проникновении определение ρ_p , $\rho_{зп}$ и D затрудняется. Это вызвано уменьшением глубинности исследования зондов ИК и увеличением глубинности зонда БК при $\rho_{зп} < \rho_p$. В результате расхождение в значениях показаний большого ИК_Б и малого БК_м зондов прибора Э6 становится значительно меньше, чем в случае повышающего проникновения. В этих условиях комплекс зондов Э6 не дает возможности однозначно определять параметры ρ_p , $\rho_{зп}$ и D , так как каждому сочетанию зафиксированных зондами значений ρ_k соответствует несколько сочетаний определяемых параметров.

В условиях понижающего проникновения более надежные результаты определения параметров ρ_p , $\rho_{зп}$ и D возможны при использовании в комплексе зондов Э6 вместо малого зонда БК_м комплексного зонда Э1. В комплекс исследований зондом Э1 входят зонды БКЗ, БК и ПС.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА

В отличие от других методов сопротивления в ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промысловой жидкостью. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используются непроводящие ПЖ (приготовленные на нефтяной основе), а также в сухих скважинах.

Благоприятные результаты получают при исследовании индукционным каротажем разрезов пород низкого и среднего сопротивления и при наличии повышающего проникновения фильтра ПЖ в пласт.

По диаграммам индукционного каротажа можно более точно определить положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

Применение индукционного каротажа ограничено при солевой ПЖ сопротивлением менее 0,1 Ом·м и высоком удельном сопротивлении пород. Разрезы, представленные породами с удельным сопротивлением более 50 Ом·м, нечетко расчленяются приборами ИК.

По одной кривой ИК удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения филътрата ПЖ в пласт или при неглубоком проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в комплексе с другими методами сопротивлений. При комплексных измерениях (ИК, БК, потенциал- и градиент-зондами) возможны более надежное выделение в разрезе пластов-коллекторов и определение их удельного сопротивления ρ_n , зоны проникновения $\rho_{зп}$ и диаметра зоны проникновения D .

Результаты комплексных измерений ИК, БК и других кривых КС принято представлять в логарифмическом масштабе. Это дает возможность в одних и тех же единицах (логарифма сопротивления) регистрировать показания бокового и индукционного каротажа. В качестве «нулевого уровня» при логарифмической записи выбирают минимальную величину, равную 0,01 или 0,001 измеряемой величины, представляющей практический интерес и уверенно регистрируемой. При логарифмической шкале кривые сопротивления регистрируются с постоянной относительной погрешностью отсчета в области как больших, так и малых сопротивлений. При регистрации в линейных масштабах запись кривой КС ведется тремя гальванометрами и на отдельных участках разреза регистрируется в двух и даже трех линейных масштабах, что затрудняет сопоставление кривых и их дальнейшую обработку.

Впервые логарифмический масштаб регистрации кривых сопротивлений был осуществлен в Советском Союзе в 1934 г. при каротаже скважин Ишимбайского нефтяного месторождения, вскрывавших известняки высокого сопротивления артинского яруса.

§ 8. УНИВЕРСАЛЬНЫЕ СПОСОБЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КРИВЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Измерение кажущихся сопротивлений осуществляется зондами различных типов. В результате получают кривые кажущихся сопротивлений. Для комплексной обработки этих кривых при определении величин ρ_n , $\rho_{зп}$ и D используют универсальные способы интерпретации.

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯ, ИЗМЕРЕННЫХ ОБЫЧНЫМИ ЗОНДАМИ ИК И БК

На первом этапе комплексной интерпретации определяют удельное сопротивление пород по величинам кажущихся сопротивлений, измеренных разными зондами, предполагая, что зона проникновения отсутствует — среда двухслойная. Получение практически одинаковых результатов для всех зондов подтверждает правильность сделанного предположения, и найденные ве-

личины соответствуют истинным удельным сопротивлениям пласта. Различие удельных сопротивлений, определенных разными зондами, указывает на наличие зоны проникновения. В этом случае отдельно обрабатывают величины кажущихся сопротивлений, полученные зондами малого и большого радиусов исследований. Зонды малого радиуса исследований служат для определения удельного сопротивления зоны проникновения, а зонды большого радиуса — удельного сопротивления неизменной части пласта.

Определение удельного сопротивления зоны проникновения и неизменной части пласта проводят следующим образом.

1. По величинам кажущихся сопротивлений, зарегистрированных зондами малого радиуса исследований (градиент-зондами с $AO/d_c = 2 \div 5$ или потенциал-зондами с $AM/d_c = 1 \div 3$), приблизительно определяют удельное сопротивление зоны проникновения (рис. 55).

2. По величинам кажущихся сопротивлений, зарегистрированных зондами большого радиуса исследований, определяют приближенные значения удельного сопротивления неизменной части пласта. Величину ρ_n получают для ряда заданных D/d_c — 1; 2; 4 и более для принятого приближенного значения $\rho_{зп}$. Найденные таким образом удельные сопротивления обычно отличаются от действительного ρ_n и являются условными. Условные значения сопротивлений, зарегистрированные большими зондами различной длины, равны удельному сопротивлению пласта в его неизменной части только в том случае, когда найденная величина D/d_c соответствует своему фактическому значению.

На практике обычно удается подобрать два соседних значения D/d_c , для которых наилучшим образом выполняется указанное выше условие. В результате определяют в первом приближении искомые величины ρ_n и D/d_c , а по ним более точно — удельное сопротивление зоны проникновения — второе его приближение. Полученные данные в свою очередь могут лечь в основу более точного определения ρ_n и D/d_c . Расчет продолжается до тех пор, пока произойдет уточнение результатов. На практике ограничиваются первым приближением удельного сопротивления пласта ρ_n' и относительного диаметра зоны проникновения $(D/d_c)'$ и вторым приближением удельного сопротивления зоны проникновения $\rho_{зп}'$, так как дальнейшие приближения мало улучшают результаты.

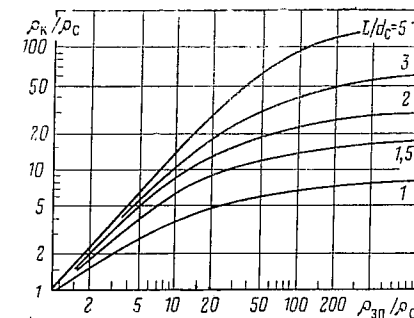
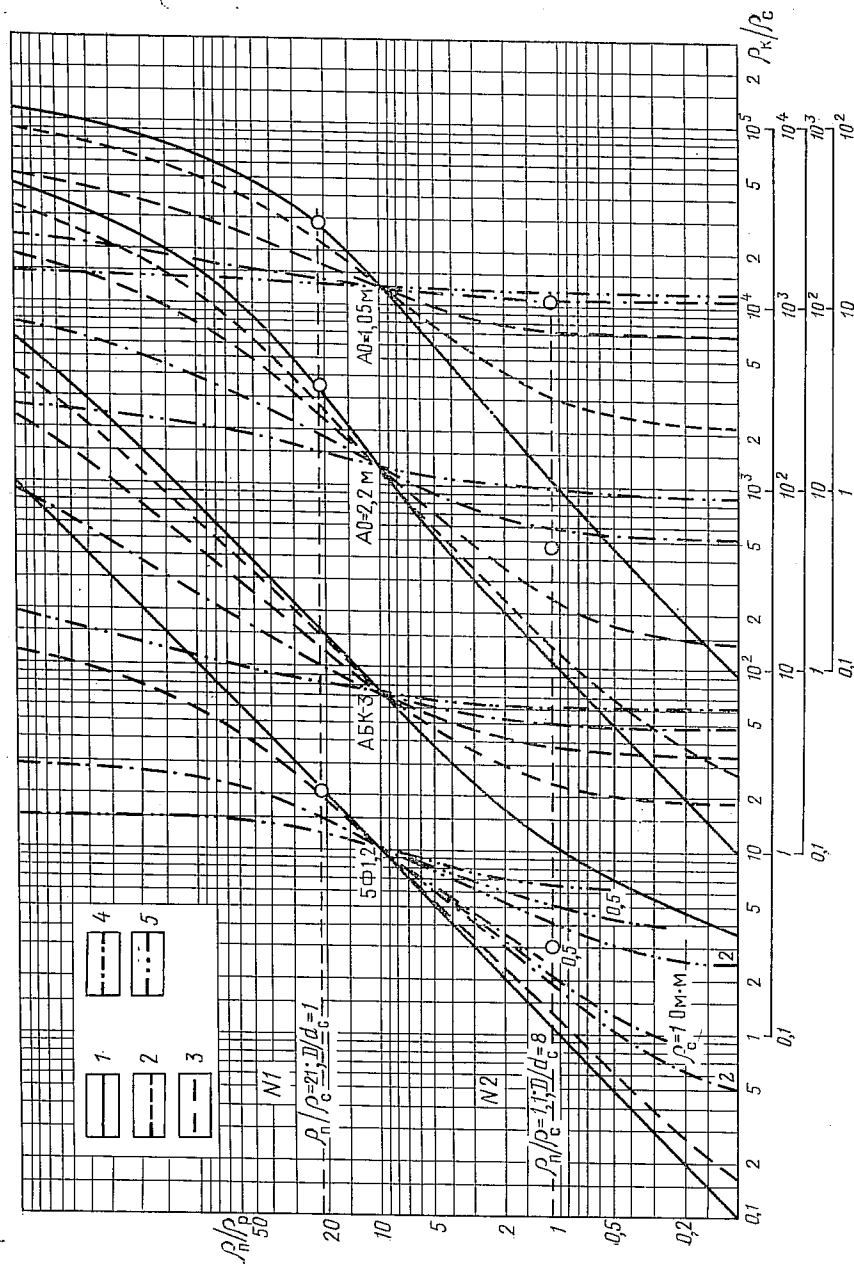


Рис. 55. Палетка для определения $\rho_{зп}$ для градиент-зонда



Универсальный способ определения удельного сопротивления может быть применен в двух вариантах — графическом и табличном. Для графического варианта составлены сводные палетки, которые предназначены для оценки удельного сопротивления пластов по кривым зондов индукционного каротажа, трехэлектродного бокового каротажа БК-3 и градиент-зондов длиной 1 и 2,2 м. На каждой палетке содержится пять-шесть групп кривых зависимости ρ_k/ρ_c от ρ_p/ρ_c , соответствующих пяти-шести зондам различных типов. Для каждого зонда имеются пять кривых, соответствующих диаметру зоны проникновения, равному $1,2d_c$, $4d_c$, $8d_c$, $16d_c$, а для зондов индукционного каротажа при D/d_c , равном 8 и 16, — по три-четыре кривые для ρ_c , равных 0,5; 1; 2 и 4 Ом·м. Палетки составлены для различных значений d_c и $\rho_{эл}/\rho_c$. Одна из палеток приведена на рис. 56. Шкалы кривых и их взаимное расположение на всех палетках одинаковы, а шкала ρ_p/ρ_c является общей для различных зондов.

Порядок определения удельного сопротивления неизменной части пласта с помощью таких палеток следующий.

1. Получают отношение $\rho_{эл}/\rho_c$ с помощью палетки $\rho_{эл}$ (см. рис. 55) и выбирают соответствующую сводную палетку с учетом диаметра скважины.

2. Выбранную палетку совмещают с прозрачным бланком, на котором проводят линии, соответствующие шкале ρ_p/ρ_c и перпендикулярные к ней. На линии наносят значения отношений кажущихся сопротивлений исследуемого пласта к сопротивлению раствора $\rho_{к1}/\rho_c$, $\rho_{к2}/\rho_c$, ..., зарегистрированных различными зондами. Перемещая бланк при совмещенных шкалах ρ_p/ρ_c , добиваются, чтобы все точки на горизонтальной линии расположились на кривых одинакового значения D/d_c , и по шкале ρ_p/ρ_c отсчитывают величину удельного сопротивления пласта. Полученные значения D/d_c и ρ_p/ρ_c являются приближенными и служат для корректирования $\rho_{эл}/\rho_c$ и уточнения величин ρ_p/ρ_c и D/d_c .

Раздельная обработка данных, полученных малыми и большими зондами, облегчает применение универсальных вычислительных машин для определения удельного сопротивления.

Ниже приведены примеры использования сводной палетки для интерпретации кривых сопротивления.

Пример 1. Пласт залегает в интервале 2445—2470 м, $\rho_c = 0,60$ Ом·м, $d_c = 250$ мм (рис. 57). Величина кажущихся сопротивлений и проводимости, зарегистрированные разными зондами: $N0,1M0,5A$ —8 Ом·м, $N0,1M1A$ —17 Ом·м, $N0,25M2,25A$ —20 Ом·м, $5Ф1,2$ —64 мСм/м.

Переходим от величины кажущейся электропроводности, полученной на кривой индукционного каротажа, к значениям кажущегося сопротивления и исправляем их за влияние скважины и мощности пласта с помощью палетки (см. рис. 51 АО: $\rho_k = 15,6$ Ом·м — $\rho_{к. исп} = 12$ Ом·м. Определяем отно-

Рис. 56. Сводная палетка для зондов 5Ф12; БК-3; АО=1,05; АО=2,25 м; $d_c = 10,25$ м; $\rho_{эл}/\rho_c = 10$.

№ 1 и № 2 — рассмотренные примеры; 1—5 — значения соответственно 1, 2, 4, 8, 16

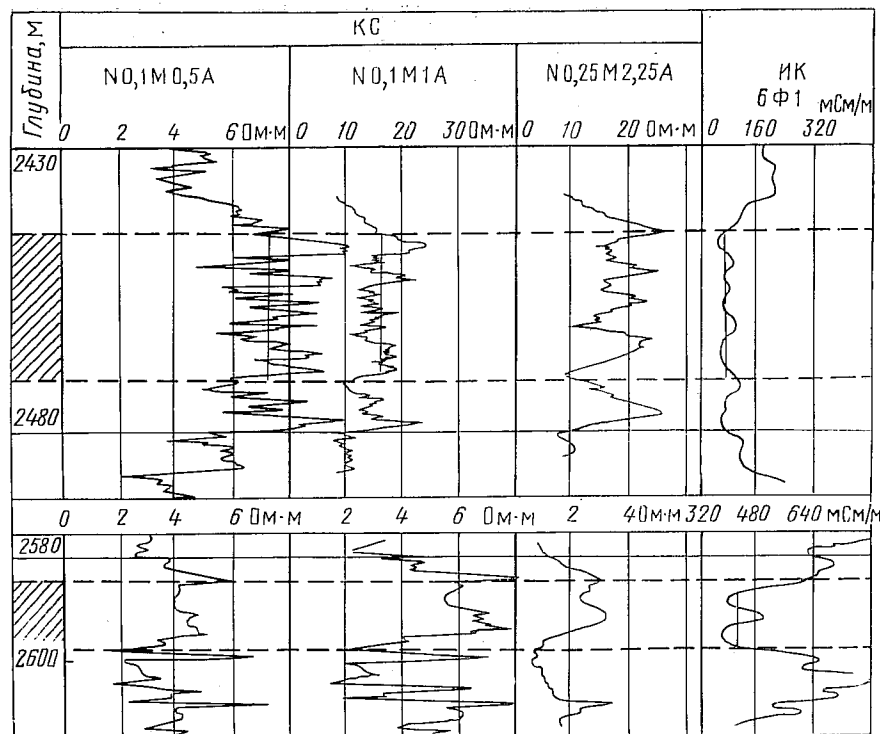


Рис. 57. Каротажная диаграмма, используемая в примере интерпретации с помощью сводной палетки (см. рис. 56)

шенные ρ_k/ρ_c для всех зондов: $\rho_{k,0,55}/\rho_c = 13,2$; $\rho_{k,1,05}/\rho_c = 28,4$; $\rho_{k,2,1}/\rho_c = 33$; $\rho_{k,10,5}/\rho_c = 20$.

Для выбора сводной палетки необходимо располагать параметрами $\rho_{\text{эл}}/\rho_c$ и d_c . Первую находим по отношению $\rho_{k,0,55}/\rho_c$, используя палетку $\rho_{\text{эл}}/\rho_c$ для градиент-зонда (см. рис. 55) $\rho_{\text{эл}}/\rho_c \approx 15$. На ближайшую по параметрам сводную палетку ($\rho_{\text{эл}}/\rho_c = 10$; $d_c = 250$ мм) (см. рис. 56) накладываем лист кальки и проводим на нем вертикальную и горизонтальную линии, соответствующие осям палетки. На горизонтальную ось бланка, пользуясь шкалами палетки, наносим точки, соответствующие рассчитанным для каждого зонда значениям ρ_k/ρ_c , и проводим окружности радиусами $0,1 \rho_{k,1,05}/\rho_c$ с центром в указанных точках.

Передвигая бланк вверх так, чтобы вертикальные оси на кальке и палетке совпадали, совмещаем нанесенные точки со сплошными кривыми ($D/d_c = 1$) и оцениваем наличие или отсутствие зоны проникновения. При отсутствии зоны проникновения все точки ложатся на сплошные кривые с разбросом не более 10–20 %. При несовпадении нанесенных на кальку точек со сплошными кривыми палетки совмещаем точку, соответствующую градиент-зонду с $AO = 1,05$ м, со сплошной кривой палетки для этого зонда и по положению остальных точек судим о характере проникновения. Отклонение точек влево от сплошных линий указывает на наличие повышающего проникновения, вправо — понижающего.

В рассматриваемом примере, как видно из рис. 56, все точки по горизонтали совпадают со сплошными линиями, что свидетельствует об отсутствии здесь проникновения промыточной жидкости в пласт.

Проведя горизонтальную линию через найденные точки, отсчитываем на вертикальной оси палетки (см. рис. 56) значение $\rho_{\text{эл}}/\rho_c = 21$ или при $\rho_c = 0,6$ Ом·м находим значения $\rho_{\text{эл}} = 12,6$ Ом·м.

По данным обработки БКЗ, удельное сопротивление данного пласта $\rho_{\text{эл}} = 13$ Ом·м. Пласт плотный без проникновения, $D = d_c$.

Пример 2. Пласт в той же скважине залегает в интервале 2585–2598 м, $\rho_c = 0,6$ Ом·м, $d_c = 250$ мм (см. рис. 57). Против пласта отсчитываем значения ρ_k для каждого зонда и вычисляем отношения: $\rho_{k,0,55}/\rho_c = 7$; $\rho_{k,1,05}/\rho_c = 10,7$; $\rho_{k,2,1}/\rho_c = 4,7$; $\rho_{k,10,5}/\rho_c = 30$. Находим по малому градиент-зонду и уточняем по палетке (см. рис. 55) $\rho_{\text{эл}}/\rho_c = 7,5$. Ближайшая по параметрам сводная палетка остается той же (см. рис. 56). Совмещаем точки $\rho_{k,1,05}/\rho_c = 10,7$ со сплошной линией палетки и убеждаемся в наличии здесь повышающего проникновения. При дальнейшем совмещении находим, что в положении пунктирной линии (см. рис. 56, пример 2) точки совмещаются в пределах допустимой точности с кривыми $D/d_c = 8$. По оси ординат отсчитываем $\rho_{\text{эл}}/\rho_c = 11,0$ и $\rho_{\text{эл}} = 0,66$ Ом·м. Эти данные согласуются с результатами обработки БКЗ; $\rho_{\text{эл}} = 0,9$ Ом·м; $\rho_{\text{эл}}/\rho_c = 10$; $D/d_c = 8$.

ИЗОРЕЗИСТИВНАЯ МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ КРИВЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ

Для определения значений $\rho_{\text{эл}}$, $\rho_{\text{эл}}/\rho_c$ и D пласта коллектора применяют также изорезистивную методику комплексной интерпретации данных БКЗ и кажущихся сопротивлений, регистрируемых зондами других типов (БК, ИК и др.).

Методика построена на теоретических и экспериментальных исследованиях показаний БКЗ, БК и ИК для пластов, различающихся по мощности и условиям проникновения в них флюида ПЖ. При этом учтена электрическая неоднородность зоны проникновения. При диаметре ее более $4d_c$ выделяют две части: промытую зону с неизменным сопротивлением; градиентную зону, в которой сопротивление линейно снижается или нарастает.

Полученные результаты наносят на трехслойные палетки БКЗ в виде дополнительной изорезистивной кривой $\rho_k^3/\rho_c = f(h/d)$ (где ρ_k^3 — эквивалентное сопротивление) для заданных значений $\rho_{\text{эл}}/\rho_c$ и D/d_c (шифр палетки БКЗ). Изорезистивная кривая является геометрическим местом точек, в которых показания эквивалентных градиент-зондов палетки БКЗ совпадают с показаниями однократных кривых сопротивления. На рис. 58 изорезистивные кривые построены по диаграммам

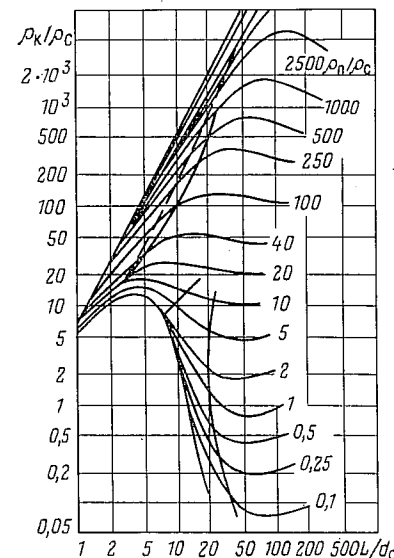


Рис. 58. Палетка БКЗ-4/20, $D/d_c = 4$; $\rho_{\text{эл}}/\rho_c = 20$ с изорезистивными линиями 8И1,4 (сплошная) и БК-3 (пунктир) (по данным ВНИГИК).

БК-3 и 8И1.4. При построении изорезистивной кривой показания БК исправляют за h и d_c (см. рис. 40), показания ИК — за скин-эффект (см. рис. 51, б). Комплексная интерпретация данных БКЗ, БК, ИК нашла применение при определении $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{зп}}$ и D пластов малой, средней и большой мощности.

Глава III

ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Диэлектрический каротаж (ДК) является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся диэлектрической проницаемости горных пород.

§ 9. ДИЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД И ПРИНЦИП ЕЕ ИЗМЕРЕНИЙ

При помещении любого вещества в электрическое поле электрические заряды, составляющие вещество (электроны, атомные ядра), испытывают влияние этого поля. В результате часть зарядов начинает направленно перемещаться, образуя электрический ток. Другие заряды будут перераспределяться так, что «центры тяжести» положительных и отрицательных зарядов сместятся друг относительно друга, произойдет поляризация вещества. Соответственно по этим двум процессам вещества делятся на проводники электрического тока (металлы, электролиты, плазмы) и диэлектрики. Горные породы под действием электрического поля поляризуются и относятся к диэлектрикам. При наличии поляризации напряженность поля E в веществе отличается от напряженности E_0 первичного поля $E = E_0 / (1 + \kappa)$, где κ — диэлектрическая восприимчивость, безразмерная величина, характеризующая способность диэлектрика к поляризации.

Для характеристики диэлектрических свойств среды — ее реакции на электрическое поле, — вводится понятие диэлектрической проницаемости $\epsilon_{\text{п}} = 1 + \kappa$, измеряемая в фарадах на метр. В вакууме диэлектрическая восприимчивость $\kappa = 0$, а диэлектрическая проницаемость $\epsilon_0 = 1 \text{ Ф/м}$. Диэлектрическая проницаемость $\epsilon_{\text{п}}$ является одним из физических свойств горной породы и показывает, во сколько раз возрастает емкость конденсатора, если вместо вакуума между обкладками в качестве диэлектрика поместить ту или иную породу. На практике пользуются безразмерной относительной диэлектрической проницаемостью $\epsilon = \epsilon_{\text{п}} / \epsilon_0$, показывающей, во сколько раз диэлектрическая проницаемость вещества $\epsilon_{\text{п}}$ больше диэлектрической проницаемости вакуума ϵ_0 .

Диэлектрическая проницаемость горных пород зависит от их состава, содержания в них твердой, жидкой и газообразной фаз,

а также от частоты электрического поля и температуры. Главные породообразующие минералы имеют малую $\epsilon = 4 \div 10$, а вода при 20°C — 80.

Диэлектрическая проницаемость пород в большой степени зависит от их водонасыщенности. Экспериментально установлено, что $\epsilon_{\text{в}}$ воды мало зависит от минерализации, а следовательно, и от удельного сопротивления воды $\rho_{\text{в}}$ и снижается с увеличением температуры. С ростом температуры от 0 до 100°C $\epsilon_{\text{в}}$ падает с 88 до 55 отн. ед. Для нефти $\epsilon_{\text{н}} = 2 \div 3$, соответственно диэлектрическая проницаемость нефтенасыщенной породы $\epsilon_{\text{п}} = 6 \div 10$. В нефтегазонасыщенных коллекторах $\epsilon_{\text{п}}$ определяется в основном содержанием остаточной воды, так как $\epsilon_{\text{в}}$ воды во много раз превышает $\epsilon_{\text{н}}$ нефти, газа и скелета породы. В первом приближении считают, что

$$\epsilon = (1 - k_{\text{п}}) \epsilon_{\text{ск}} + (k_{\text{в}} \epsilon_{\text{в}} + k_{\text{н}} \epsilon_{\text{н}}) k_{\text{п}}, \quad (\text{III.1})$$

На рис. 59, а иллюстрируется линейное увеличение ϵ с ростом коэффициента водонасыщенности $k_{\text{в}}$ для песка, известняка и глин. Высокие значения ϵ глин (до 50—60) объясняются наличием в них значительного количества связанной воды. Для чистых неглинистых водонасыщенных коллекторов существует также линейная зависимость между ϵ и $k_{\text{п}}$ (рис. 59, б). Таким образом, значения ϵ , измеренные в скважине, могут быть использованы для прогнозирования характера насыщения коллектора, а при благоприятных условиях — для определения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности.

Для исследования высокочастотного электромагнитного поля, применяемого при диэлектрическом каротаже, используют трехкатушечный зонд, состоящий из генераторной Г и двух измерительных I_1 и I_2 (или двух генераторных и одной измерительной) катушек (рис. 60). Расстояние между одноименными сближенными катушками зонда является базой зонда Δz , середина этого расстояния соответствует точке записи; расстояние от удаленной катушки до точки записи называют длиной зонда L . С помощью генераторной катушки в скважине возбуждается высокочастотное электромагнитное поле. Волна, распространяющаяся от источника, частично отражается от стенки скважины, а частично проникает¹ во вмещающие породы.

Волна, распространяющаяся по скважине, быстро затухает, что обусловлено малым диаметром скважины по сравнению с длиной волны (0,3—0,5 м), а также относительно низким удельным электрическим сопротивлением промысловой жидкости (0,7—1 Ом·м). В породах, окружающих источник, волна распространяется на значительное расстояние, которое возрастает с увеличением удельного сопротивления породы. Проходя-

¹ В установившихся гармонических колебаниях нет фронта волны, перемещающегося в пространстве, и выражения «волна распространяется», «волна проникает» означают перемещение в пространстве некоторой синфазной поверхности.

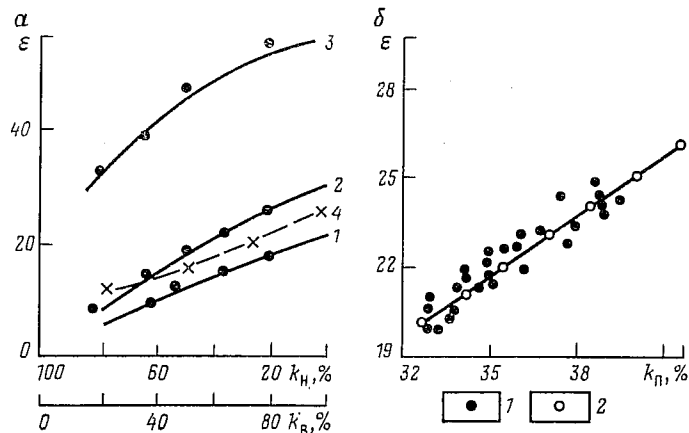


Рис. 59. Зависимости диэлектрической проницаемости: α — от коэффициента нефтегазонасыщенности (водонасыщенности), 1 — кварцевый песок, 2 — гранулярный известняк, 3 — глина с $\rho_v = 18 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $k_n = 37,5 \%$ (по С. М. Аксельроду), 4 — песчаник с $k_n = 25 \%$ (по А. И. Жукову); б — от пористости водонасыщенного кварцевого песка, 1 — экспериментальные точки, 2 — расчетные данные

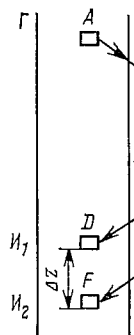


Рис. 60. Схема трехэлементного зонда диэлектрического каротажа. Г — генераторная катушка; И₁, И₂ — измерительные катушки; ABCD и ABCEF — путь волны

щая волна, скользая по породе вдоль стенки скважины, образует в скважине преломленную (боковую) электромагнитную волну. Скорость ее распространения соответствует скорости распространения колебаний во вмещающих породах.

Для зондов, длина которых в несколько раз превышает диаметр скважины, поле в точке измерений определяется боковой волной. Путь волны от источника до измерительной катушки складывается из участков AB, BC, CD и EF. На участках AB, CD и EF происходят затухания и фазовый сдвиг колебаний, обусловленные электрическими параметрами скважины, а на участках BC, CE — параметрами пород. Наличие двух измерительных катушек при измерении относительных характеристик обеспечивает исключение влияния скважины. Электромагнитное поле в каждой точке пространства характеризуется фазой φ и амплитудой h , которые зависят от частоты электромагнитного поля ω , типа и размеров зонда, а также от электрических свойств ρ_n и ε окружающей среды. ЭДС, индуцируемая в измерительных катушках зонда, пропорциональна магнитной компоненте поля. При этом могут регистрироваться следующие характеристики высокочастотного поля в точках расположения

измерительных катушек зонда, свободные от влияния скважины: $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$, $|h_{z_1} - h_{z_2}|/h_{z_1}$, $|h_{z_1} - h_{z_2}|/h_{z_2}$ и др., где h_z — амплитуда суммарного поля; z_1 и z_2 — расстояние до первой удаленной от непарной и второй ближайшей к непарной измерительных катушек; $|h_{z_1} - h_{z_2}|$ — разностная амплитуда вторичного поля; $\Delta\varphi$ — разность фаз первой φ_1 и второй φ_2 измерительных катушек.

Влияние среды на поле в сильной мере зависит от отношения $\omega\varepsilon/\sigma$, т. е. от соотношения между токами смещения и токами проводимости. С повышением частоты влияние проводимости на фазу снижается и при очень высоких частотах практически исключается даже в породах малого сопротивления. Амплитуда в отличие от фазы испытывает влияние проводимости и на высоких частотах.

В приближенных расчетах разность фаз

$$\Delta\varphi = a_\varphi(z_1 - z_2) = a_\varphi\Delta z, \quad (\text{III.2})$$

где a_φ — фазовая постоянная: $a_\varphi = \omega\sqrt{\varepsilon\mu}$ ($\omega = 2\pi f$ — частота поля; μ — магнитная проницаемость среды), или

$$a_\varphi = \omega\sqrt{\varepsilon}/c, \quad (\text{III.3})$$

где $c = 3 \cdot 10^8 \text{ м/с}$.

При $\omega\varepsilon/\sigma \gg 1$ (породы высокого сопротивления), когда токи смещения преобладают над токами проводимости, фазовая постоянная a_φ не зависит от проводимости среды, и выражение (III.2) с учетом (III.3) записывается следующим образом:

$$\Delta\varphi = (\omega\sqrt{\varepsilon}/c)\Delta z, \text{ соответственно}$$

$$\varepsilon = \Delta\varphi^2 c^2 / \omega^2 \Delta z^2, \quad (\text{III.4})$$

т. е. для определения ε в заданных условиях достаточно измерить величину $\Delta\varphi$.

При $\omega\varepsilon/\sigma \ll 1$ (породы малого сопротивления), когда токи проводимости значительно преобладают над токами смещения, диэлектрическая проницаемость ε среды слабо влияет на характеристики высокочастотного поля; амплитуда и фаза поля зависят в основном от электропроводности среды σ .

В зависимости от измеряемых величин ε или σ различают соответственно два вида электрического каротажа: волновой диэлектрический каротаж — ВДК и диэлектрический индуктивный каротаж — ДИК. Диэлектрический индуктивный каротаж не получил пока промышленного применения.

§ 10. ВОЛНОВОЙ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Волновой диэлектрический каротаж проводят в скважине с целью измерения диэлектрической проницаемости ε , используя разные характеристики высокочастотного поля. При этом наибольший практический интерес представляют разность фаз $\Delta\varphi$ или

$(\cos \Delta\varphi, \sin \Delta\varphi/2)$ * и относительная амплитуда вторичного поля $(h_{z_1} - h_{z_2})/h_{z_1}$ (отношение амплитуды вторичного поля к суммарному). Каждая из них зависит от диэлектрической проницаемости и сопротивления среды.

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

При выборе рабочих частот руководствуются также сопротивлением пород, слагающих разрез. В разрезах, сложенных породами с сопротивлением до 10 Ом·м или несколько больше, для измерения $\Delta\varphi$ целесообразно использовать частоты в пределах 40—60 МГц, при сопротивлении пород около 100 Ом·м и более можно ограничиться частотами 25—30 МГц.

Длина зонда на частотах 30—60 МГц лимитируется затуханием сигнала в пласте и скважине; в породах с удельным сопротивлением около 5 Ом·м сигнал достаточной величины можно получить зондом длиной до 1,2 м. Разрешающая способность ВДК определяется в основном расстоянием между измерительными катушками (базой зонда Δz). В аппаратуре диэлектрического каротажа АДК-1 применяют зонды с двумя измерительными катушками длиной $L = 85 \div 87$ см ($\text{И}_1\text{О}$, 25И₂О, 75Г) на частоте 43 МГц.

ВЛИЯНИЕ СКВАЖИНЫ

Из теоретических расчетов следует, что если длина зонда в 2—3 раза превышает диаметр скважины, на показания относительных характеристик поля (сдвиг фаз или отношение амплитуд) скважина не оказывает существенного влияния. Искажения кривых ВДК возможны в случае, когда измерительные катушки оказываются расположенными в интервалах с различными диаметрами скважины, обусловленными неровностями ее стенок и наличием каверн при $\rho_c < 1$ Ом·м. Для исключения влияния скважины в этих условиях рекомендуется проводить измерения с центрированным зондом.

Для пород высокого сопротивления при $\omega\varepsilon/\sigma_p > 1,1$ результаты измерений согласно (III.4) зависят в основном от ε и не зависят от проводимости среды σ_p . Практически формулой (III.4) можно пользоваться при оценке ε в случае $\rho_p > (30 \div 50)$ Ом·м. В породах меньшего сопротивления при $1,1 \geq \omega\varepsilon/\sigma \geq 0,2$ фазовый коэффициент a_φ и разность фаз $\Delta\varphi$ зависят не только от ε , но и от проводимости пород σ_p , поэтому ε находят по палеткам $\sin \Delta\varphi/2 = f(\rho_p)$ или $\cos \Delta\varphi = f(\rho_p)$, где ε — шифр кривых (рис. 61). Значение ρ_p при этом определяют по данным БК или малых градиент-зондов. Как видно из рис. 61,

* Форма кривых $\sin \Delta\varphi/2$ и $\cos \Delta\varphi$ практически идентична форме кривых $\Delta\varphi$. Величина $\Delta\varphi$ обычно колеблется в пределах 0,2—1,6 рад. При таких значениях аргумента синус и косинус изменяются практически линейно.

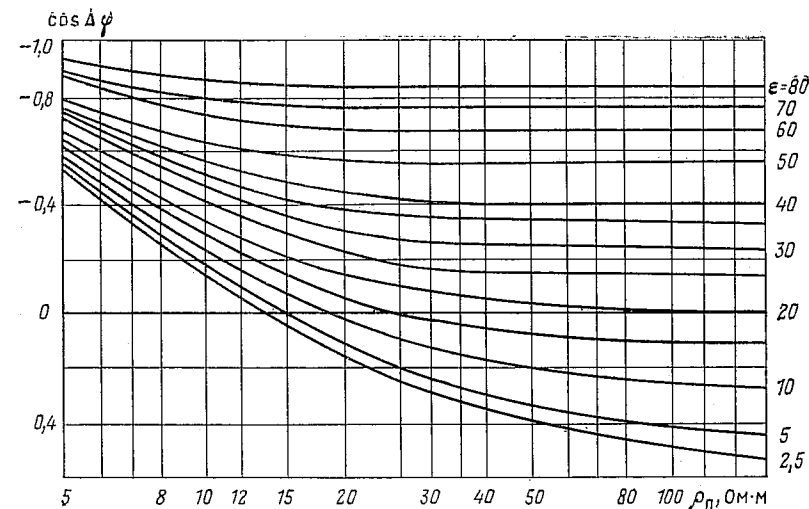


Рис. 61. Палетка ВДК для определения диэлектрической проницаемости по известным значениям $\cos \Delta\varphi$ и ρ_p . Зонд И₁О, 25И₂О, 75Г, частота тока 43 МГц (по В. В. Лихачеву)

при $\rho_p < 5$ Ом·м результаты измерений зондом ВДК почти полностью зависят от ρ_p и очень мало от ε , что исключает возможность определения ε для пород с $\rho_p < 5$ Ом·м.

ВДК предусматривает также раздельное определение ε и ρ_p при совместной регистрации одним и тем же зондом значений $\Delta\varphi$ и $(h_{z_1} - h_{z_2})/h_{z_1}$. Эти параметры характеризуют одинаковый объем среды, но $\Delta\varphi$ зависит в основном от ε , а отношение амплитуд $|h_{z_1} - h_{z_2}|/h_{z_1}$ — от проводимости породы. При измерении двух названных параметров отпадает необходимость в дополнительном определении ρ_p для вычисления ε .

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ВДК

Малая база зонда (0,2—0,3 м) и высокая рабочая частота (43 МГц) способствуют четкому выделению по кривой ВДК пластов как с низким, так и с высоким ε .

В однородной среде при выполнении условий $\omega\varepsilon/\sigma > 1,1$ значение ε , согласно (III.3), определенное по $\Delta\varphi$, соответствует истинному значению ε породы. При $\omega\varepsilon/\sigma < 1,1$, когда фазовый коэффициент a_φ и соответственно $\Delta\varphi$ зависят не только от ε , но и от σ , получим кажущееся значение ε_k . В неоднородной среде ε_k будет отличаться от ε вследствие влияния на параметр $\Delta\varphi$ неоднородности среды — вмещающих пород, зоны проникновения и др.

Зонды ВДК обладают небольшим радиусом исследования. Поэтому при проникновении фильтра ПЖ на глубину, превышающую $5d_c$, данные замеров отражают параметры зоны

проникновения $\epsilon_{\text{зп}}$. В случае водоносного пласта показания $\epsilon_{\text{зп}} = \epsilon_{\text{вл}}$, так как диэлектрическая проницаемость ϵ не зависит от минерализации воды.

Определение ϵ нефтегазоносного пласта при ВДК возможно только при неглубоком проникновении фильтрата ПЖ в пласт, когда $D < 4d_c$. В связи с этим при интерпретации кривых ВДК используются только двухслойные палетки, при $D > 4d_c$ метод ДК становится малоэффективным. Для повышения эффективности определения ϵ в этом случае рекомендуется проводить два последовательных измерения методом ВДК — зондами длиной 1—1,2 и 0,5—0,6 м. Этим достигается качественная оценка характера изменений $\epsilon_{\text{зп}}$ с изменением глубины исследования зоны проникновения. Уменьшение этих величин по мере увеличения глубины исследования характерно для нефтенасыщенных пород, постоянное значение $\epsilon_{\text{зп}}$ — для водонасыщенных.

Форма кривых ВДК против пластов конечной мощности несимметричная и зависит от расположения измерительных катушек относительно генераторной, от размера базы зонда и мощности пласта. При расположении измерительных катушек выше генераторной тонкий пласт, мощность которого близка к базе зонда ($\Delta z/h \geq 1$), отмечается снижением значений $\cos \Delta\varphi$ по сравнению с его истинной величиной; максимум кривой против тонкого пласта смещается к его подошве. С увеличением мощности пласта ($\Delta z/h < 1$) кривая приобретает слабосимметричную форму со смещением максимума к кровле пласта. Усредненные значения $\cos \Delta\varphi$ против средней части пласта соответствуют существенным значениям измеряемой величины.

Выделение границ пласта производится по середине спада кривой значений $\cos \Delta\varphi$, отсчитываемых в средней части пласта, до значений этих величин против вмещающих пород. Спад кривой происходит на интервале 0,25 м, равном длине базы зонда (рис. 62).

ПРИМЕНЕНИЕ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

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

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

Рис. 62. Кривые $\cos \Delta\varphi$, полученные зондом ВДК ИО, 25И₂O, 75Г против одного пласта (а, б и д), двух (г и е) и пачки (в) пластов.

Мощности пластов (в м). 1 — $\rho = 5$ Ом·м; $\epsilon = 40$, 2 — $\rho = 20$ Ом·м; $\epsilon = 20$, 3 — $\rho = 40$ Ом·м; $\epsilon = 20$; 4 — $\rho = 50$ Ом·м; $\epsilon = 5$; 5 — $\rho = 100$ Ом·м; $\epsilon = 10$

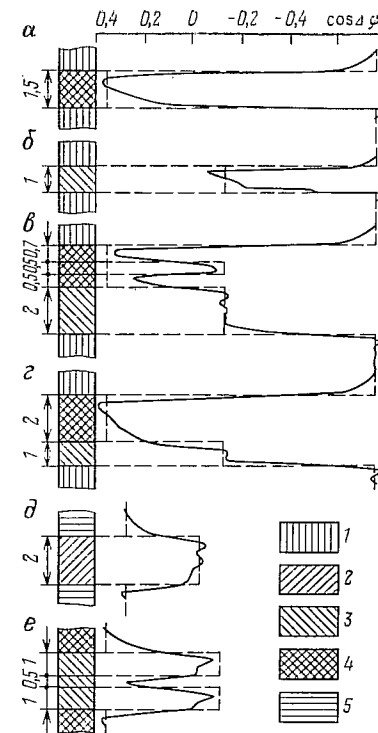
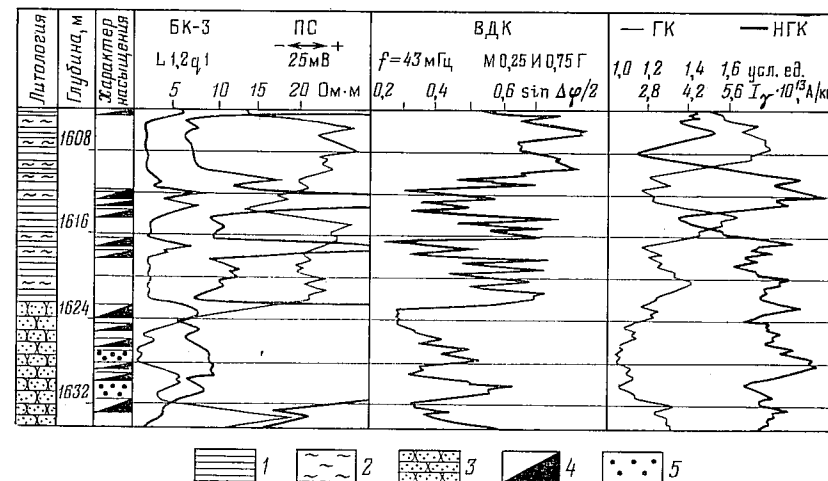


Рис. 63. Результаты интерпретации скважинной диаграммы ВДК.

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



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

Ограничения метода — невозможность оценки диэлектрической проницаемости пород с сопротивлением менее $4\text{—}5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. В этом случае токи проводимости превосходят по силе токи смещения ($\omega\epsilon/\sigma_n \leq 0,2$). Существенным недостатком метода является его малая глубинность. Зоны проникновения диаметром более $0,8\text{—}1 \text{ м}$ значительно искажают результаты измерений зондом ВДК длиной 1 м .

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

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

Глава IV

РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ

Геофизические методы исследования скважин, основанные на использовании радиоактивных процессов (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (РК). При изучении скважин, бурящихся на нефть и газ, широкое распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и нейтронный каротаж. РК может проводиться как в открытом стволе скважины, так и в скважине, обсаженной колонной.

§ 11. ГАММА-КАРОТАЖ

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Гамма-каротаж (ГК) основан на измерении естественной гамма-активности горных пород. Самопроизвольный распад атомных ядер в естественных условиях (проявление радиоактивности) сопровождается альфа-, бета- и гамма-излучением. Все виды этих излучений, попадая в материальную среду, в той или иной мере испытывают поглощение. Наибольшему ослаблению подвержены α -лучи, обладающие большой ионизирующей способностью. Поток α -лучей почти полностью поглощается даже листом бумаги и слоем пород толщиной в несколько микрометров.

Поток β -лучей обладает большей проникающей способностью и полностью поглощается слоем алюминия толщиной до 8 мм или слоем породы в несколько миллиметров. Гамма-излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое электромагнитное излучение, граничащее с жестким рентгеновским излучением с энергией, измеряемой в мегаэлектронвольтах (МэВ). (В системе СИ энергия измеряется в джоулях. $1 \text{ МэВ} = 1,6021 \cdot 10^{-13} \text{ Дж}$.) Оно возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц γ -квантов. Благодаря своей высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин (γ -лучи полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной около 1 м); наличие обсадной колонны не является препятствием для проведения измерений. При прохождении γ -лучей через слой вещества интенсивность излучения $I_{0\gamma}$ снижается до величины I_γ , которая может быть рассчитана по формуле.

$$I_\gamma = I_{0\gamma} \exp(-\mu_0 \delta l), \quad (\text{IV.1})$$

где $I_{0\gamma}$ — первоначальная интенсивность гамма-излучения; l — толщина слоя; δ — плотность вещества; μ_0 — массовый коэффициент поглощения гамма-излучений.

На практике интенсивность поглощения оценивается толщиной слоя вещества, в котором поток γ -квантов уменьшается в 2 раза (табл. 2).

Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют с помощью индикатора гамма-излучения, расположенного в глубинном приборе (рис. 64, а). В качестве индикатора используют счетчики Гейгера — Мюллера или более эффективные, лучше расщепляющие разрез сцинтилляционные счетчики. Полученная в результате замера кривая, характеризующая интенсивность гамма-излучения пластов вдоль ствола скважины, называется гамма-каротажной кривой. Интенсивность радиоактивного излучения определяется как систематическая закономерность, обусловленная наличием многочисленных однородных явлений, претерпевающих непрерывное изменение при неизменных условиях, колеблясь около некоторой средней величины.

Таблица 2. Толщина слоя некоторых веществ (в см), поглощающих половину энергии γ -квантов

Вещество	Энергия γ -квантов, МэВ			Вещество	Энергия γ -квантов, МэВ		
	0,2	1,0	5,0		0,2	1,0	5,0
Вода	5	10	23	Железо	0,65	1,58	2,8
Плотный известняк	2,1	4,6	10	Свинец	0,14	0,86	1,47

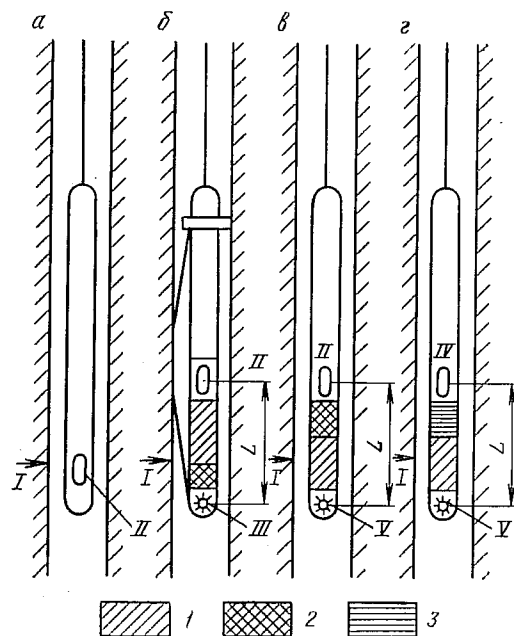


Рис. 64. Схема установок радиоактивного каротажа. а — для ГК (гамма-каротаж); б — для ГГК (гамма-гамма-каротаж); в — для НГК (нейтронный гамма-каротаж); г — для НКН (нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам) или НКТ (по тепловым нейтронам); 1 — стальной экран; 2 — свинцовый экран; 3 — парафин. L — длина зонда. I — точка записи результатов измерений; II — индикатор гамма-излучения; III — источник гамма-излучения; IV — индикатор плотности нейтронов; V — источник нейтронов

Это явление носит название статистической флуктуации (или просто флуктуации).

Благодаря статистическим флуктуациям кривая радиоактивного каротажа может иметь отклонения, не связанные с изменением физических свойств пластов (погрешности измерений). Погрешность, связанная с флуктуацией, тем больше, чем меньше импульсов, испускаемых в единицу времени (скорость счета). Уменьшить погрешность от флуктуации можно путем усреднения наблюдений за некоторый интервал времени τ_n (выбор значений постоянной времени τ_n производится с помощью входящей в измерительную схему интегрирующей ячейки, включающей конденсатор емкостью C и сопротивление R , $\tau_n = RC$).

Гамма-излучение, измеряемое при гамма-каротаже, включает также и так называемое фоновое излучение (фон). Фоновое излучение вызвано загрязнением радиоактивными веществами материалов, из которых изготовлен глубинный прибор, и космическим излучением. Влияние космического излучения резко снижается с глубиной и на глубине нескольких десятков метров на результатах измерений уже не сказывается.

Основным измеряемым параметром при ГК является мощность экспозиционной дозы гамма-излучения, создаваемая в единицу времени. Мощность дозы в СИ измеряется в амперах на килограмм (А/кг).

На практике при регистрации кривой ГК используется меньшая единица — $0,72 \cdot 10^{-14}$ А/кг. Для калибровки каналов

ГК используются радиевые источники (эталоны), являющиеся носителями единицы дозы гамма-излучения, создаваемой на заданном интервале. Все приборы в данном районе калибруются относительно одного эталонного источника. Это создает благоприятные условия для сопоставления кривых, замеренных в разных скважинах. При этом точность сопоставления определяется только погрешностями аппаратуры и геолого-техническими причинами.

Аппаратуру для регистрации кривой ГК эталонируют с таким расчетом, чтобы амплитуда ее отклонений при переходе от относительно малорадиоактивных пластов к наиболее радиоактивным была достаточно большой — в среднем 6 см.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГАММА-КАРОТАЖА

Радиоактивность горных пород связана с присутствием в них тория, урана, актиноурана и их продуктов распада, а также радиоактивных изотопов калия ^{40}K (в природной смеси изотопов калия его содержится 0,012 %). Каждый из этих элементов излучает γ -лучи с определенной энергией.

На рис. 65 приведены спектры γ -лучей радиоактивных минералов; калий ^{40}K излучает γ -лучи с одной и той же энергией, равной 1,46 МэВ; радиоактивные ряды тория и урана — радия — множество γ -лучей с различной энергией.

В общем случае интенсивность гамма-излучения приблизительно пропорциональна гамма-активности пород. Однако при одинаковой гамма-активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими γ -лучей.

Средняя глубина проникновения γ -лучей в осадочных породах около 30 см, что соответствует радиусу сферы исследования, из которой поступает 90 % регистрируемого излучения. Общая концентрация различных радиоактивных элементов в горных породах (абсолютная радиоактивность) измеряется числом распадов в 1 с. За единицу радиоактивности, называемую беккерелем (Бк), принимается активность вещества, в котором происходит 1 расп./с. Внесистемная единица кюри (Ки) равна $3,7 \cdot 10^{10}$ Бк, т. е. числу распадов в 1 г ^{226}Ra .

По величине естественной радиоактивности осадочные породы разделяются на три группы.

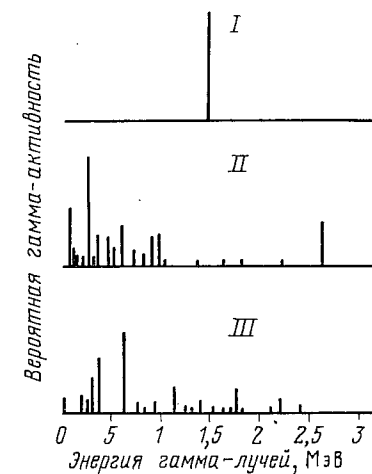


Рис. 65. Спектры гамма-лучей радиоактивных минералов. I — калий; II — ряд тория; III — ряд урана-радия

1. Породы высокой радиоактивности. К ним относятся глибоководные глинистые осадки — глобигериновые и радиоляриевые илы, черные битуминозные глины, аргиллиты и глинистые сланцы, калийные соли, калиевые полевые шпаты. Гамма-активность в этих породах может достигать 1—3 Бк на 1 г породы.

2. Породы низкой радиоактивности. Минимальное содержание радиоактивных веществ содержится в натриевой соли (галите), ангидрите, гипсе, известняке, крупнозернистом кварцевом песчанике, доломите, в подавляющей части каменных углей. Их гамма-активность всего лишь 0,04 Бк на 1 г породы.

3. Породы средней радиоактивности. Повышение радиоактивности происходит вследствие обогащения скелета породы пелитовыми и алевритовыми кварцевыми частицами, содержания калия в полевощпатовых песчаниках, а также вследствие вторичных процессов доломитизации карбонатных отложений. В некоторых случаях повышение радиоактивности горных пород связано с содержанием монацитовых и карнотитовых песков, скоплений урано-ванадиевых и других минералов. Радиоактивные элементы содержатся иногда в тяжелых минералах песков и песчаников. Гамма-активность таких пород изменяется в диапазоне 0,1—1 Бк на 1 г породы.

Повышенная радиоактивность глинистых пород по сравнению с другими породами осадочного комплекса объясняется их большой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов, длительностью накопления пелитового материала, обеспечивающего увеличение содержания урана, тория и калия в осадке. Этому же способствует селективная сорбция ионов калия и органических остатков в процессе накопления глин (согласно данным А. Е. Ферсмана, содержание радия в остатках животных и растительных организмов, а следовательно, их радиоактивность намного выше, чем в окружающей среде). Накоплению радиоактивных элементов в битуминозных тонкодисперсных отложениях способствует богатство этой среды коллоидными осадками (включая органические коллоиды), адсорбирующими многовалентные ионы урана, тория и актиноурана. Это подтверждается появлением максимумов на кривой ГК против темных битуминозных сланцев и пластов глин, богатых органическими, в частности рыбными, остатками. Известна также способность тяжелых окисленных нефтей, в том числе и асфальтоподобных органических веществ, обогащаться ураном за счет извлечения его из подземных вод. Легкие нефти и угли этим качеством не обладают.

На основании многочисленных радиохимических исследований установлено: а) радиоактивность морских осадков определяется главным образом содержанием в них урановых соединений; б) наиболее интенсивная адсорбция урана коллоидными частицами происходит тогда, когда концентрация водородных ионов рН раствора меньше 7,5, а окислительно-восстановитель-

ный потенциал еН меньше — 0,1 В; в этих условиях уран окислительного вида восстанавливается с шестивалентного до четырехвалентного и переходит в донные осадки.

В сероводородной (сульфидной) и сульфидно-сидеритовой геохимических фациях имеются условия для интенсивной адсорбции урана. Следовательно, на величину естественной радиоактивности горных пород существенное влияние оказывают и физико-химические условия накопления осадков.

Интенсивность радиоактивного излучения горных пород зависит также от степени радиоактивности насыщающих их вод. Радиоактивность природных вод определяется содержанием в них калийных солей, эманации радия, тория — радона и торона. Наибольшую радиоактивность имеют высокоминерализованные глубинные хлоркальциевые воды (от 1,4 до 0,4 Бк на 1 л воды и ниже), которые благодаря своему составу способствуют выщелачиванию радия и его изотопов из породы. Минимальной естественной радиоактивностью обладают пресные поверхностные питьевые воды (0,02 Бк на 1 л воды).

Кислородные (атмосферные) воды, поступающие из области инфильтрации в глубоко погруженные слои, встречаясь с окисленной нефтью, сероводородом и свободной углекислотой повышенной концентрации, обогащаются углеводородами, сероводородом и увеличивают свою минерализацию. При этом окислительно-восстановительный потенциал еН резко снижается до отрицательных величин, что вызывает осаждение урана даже при малом его содержании в воде.

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности и плотности пород, но и условий измерений в скважине (диаметр скважины, плотность промысловой жидкости и др.). Для исключения влияния условий измерений при оценке интенсивности естественного гамма-излучения часто используется безразмерный двойной разностный параметр

$$J_{\gamma} = (I_{\gamma} - I_{\gamma \min}) / (I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}), \quad (\text{IV.2})$$

где I_{γ} — калиброванные значения, отсчитанные по кривой ГК против исследуемого пласта, представляют собой сумму излучений пласта, промысловой жидкости и собственного фона прибора; $I_{\gamma \min}$ — минимальное значение ГК по всему разрезу, для которого излучение пласта принимается равным нулю, а регистрируемые значения ГК вызваны суммой излучения ПЖ и фона прибора (наиболее надежными опорными пластами с $I_{\gamma \min}$ являются неглинистые известняки, доломиты, ангидрит, песчаник); $I_{\gamma \max}$ — максимальные значения ГК по разрезу, отвечающие пласту чистых глин. Если допустить, что на величины I_{γ} исследуемого пласта и $I_{\gamma \min}$, $I_{\gamma \max}$ опорных пластов ПЖ сказывается одинаково, то параметр J_{γ} свободен от влияния ПЖ и фона прибора и характеризует глинистость пласта.

Гамма-каротаж повсеместно входит в обязательный комплекс ГИС. Он находит широкое применение для литологического

расчленения разреза, оценки глинистости терригенных и карбонатных пород, выявления в разрезе радиоактивных урановых и ториевых руд. Ряд полезных ископаемых имеет также более высокую радиоактивность, чем вмещающая среда, и четко выделяется на кривой ГК. К ним относятся фосфориты, флюориты, редкоземельные элементы и др. В хемогенно-карбонатном разрезе ГК полезен для выделения калийных солей по повышенной радиоактивности, ангидритов, гипсов и натриевой соли по пониженной радиоактивности. Для пород отдельных типов характерна выдержанность радиоактивных свойств на больших площадях, что способствует региональной корреляции разрезов скважин.

Прибор для регистрации ГК может быть совмещен со стреляющим перфоратором и локатором муфт. Одновременная запись гамма-каротажа и локатора муфт позволяет установить стреляющий перфоратор в нужном интервале с высокой точностью. ГК применяется также для взаимной увязки по глубине измерений, выполненных в обсаженных и необсаженных скважинах.

§ 12. СПЕКТРАЛЬНЫЙ ГАММА-КАРОТАЖ

При спектральном гамма-каротаже (СГК) определяют суммарную естественную радиоактивность породы (гамма-каротаж) и раздельное содержание в ней калия, урана и тория. Метод применяется для решения качественных и количественных задач. К качественным задачам относятся детальная корреляция, выделение различных типов пород — глинистых, песчано-алевритовых, зон вторичной доломитизации известняков трещиноватых зон. Количественно метод дает возможность оценить глинистость пласта, тип и содержание глинистых минералов в породе, содержание органогенного углерода в аргиллитовых формациях.

Для чистых карбонатных пород характерно низкое содержание К, U и Th и соответственно низкая гамма-активность. Обогащение карбонатных пород глинистым материалом отмечается спектральным гамма-каротажем максимумом на кривой ГК и увеличением содержания К, U и Th. В отдельных случаях против карбонатных пород наблюдается повышенная гамма-активность по ГК при низком содержании К и Th, но высокой концентрации U. Эти интервалы совпадают с трещиноватыми и высокопродуктивными зонами карбонатных отложений. Аналогичная картина наблюдается и против известковистых и алевритистых пород, в которых происходит интенсивное развитие естественной трещиноватости, отмечаемой на кривых СГК низким содержанием калия и тория и высокой концентрацией урана. Такие же показания фиксируются на кривых СГК в области тектонических разломов и против трещиноватых сланцев и аргиллитовых пород. Это послужило основанием для предположения, что в зонах естественной трещиноватости в результате

циркулирующих подземных вод происходит осаждение урана. Повышенная гамма-активность на кривой ГК обусловлена при этом повышенной концентрацией урана. Разделить породы на собственно глинистые и чистые (трещиноватые, алевритовые) с повышенной естественной гамма-активностью возможно по данным СГК на основании раздельной регистрации содержания К, U и Th. Эта информация является крайне необходимой при выполнении комплексных геофизических исследований разрезов скважин для выделения трещинных коллекторов как в обсаженной, так и в необсаженной скважине.

Оценка объемной глинистости коллекторов и определение типа глин — одна из наиболее трудных задач при интерпретации ГИС. Основной недостаток оценки глинистости коллекторов по геофизическим данным — необходимость при расчетах перенесения свойств глин, составляющих вмещающие породы, на глины коллектора. Использование СГК для оценки глинистости облегчает задачу определения как объемной глинистости $k_{г\text{л}}$, так и типа глинистости. Располагая данными СГК, мы можем исключить долю урана из суммарной гамма-активности породы, определенной по ГК, и тем самым значительно уменьшить искажающее влияние алевролита и органики при оценке глинистости по данным ГК.

Важным направлением в использовании СГК является возможность оценки степени разбухания глин по содержанию в породе тория и калия. Эта оценка основана на зависимости между содержанием в глинах калия и объемным содержанием разбухающих глинистых минералов, которое определяется емкостью катионного обмена. Сведения о способности глин к разбуханию используются для определения оптимальных условий бурения и заканчивания скважин.

На результаты спектрального гамма-каротажа, как и обычного гамма-каротажа, влияют диаметр скважины, параметры ПЖ, характеристика обсадных труб и цементного кольца.

§ 13. ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖ

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) основан на измерении характеристик рассеянного гамма-излучения, возникающего при облучении горных пород внешним источником гамма-излучения. Главными во взаимодействии гамма-излучения с веществом являются образования электрон-позитронных пар, фотоэффект и комптон-эффект.

Электрон-позитронные пары образуются при взаимодействии γ -квантов очень высокой энергии (более 5—10 МэВ) с ядром атома. При этом γ -квант исчезает, и в электрическом поле ядер образуются пары электрон-позитрон.

При фотоэффекте происходит поглощение γ -кванта одним из электронов атома, причем энергия γ -кванта преобразу-

ется в кинетическую энергию электрона, вылетающего за пределы атома (гамма-квант передает всю свою энергию одному из электронов внутренней оболочки). Вероятность фотоэффекта резко увеличивается с увеличением Z и уменьшением энергии излучения. В веществах, содержащих элементы с $Z < 20$, для гамма-излучения с $E > 200$ кэВ влияние фотоэффекта мало.

При комптон-эффекте в отличие от фотоэффекта γ -квант не исчезает, а лишь передает часть энергии одному из электронов атома (становится менее жестким) и меняет направление движения (рассеивается). Этот вид взаимодействия является основным в среде, содержащей легкие ($Z < 20$) элементы, для излучений с энергией 0,5—1 МэВ. В процессе рассеяния энергия кванта уменьшается до величины, при которой он поглощается в результате фотоэффекта. Для квантов с начальной энергией $E = 0,5 \div 1$ МэВ число актов рассеяния до поглощения в горной породе составляет в среднем 6—8. Интенсивность комптоновского рассеяния пропорциональна числу электронов в единице объема вещества, и поэтому вероятность этого процесса пропорциональна атомному номеру вещества.

Вероятность комптоновского взаимодействия испускаемых источником γ -квантов пропорциональна числу электронов N_e в единице объема вещества (электронной плотности), которое связано с объемной плотностью (плотностью вещества δ) соотношением

$$N_e = N_A Z \delta / A, \quad (IV.3)$$

или

$$N_e = N \delta \sum n_i Z_i / M, \quad (IV.4)$$

где $N_A = 6,02 \cdot 10^{23}$ моль⁻¹ — число Авогадро; Z — атомный номер элемента, входящего в состав вещества; A — атомная масса; M — молекулярная масса; n_i — число атомов с атомным номером Z_i в молекуле.

Для элементов, составляющих горные породы ($Z < 20$), отношения Z/A и $\sum n_i Z_i / M$ достаточно постоянны и близки к 0,5. В соответствии с этим величина гамма-излучения определяется в основном электронной (кажущейся) плотностью среды, окружающей прибор, пропорциональной объемной плотности, и не зависит от изменений ее вещественного состава.

В действительности кажущаяся плотность $\delta_{п.к.}$, зависящая от числа электронов в единице объема пород, отличается от истинной плотности породы $\delta_{п}$ на

$$\Delta \delta_{п} = [(0,5 - Z/A) / 0,5] \cdot 100. \quad (IV.5)$$

Погрешности $\Delta \delta_{п}$ для разных пород различны и могут достигать 3 %.

В методе ГГК различают две основные модификации: плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКП) и селективный гамма-гамма-каротаж (ГГКС).

ПЛОТНОСТНОЙ ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖ

ГГКП основан на измерении жесткой составляющей рассеянного гамма-излучения, применяется для измерения плотности горных пород в разрезах скважин.

В качестве источника гамма-излучения при ГГКП используют изотоп цезия (^{137}Cs) с периодом полураспада 26 лет и энергией γ -квантов 0,662 МэВ. Для регистрации излучения применяются в основном сцинтилляционные детекторы. Источник и индикатор расположены на одной стороне исследуемого объекта (см. рис. 64, б). Индикатор заключен в стальную гильзу, поглощающую мягкую компоненту (до 200 кэВ) гамма-излучения, которая не достигает индикатора. В этом случае регистрируется жесткая компонента рассеянного гамма-излучения. Расстояние между серединой источника и серединой индикатора называют длиной зонда L . Оптимальная длина зонда 30—50 см. Для указанных расстояний зависимости логарифма интенсивности гамма-излучения I от плотности δ в основном линейны $\lg I = f(\delta)$. В породах с малой плотностью при небольшой длине зонда линейность нарушается. Для снижения влияния скважины на показания ГГКП источник и индикатор прижимаются к стенке скважины и экранируются от нее свинцом. Однако наличие между прибором и стенкой скважины промежуточного слоя (ПЖ, воздуха, глинистой корки, железной колонны) приводит к изменению средней плотности исследуемой среды. Глинистая корка и неровности стенки скважины вызывают увеличение показаний ГГКП.

Из расчетов следует, что увеличение толщины промежуточного слоя между прибором и пластом всего на 1 см изменяет кажущуюся плотность пород по ГГКП на 0,12—0,3 г/см³, что снижает точность определения плотности пород, несмотря на наличие прижимного устройства. Сильное влияние промежуточной среды объясняется малой глубиной ГГКП; при длине зонда $L = 30$ см 90 % регистрируемого излучения поступает от слоя пород толщиной 10—12 см, а при $L = 12 \div 15$ см — от слоя пород толщиной всего 6—7 см. Минерализация промывочной жидкости и пластовой воды мало сказывается на показаниях ГГКП.

Для более надежной оценки плотности пород методом ГГКП применяется двухзондовая установка. При этом измерение интенсивности гамма-излучения производится двумя зондами различной длины и одновременно записывается кавернограмма. Использование такой установки базируется на том, что результаты измерений большим зондом меньше зависят от толщины промежуточного слоя между прибором и стенкой скважины, чем данные, полученные зондом меньших размеров. По результатам измерений двумя зондами большой и малой длины получают различные значения кажущейся плотности соответственно $\delta_{к1}$ и $\delta_{к2}$. Эти значения уменьшены за влияние промежу-

точного слоя на величины δ_1 и δ_2 . Если допустить, что это влияние для зонда малого размера в n раз больше, чем для большого зонда, т. е. $n = \delta_2/\delta_1$, то соответственно при малом зонде $\delta_{к1} = \delta - n\delta_2$; $\delta_{к2} = \delta - \delta_2$. Решая полученные уравнения, определяем

$$\delta = (n\delta_{к2} - \delta_{к1})/(n - 1). \quad (IV.6)$$

Графическое решение уравнения (IV.6) осуществляется путем построения следующих зависимостей показаний ГГК по значениям большого $I_б$ и малого $I_м$ зондов: $I_б = f(I_м)$, или $I_б/I_м = f(I_м)$, или $I_б/I_м = f(I_б)$. Для двух первых зависимостей такие графики изображены на рис. 66. Линия A на графике соединяет точки, соответствующие точкам отсутствия промежуточного слоя. Смещение точки вправо от линии A указывает на то, что плотность промежуточного слоя меньше плотности пласта. Смещение точки влево от линии A отвечает случаю, когда промежуточный слой имеет большую плотность, чем пласт, что имеет место при использовании ПЖ, утяжеленной баритом, и малой плотности пород.

При ГГКП прибор калибруется в рабочем диапазоне изменения плотности 2,1—2,7 г/см³ на имитаторах пластов — метрологических образцах плотности (МОБ). Метрологические образцы плотности могут быть изготовлены из различных материалов. Основной блок изготовлен из алюминия с $\delta = 2,7$ г/см³. Из-за меньшей величины Z/A алюминия по сравнению с известняком ему соответствуют такие же значения относительного потока излучения, как и в пласте известняка с $\delta = 2,58$ г/см³, поры которого заполнены водой. Этому блоку приписывается эквивалентная плотность $\delta_{эк} = 2,58$ г/см³.

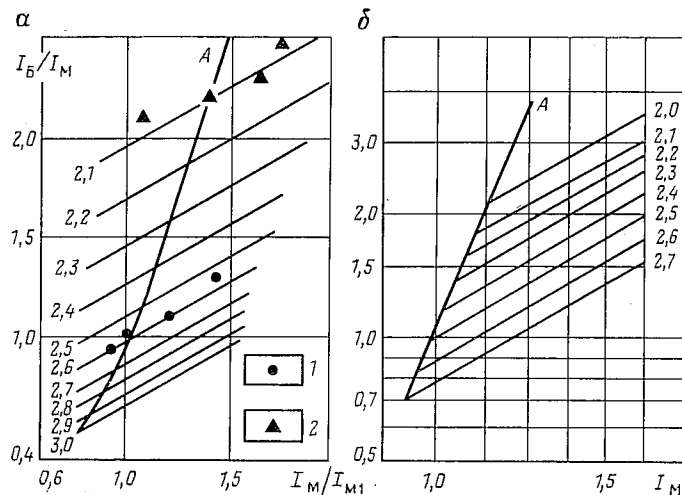


Рис. 66. Основные зависимости для двухзондовых приборов ГГКП: а — РГП-2; б — $I_б/I_м = f(I_м)$, РКС-1. Результаты поверки на метрологических образцах с плотностью в кг/см³: 1 — 2,58, 2 — 2,09. Шифр прямых — δ в см³ (по Ю. А. Гулину)

В комплект метрологических образцов входят также имитаторы глинистой корки, изготовленные из резины, толщиной 1—2 см с плотностью 1,4 г/см³.

Поверка аппаратуры РГП-2 производится с помощью палетки (см. рис. 66), по ординате которой отсчитывают $CI_б/I_м$, по абсциссе — $I_м/I_{м1}$. Уравнение палетки имеет вид

$$CI_б/I_м = F(\delta) + 0,6I_м/I_{м1}, \quad (IV.7)$$

где $F(\delta)$ — функция только плотности пород, не зависящая от промежуточного слоя; C — отношение $I_{м1}/I_{б1}$, получаемое на метрологических образцах плотности, изготовленных из алюминия без имитатора глинистой корки.

При поверке аппаратуры на имитаторах допустимо среднее колебание измерений не более $\pm 0,03$ г/см³. Результаты поверки одного из приборов РГП-2 нанесены на рис. 66.

Поступающая от каналов двух зондов информация о значениях $I_б$ и $I_м$ преобразуется в кривую $F(\delta)$ по алгоритму

$$F(\delta) = l(CI_б/I_м - 0,6I_м/I_{м1}), \quad (IV.8)$$

где l — отклонение кривой на 1 усл. ед. (обычно 10 см).

При одновременной регистрации двумя зондами с помощью аналогового счетно-решающего устройства, расположенного на поверхности, автоматически исключается влияние промежуточного слоя между прибором и стенкой скважины. Счетно-решающее устройство по показаниям большого зонда определяет неисправленное значение плотности породы и по показаниям обоих зондов устанавливает поправку за влияние промежуточного слоя. Запись диаграмм осуществляется в условных единицах плотности или непосредственно в значениях плотности δ .

Переход от условных единиц к значениям плотности пород осуществляется с помощью графической зависимости $F(\delta)$ от δ (рис. 67). Используя данную зависимость, на кривую наносят масштабную шкалу плотности (см. рис. 143, а).

Возможность перехода от плотности породы к ее суммарной (общей) пористости вытекает из зависимости

$$\delta_n = (1 - k_n)\delta_m + k_n\delta_{ж}. \quad (IV.9)$$

Решая (IV.9) относительно k_n , имеем

$$k_n = (\delta_m - \delta_n)/(\delta_m - \delta_{ж}). \quad (IV.10)$$

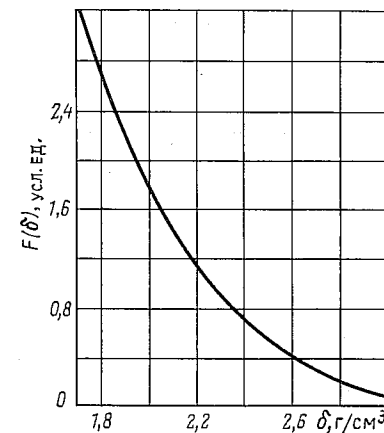


Рис. 67. Значение функции $F(\delta)$ для перехода от условных единиц к единицам плотности при интерпретации кривых ГГКП, зарегистрированных прибором РГП-2 (по Ю. А. Гулину)

где δ_m и $\delta_{ж}$ — соответственно плотности минералов, составляющих породу, и жидкости, заполняющей поровое пространство породы (см. табл. 1).

Метод ГГКП находит широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии, выделении коллекторов, оценки их пористости, выявлении газоносных пластов (в комплексе с другими методами РК, АК и др.). В отличие от многих других геофизических методов ГГКП одинаково чувствителен к изменению пористости в областях ее значений, как малых, так и больших. В этом его существенное преимущество.

Данные ГГКП широко используются для изучения и контроля технического состояния скважин, оценки качества тампонажных работ, выявления интервалов притока в скважину флюидов различной плотности и др.

СЕЛЕКТИВНЫЙ ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖ

Метод основан на измерении мягкой составляющей рассеянного гамма-излучения. При применении его используются источники, излучающие γ -кванты малой энергии (менее 200 кэВ), и индикатор, помещенный в алюминиевую или плексигласовую гильзу, рассчитанные на регистрацию мягкой компоненты. Величина вторичного гамма-излучения мягкой компоненты зависит не только от плотности окружающей среды (от рассеяния γ -квантов, излучаемых источником), но и от изменения вещественного состава и способности окружающей среды поглощать γ -кванты (фотоэлектрический эффект).

Показания ГГКС определяются в основном значением эффективного атомного номера:

$$Z_{эф} = \sqrt[3]{\frac{n_1 Z_1^4 + n_2 Z_2^4 + n_3 Z_3^4 + \dots}{n_1 Z_1 + n_2 Z_2 + n_3 Z_3 + \dots}}, \quad (IV.11)$$

где $n_1, n_2, n_3, \dots$ — число атомов элементов с высоким атомным номером (зарядом) $Z_1, Z_2, Z_3, \dots$ из общего числа атомов, содержащихся в данном объеме; $Z_{эф}$ зависит от содержания элементов с высоким атомным номером.

Поглощающие свойства окружающей среды (фотоэлектрический эффект) способствуют выявлению тяжелых элементов (веществ с большим атомным номером — вольфрама, свинца, ртути и др.).

Селективный гамма-гамма-каротаж применяют для выявления в разрезе угольных и рудных пластов, определения их мощности, строения и содержания полезного ископаемого.

При интерпретации данных плотностного и селективного гамма-гамма-каротажа следует учитывать, что на показания ГГКП в некоторой мере влияет содержание в породе тяжелых элементов, а на показания ГГКС — плотность породы. В связи с этим наиболее надежная интерпретация возможна при совместном использовании кривых ГГКП и ГГКС.

§ 14. НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

Сущность нейтронного каротажа (НК) сводится к облучению горных пород быстрыми нейтронами и регистрации гамма-излучения радиационного захвата нейтронов, а также характеристик надтепловых или тепловых нейтронов.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

При НК исследования ведутся с помощью скважинного прибора, содержащего источник нейтронов и детектор нейтронов или гамма-излучений (см. рис. 64, в и г). Нейтроны не имеют электрического заряда, не ионизируют среду и, следовательно, не теряют энергии при взаимодействии с электрическими зарядами электронов и ядер. Этим объясняется их высокая проникающая способность. Масса нейтрона близка к массе протона ($1,66 \cdot 10^{-24}$ г). Нейтрон — частица с массовым числом, равным единице, и с зарядом, равным нулю (${}_0^1n$).

Энергия нейтрона E так же, как и гамма-излучение, измеряется в МэВ или в эВ, характеризуется скоростью его движения v и пропорциональна v^2 . Различают быстрые нейтроны с энергией 1—15 МэВ, промежуточные — 1 МэВ—10 эВ, медленные или надтепловые — 10—0,1 эВ и тепловые нейтроны со средней скоростью 0,025 эВ.

Единственный фактор, влияющий на движение нейтронов, — их столкновение с ядрами атомов, которое проявляется в виде рассеяния нейтронов и захвата их ядрами атомов. В результате рассеяния происходят уменьшение энергии нейтронов и изменение направления его движения.

Различают неупругое и упругое рассеяние нейтронов. В случае неупругого рассеяния при столкновении нейтрона с ядром атома большая часть кинетической энергии расходуется на возбуждение рассеивающего ядра, что сопровождается значительным снижением энергии (скорости движения) нейтронов. Неупругое рассеяние происходит при больших энергиях нейтронов и характерно для быстрых нейтронов.

При энергиях нейтронов от нескольких мегаэлектрон-вольт до 0,1 эВ преобладает упругое рассеяние, играющее основную роль в процессе замедления нейтронов. Упругое рассеяние вызывает перераспределение кинетической энергии между нейтроном и ядром (часть энергии нейтрона передается ядру), отклонение движения нейтрона от первоначального направления и снижение его энергии. Величина потери энергии при упругом рассеянии определяется массой ядра: чем меньше масса ядра, тем больше потеря энергии. Наибольшая потеря энергии происходит при столкновении нейтрона с ядром атома водорода, масса которого почти равна массе нейтрона. Потеря энергии нейтроном в этом случае может быть полной. Средняя потеря энергии составляет половину начальной энергии. Следова-

тельно, после i столкновений энергия нейтронов снизится до $0,5^i$ от его начальной энергии.

В результате рассеяния быстрых нейтронов, испускаемых источником, происходит их замедление и превращение в надтепловые и тепловые, т. е. в конечном счете энергия нейтронов становится равной кинетической энергии атомов и молекул. Такие нейтроны участвуют в тепловом движении атомов и молекул, сталкиваются с ними, не теряя и не приобретая энергии. Этот процесс получил название диффузии нейтронов.

В горной породе замедляющая способность нейтронов определяется содержанием водорода в единице ее объема (водородосодержанием). Наличие в породе даже малого количества воды или нефти, содержащих много водорода (порядка 10 % по массе), приводит к тому, что замедление нейтронов происходит в основном на ядрах водорода.

Одним из основных нейтронных параметров среды является длина замедления нейтронов L_s . Длиной замедления называют среднее расстояние по прямой линии от места вылета нейтрона до точки, в которой нейтрон становится тепловым. Величина L_s зависит от водородосодержания и при содержании воды и нефти в породах изменяется от 15 до 35 см, а в воде составляет несколько сантиметров.

Нейтроны, достигшие теплового состояния, продолжают двигаться (диффундировать) из областей большей плотности в области пониженной плотности, испытывая столкновения с ядрами элементов без изменения средней энергии и длины звеньев между отдельными столкновениями. В результате происходит поглощение (захват) нейтрона ядром атома.

Скорость пространственной диффузии тепловых нейтронов характеризуется коэффициентом диффузии

$$D = \frac{v_T}{3} \frac{1}{\sum_{i=1}^k z_i \sigma_{pi}}, \quad (\text{IV.12})$$

где v_T — скорость движения тепловых нейтронов, равная 2200 м/с при $T=20^\circ\text{C}$, с увеличением температуры скорость возрастает; k — число элементов, составляющих вещество; σ_{pi} — сечение рассеяния тепловых нейтронов ядрами i -го элемента в см^2 , отражает вероятность встречи нейтронов с ядром элемента и их рассеяния; z_i — количество ядер i -го элемента в 1 см^3 .

Коэффициент диффузии обратно пропорционален содержанию водорода в среде. Чем больше водонасыщенность среды, тем медленнее «расползается» облако тепловых нейтронов (диффузия происходит в течение 10^2 — 10^4 мкс).

Для диффузионной фазы движения тепловых нейтронов характерны величины L_d — среднее расстояние от точки возникновения теплового нейтрона до точки его поглощения и τ_{cp} — среднее время жизни нейтрона:

$$\tau_{cp} = 1/v_T \Sigma_3, \quad (\text{IV.13})$$

где Σ_3 — эффективное макроскопическое сечение захвата нейтронов, выражающее способность среды поглощать нейтроны.

Захват медленного нейтрона сопровождается испусканием γ -квантов (радиационный захват), являющимся основной причиной вторичного гамма-излучения. Энергия γ -лучей захвата колеблется в больших пределах и достигает 10 МэВ. Возникают γ -лучи захвата в водородсодержащей среде в результате реакции ${}^1_1\text{H} + {}^1_0\text{n} = {}^2_1\text{H} + \gamma$. При захвате нейтронов в ядре создается некоторый избыток энергии, и оно приходит в возбужденное состояние. Переход в устойчивое состояние сопровождается испусканием γ -квантов, число и энергия которых зависит от того, какому элементу (и какому его изотопу) соответствует ядро.

С удалением от источника плотность нейтронов (число нейтронов в единице объема) в среде уменьшается, и одновременно возрастает число нейтронов с меньшей энергией. Значительный интерес представляет характер изменения плотности надтепловых и тепловых нейтронов с изменением расстояния от источника. Плотность нейтронов зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды. Для большинства горных пород поглощающие и замедляющие свойства определяются водородосодержанием. Следовательно, чем выше водородосодержание, тем быстрее убывает плотность нейтронов с удалением от источника.

Из рис. 68 видно, что с удалением от источника плотность тепловых нейтронов n_T быстро убывает; при повышении пористости (в данном случае водородосодержания) плотность нейтронов уменьшается более резко. Для надтепловых нейтронов картина аналогична, но значения плотности нейтронов меньшие.

Изучение разреза методами НК сводится к облучению горных пород быстрыми нейтронами и к регистрации гамма-излу-

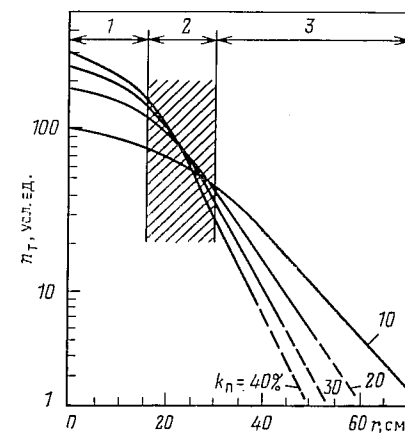


Рис. 68. Изменение плотности тепловых нейтронов от расстояния до источника для однородной среды (песчаника различной пористости).

Зоны: 1 — малых расстояний, 2 — пересечения кривых (зона инверсии), 3 — больших расстояний, соответствующих обычно длинам применяемых зондов

чения радиационного захвата нейтронов, плотности тепловых или надтепловых нейтронов. В соответствии с этим различают: нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННКТ) и по надтепловым (ННКН) нейтронам.

В зависимости от применяемых нейтронных источников различают: нейтронный каротаж со стационарным источником нейтронов и импульсный нейтронный каротаж (ИНК) с импульсным нейтронным источником — генератором нейтронов.

К НК со стационарными источниками нейтронов относятся: НГК, ННКТ, ННКН. Скважинные приборы, которые используются при НК, содержат нейтронный источник и детекторы гамма-излучения при НГК и тепловых нейтронов при ННКТ и ННКН. Расстояние от источника нейтронов до середины детектора является характерной величиной, соответствующей длине зонда L .

НЕЙТРОННЫЙ ГАММА-КАРОТАЖ

НГК основан на измерении характеристик гамма-излучений, возникающих в процессе поглощения нейтронов в горных породах при их облучении внешним источником тока (см. рис. 64, в). Общая интенсивность гамма-излучения, регистрируемая при НГК, складывается из трех компонент: 1) интенсивности гамма-излучения, возникающего в результате радиационного захвата нейтронов ядрами породы (радиационное или вторичное гамма-излучение), $I_{n\gamma}$; 2) гамма-излучения источника нейтронов, которое воздействует на индикатор непосредственно или вследствие облучения стенок скважины гамма-лучами, часть которых рассеивается породой в направлении индикатора $I_{\gamma\gamma}$; для ослабления непосредственного гамма-излучения от нейтронного источника между ним и индикатором устанавливается свинцовый экран; 3) естественного гамма-излучения I_{γ} , обусловленного естественной радиоактивностью породы. Влияние естественного гамма-излучения при количественных определениях учитывается по данным ГК.

Гамма-излучение $I_{n\gamma}$ является наиболее важной составляющей, величина которой значительно превышает $I_{\gamma\gamma}$ и I_{γ} . Форма кривой и измеряемые НГК величины при мощностях источников $(5 \div 10) \cdot 10^6$ нейтр./с определяются главным образом интенсивностью радиационного захвата $I_{n\gamma}$.

При исследовании зондами, длина которых превышает длину инверсионного зонда (см. рис. 68), плотность нейтронов в зоне размещения детектора в среде с большим водородосодержанием мала, поскольку в такой среде нейтроны замедляются, поглощаясь в основном вблизи источника, и зоны размещения детектора достигает небольшое их число. Породы с высоким водородосодержанием на диаграммах НГК отмечаются низкими показаниями. В малопористых породах с низ-

ким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи детектора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности радиационного захвата, а следовательно, показаний НГК.

На результаты НГК значительное влияние оказывают элементы, обладающие аномально высокой способностью захвата нейтронов. К таким элементам относятся хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др. При захвате нейтрона ядром атома водорода ^1H превращается в дейтерий ^2H и испускает 1γ -квант энергией 2,23 МэВ; при захвате ядром атома хлора образуется изотоп ^{36}Cl , при этом излучается в среднем $3,1\gamma$ -кванта с суммарной энергией около 8 МэВ. Благодаря присутствию хлора в высокоминерализованной пластовой воде повышается интенсивность $I_{n\gamma}$ и спектр гамма-излучений обогащается высокоэнергетическими компонентами (с энергией 8,5 МэВ). В результате показания НГК против водоносной части продуктивного пласта могут быть завышены по сравнению с показаниями против нефтеносной его части. Эту особенность кривой НГК можно использовать для установления водонефтяного контакта (ВНК) и прослеживания его в процессе эксплуатации залежи нефти в однородных песчаных пластах, имеющих постоянный литологический состав и пористость, содержащих высокоминерализованную (более 100 г/л) пластовую воду (см. § 48).

По нейтронным свойствам осадочные горные породы можно разделить на две группы — большого и малого водородосодержания.

К первой группе пород относятся глины, характеризующиеся высокой влагоемкостью (пористостью) и содержащие значительное количество минералов с химически связанной водой (водные алюмосиликаты), гипсы, отличающиеся малой пористостью, но содержащие химически связанную воду, а также некоторые очень пористые и проницаемые породы-коллекторы, насыщенные в естественных условиях водой или нефтью. При измерениях зондами большой длины ($L \geq 40$ см) на диаграммах НГК эти породы отмечаются низкими показаниями радиационного гамма-излучения.

Во вторую группу пород входят малопористые разности — плотные известняки и доломиты, сцементированные песчаники и алевролиты, а также гидрохимические образования (ангидриты и каменная соль). На диаграммах НГК, зарегистрированных зондами большой длины, эти породы выделяются высокими показаниями. Против других осадочных пород (песков, песчаников, пористых карбонатов) показания НГК зависят от их глинистости и содержания в них водорода и хлора (насыщенности водой различной минерализации, нефтью или газом) (см. § 48).

На диаграммах ННКТ, полученных с помощью длинных зондов ($L=40\div 50$ см), водородсодержащие пласты выделяются так же, как и на кривых НГК, низкими значениями, малопористые пласты — более высокими значениями. Однако на показания ННКТ значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому ННКТ весьма чувствителен к содержанию хлора и получаемые результаты сильно зависят от минерализации промысловой жидкости и пластовой воды.

Показания ННКН практически не зависят от содержания в окружающей среде элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов, в том числе хлора. Они определяются главным образом замедляющими свойствами среды — водородосодержанием. Следовательно, показания ННКН более тесно связаны с содержанием водорода в породе, чем показания НГК и ННКТ. Однако для ННКН характерна малая глубинность исследования, которая изменяется в зависимости от свойств пород и их водородосодержания от 20 до 40 см, уменьшаясь с ростом водородосодержания. Наименьший радиус исследования характерен для ННКН, так как область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых. Длина зондов при ННКТ и ННКН выбирается равной 0,4—0,5 м.

По данным НК через содержание водорода определяется общая пористость пород. При этом учитывается ряд геологических и технических факторов (см. § 41, 42).

За условную единицу измерения при нейтронном каротаже приняты значения $I_{\text{усл. ед.}}$, измеренные в баке с пресной водой. При использовании в качестве эталонной жидкости дизельного топлива в измерения необходимо вводить поправки за счет разницы в водородосодержании нефти и воды. При калибровке приборов НК выполняются измерения потока гамма-излучения или нейтронов на имитаторах пористых пластов (ИПП). Полученные данные используются для построения зависимости $I_{\text{усл. ед.}} = f(k_n)$. Погрешность приведенных измерений не должна превышать $\pm 1\%$ в рабочем (линейном) диапазоне изменения пористости от 3 до 20—30 %. Показания НК в ИПП эквивалентны значениям в пласте известняка, пересеченного скважиной диаметром 190 мм, заполненной пресной водой. Этот пласт не должен содержать примесей глинистого материала и сульфата. При проверке ограничиваются двумя измерениями в баке с водой с помощью имитаторов пористых пластов. Полученные данные эквивалентны показаниям I_1 против пород с низкой (2—4 %) и I_2 — с высокой (20—30 %) пористостью:

$$1) \quad 1/I_{\text{отн}} = (I_{\text{в}} - I_{\text{ф}})/(I_1 - I_{\text{ф}});$$

$$2) \quad 1/I_{\text{отн}} = (I_{\text{в}} - I_{\text{ф}})/(I_2 - I_{\text{ф}}).$$

где $I_{\text{в}}$ и $I_{\text{ф}}$ — измерения, проверяемые прибором соответственно в баке с водой и фона; $1/I_{\text{отн}}$ — значения относительных потоков излучения, которые не должны различаться между собой более чем на $\pm 1\%$ по шкале пористости.

МНОГОЗОНДОВЫЙ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

В скважинном приборе многозондового нейтрон-нейтронного каротажа (МННК) измерение нейтронного потока производится с помощью двух или нескольких детекторов тепловых или надтепловых нейтронов, отнесенных на различное расстояние от источника нейтронов. В настоящее время применяют МННКТ с детекторами тепловых нейтронов. В двухзондовых установках определяют отношение $A = I_{\text{м}}/I_{\text{б}}$, где $I_{\text{м}}$, $I_{\text{б}}$ — показания, полученные от детекторов соответственно малого и большого зондов. Детекторы удалены от источника на расстояния 30—40 ($L_{\text{м}}$) и 60—70 см ($L_{\text{б}}$). Величина A характеризует скорость спада плотности нейтронов при удалении от источника и монотонно возрастает с увеличением пористости, водородосодержания пород $k_{\text{п.к}}$ при неизменных скважинных условиях и литологии.

Ряд факторов, связанных с условиями измерений $I_{\text{м}}/I_{\text{б}}$, примерно одинаково влияет на показания каждого детектора, что создает благоприятные условия для более точной калибровки приборов МННКТ на скважине и определения A . В этом существенное преимущество МННКТ перед однозондовым ННКТ.

На показаниях МННКТ меньше, чем на показаниях однозондовых методов, сказываются следующие условия измерений: конструктивные особенности аппаратуры, характеристики схем, активности источника, температура на чувствительность детектора. Установлено также, что и другие технические и геологические факторы влияют на показания МННКТ в значительно меньшей мере, чем на показания стандартных зондов с одним детектором. Например, наличие глинистой корки и диаметр скважины оказывают существенное влияние на показание каждого детектора в отдельности. Влияние этих факторов на относительную величину A существенно снижается. Суммарная поправка за влияние минерализации ПЖ и пластовой воды в зоне проникновения из-за выравнивания их минерализации в процессе смешения снижается до 1 %, поэтому в ряде случаев этой поправкой можно пренебречь. Заметно снижается также и влияние на показания A обсадной колонны, что открывает возможность оценки по данным МННК пористости и газонасыщенности пластов, перекрытых колонной.

Литологический фактор оказывает на показания МННКТ большее влияние, чем на показания, получаемые однозондовыми приборами ННКТ. Поэтому знание литологии при оценке

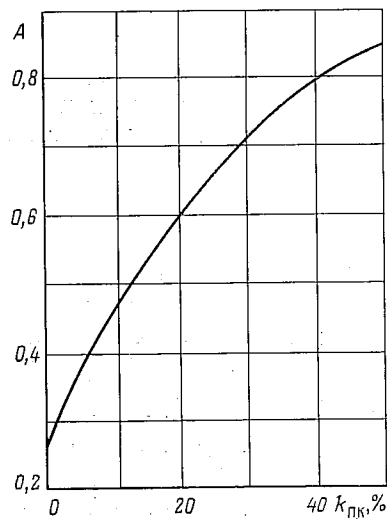


Рис. 69. Зависимость показателя зондов $A = I_M/I_0$ от кажущейся пористости породы ($k_{п.к}$).

жания (пористости, глинистости и загипсованности) пород в обсаженных и необсаженных скважинах; 3) выделения газонасыщенной части пласта в необсаженных скважинах, бурящихся на ПЖ, приготовленных на нефтяной основе, и обсаженных после расформирования зоны проникновения. В зависимости от решаемой задачи и условий измерений применяются различные модификации НК.

Для решения первых двух задач применяют НГК с длиной зонда $L=60$ см (НГК-60) и ННКТ с длиной зонда $L=50$ см (ННКТ-50). В случае высокой и переменной минерализации пластовых вод и ПЖ более достоверные результаты можно получить с помощью зонда ННКН-40. Для выделения газонасыщенной части пласта, определения газожидкостного контакта (ГЖК) и оценки коэффициента газонасыщенности проводят измерения комплексом НГК-70 и ННКТ-50 (см. § 44).

НК используется также для выявления руд и определения содержания элементов с аномально высокими нейтронно-поглощающими свойствами (бора, марганца, железа) и др. В интервалах перфорации, где требуется высокая точность определения глубин, НК наряду с ГК применяется для привязки к разрезу в обсаженных скважинах диаграмм других видов каротажа и интервалов перфорации.

§ 15. ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

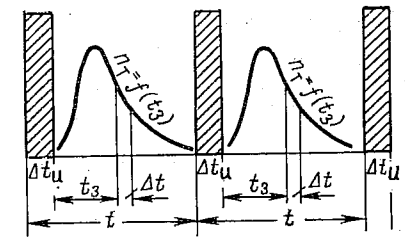
При импульсном нейтронном каротаже изучаются нестационарные нейтронные и гамма-поля. Для проведения ИНК используют аппаратуру, в скважинном приборе которой имеется гене-

кажущейся пористости (объемного водородосодержания) $k_{п.к}$ по данным МННКТ необходимо. Для получения градуировочных зависимостей прибором МННКТ выполняются измерения на моделях пористых пластов с известными водонасыщенной пористостью и составом минерального скелета. По данным измерений строят градуировочную зависимость $A=f(k_{п.к})$.

На кривой зависимости $A=f(k_{п.к})$ (рис. 69) отмечается нелинейный ее характер, более высокая чувствительность наблюдается при $k_{п.к} < 15\%$ и низкая — при $k_{п.к} > 20 \div 25\%$.

НК применяется для решения следующих задач: 1) литологического расчленения разреза; 2) определения водородосодержания

Рис. 70. Схема, поясняющая принцип измерения импульсными нейтронными методами.



ратор нейтронов, содержащий поток быстрых нейтронов с энергией 14 МэВ, и детектор тепловых нейтронов или γ -квантов, устанавливаемый на расстоянии 30—40 см от точки поступления нейтронов (длина зонда L). В наземной аппаратуре размещаются временной анализатор, разделяющий счетные и маркерные импульсы, и схема регистрации счета импульсов в 1 мин.

Генератор нейтронов работает в импульсном режиме с частотой следования импульсов от 10 до 500 Гц. Длительность каждого импульса около 1 мкс. Сущность импульсного режима заключается в облучении пластов, вскрываемых скважиной, импульсами нейтронов длительностью Δt_u , следующими друг за другом через определенный промежуток времени t (рис. 70). После истечения времени t_3 (время задержки) включается наземная измерительная аппаратура, и на протяжении времени Δt (окно временного анализатора) измеряется плотность тепловых нейтронов или интенсивность излучения гамма-квантов радиационного захвата. В зависимости от того, какими элементарными частицами исследуются импульсные нейтронные поля, различают импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) или импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК).

ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОН-НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

С помощью ИННК изучают процесс спада плотности тепловых нейтронов во времени $n_t=f(t_3)$ при нескольких фиксированных задержках t_3 в течение времени Δt и неизменной длине зонда L .

Плотность тепловых нейтронов в общем случае зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды и определяется длиной замедления L_s , коэффициентом диффузии D и временем жизни τ тепловых нейтронов. На относительно больших временах задержки ($2000 > t_3 > 1000$ мкс), применяемых в ИННК, n_t практически не зависит от L_s и определяется только параметрами D и τ . Литологически однородные пласты с близкой по величине пористостью, насыщенные нефтью и минерализованной водой, могут рассматриваться как среды с примерно равным водородосодержанием $D_1 \approx D_2$.

Таким образом, данные ИННК несут в себе информацию, связанную в основном со средним временем жизни тепловых нейтронов $\tau_{ср}$, определяемым нейтронопоглощающими свойствами пород.

Замедление быстрых нейтронов и их превращение в тепловые происходит за несколько микросекунд (10^{-6} с), в то время как процессы диффузии и захвата тепловых нейтронов (среднее время жизни тепловых нейтронов) длится сотни микросекунд. В связи с этим время задержки t_3 , используемое в ИННК, принимается в интервале 300—2000 мкс. Этот отрезок времени практически охватывает весь период жизни нейтронов в породах, слагающих нефтяные и газовые месторождения. Минимальное t_3 выбирается из условий $t_3 > t_{\text{нач}}$, где $t_{\text{нач}}$ — время, начиная с которого плотности потоков тепловых нейтронов и гамма-квантов затухают в зависимости от нейтронопоглощающих свойств породы и прискважинной части пласта по экспоненциальному закону $e^{-t/\tau}$. К концу времени t число оставшихся нейтронов составляет

$$n_t = n_{t_{\text{нач}}} \exp(-t/\tau). \quad (\text{IV.14})$$

В однородном пласте с пористостью k_n отношение показаний ИННК против нефтеносной n_n и водоносной n_b частей пласта, согласно (IV.14), определяется выражением

$$n_n/n_b = \exp[-(1/\tau_n - 1/\tau_b) t_3]. \quad (\text{IV.15})$$

Если допустить, что $t_3 \rightarrow \infty$, то при $\tau_b < \tau_n$ (что имеет место в минерализованных пластовых водах) отношение $n_n/n_b \rightarrow \infty$. В действительности время задержки t_3 ограничено техническими условиями и не превышает 1800 мкс. На практике при $t_3 = 1000$ мкс величина n_n/n_b превышает 10 и может достичь 50 и более.

Определение τ в скважине производят при остановке прибора в исследуемом интервале посредством нескольких измерений при различных временных задержках t_3 от 600 до 1200 мкс. Полученные данные используют для построения графика зависимости $n_t = f(t_3)$ в полулогарифмическом масштабе. При указанных задержках зависимость получается линейной и время τ определяется по углу наклона прямых (рис. 71, а) [13]:

$$\tau = (t_{3 \text{ min}} - t_{3 \text{ max}}) / (\ln I_{n_t \text{ min}} - \ln I_{n_t \text{ max}}),$$

где $t_{3 \text{ min}}$, $t_{3 \text{ max}}$ — задержки, соответствующие скоростям счета $I_{n_t \text{ min}}$, $I_{n_t \text{ max}}$. Времена задержки $t_{3 \text{ min}}$ и $t_{3 \text{ max}}$ выбираются с таким расчетом, чтобы основная часть захватов нейтронов приходилась на породу, а раннее влияние скважины было исключено.

Определение τ проводят также автоматически с помощью цифровой ЭВМ, при перемещении прибора по стволу скважины.

На рис. 71, б дан пример качественного разделения пород на проницаемые и слабопроницаемые разности. Точки на графике получены в необсаженной скважине диаметром 190 мм, заполненной пресной ПЖ. Точки, расположенные выше линии I, соответствуют проницаемым карбонатным породам, промы-

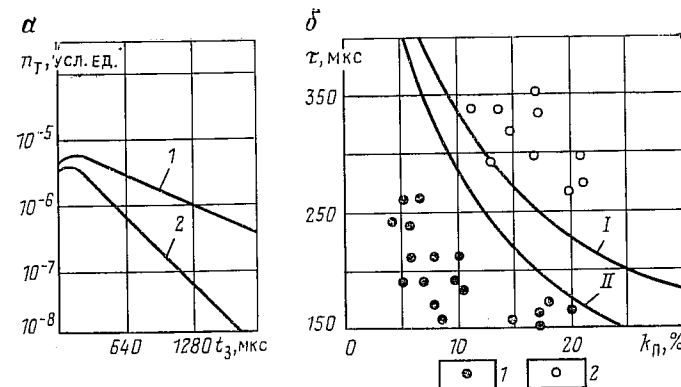


Рис. 71. Графики, характеризующие влияние условий измерений на зависимость:

а — $n_t = f(t_3)$ для водонасыщенного песчаника с $k_n = 20\%$, содержащего пресную (1) и минерализованную (2) воду. б — $\tau = f(k_n)$ для карбонатного пласта с пресной ПЖ в скважине: 1 — пласты без проникновения фильтрата ПЖ; 2 — пласты с проникновением

тым пресным фильтратом ПЖ, и отмечаются повышенными значениями τ . Точки, расположенные ниже линии II, соответствуют слабопроницаемым породам, насыщенным высокоминерализованной пластовой водой без проникновения фильтрата ПЖ, характеризуются пониженными значениями τ (по Ю. А. Гулину).

Длительность временного окна Δt , как и длительность интервала испускания нейтронов источником при замере ИННК, выбирается как можно большей, чтобы повысить скорость счета, однако она не должна превышать величины среднего времени жизни нейтронов $\tau_{\text{ср}}$ исследуемых пород. Обычно Δt устанавливается равным 150—300 мкс.

ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ ГАММА-КАРОТАЖ

При ИНГК регистрируется изменение по разрезу скважины интенсивности гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов во времени $I_{n\gamma} = f(t_3)$ при фиксированных задержках t_3 в течение времени Δt на неизменном расстоянии L . При ИНГК, как и при ИННК, ведущими процессами переноса являются нестационарная диффузия и поглощение медленных нейтронов.

Интенсивность гамма-излучения радиационного захвата, как и в случае ИННК, пропорциональна плотности нейтронов. Вследствие больших, чем для тепловых нейтронов, длин пробега γ -квантов и скоростей их диффузии поле радиационного гамма-излучения оказывается более равномерно распределенным по сравнению с полем тепловых нейтронов и охватывает

значительно больший объем пород. Следовательно, показания ИНГК по сравнению с показаниями ИННК отражают процесс более полного поглощения тепловых нейтронов. Как и при ИННК, основным критерием разделения коллектора по нефтеводонасыщению служит время жизни тепловых нейтронов τ .

Зависимость интенсивности гамма-излучения радиационного захвата от нейтронных поглощающих свойств пласта (при $t_3 > t_{ср}$) определяется выражением

$$I_{n\gamma} \approx I_{n\gamma 0} \exp(-t/\tau), \quad (IV.16)$$

где $I_{n\gamma 0}$ — интенсивность радиационного гамма-излучения при $t = t_{нач}$.

Экспериментальными исследованиями для процесса радиационного захвата установлено, что кривая $\lg I_{n\gamma} = f(t_3)$ выходит на экспоненту $e^{-t/\tau}$ при меньших задержках времени по сравнению с кривой $\lg n_t = f(t_3)$. Это увеличивает радиус исследования при ИНГК и снижает влияние скважины.

Одним из недостатков ИНГК является наличие фонового гамма-излучения, вызванного естественным гамма-излучением горных пород и их наведенной гамма-активностью. Влияние фонового излучения возрастает с увеличением времени задержки, что обусловлено снижением абсолютного значения $I_{n\gamma}$. Регистрация диаграмм ИНГК может совмещаться с записью кривой ГК. Во избежание влияния фона наведенной активности запись ГК опережает запись ИНГК.

ВЛИЯНИЕ СКВАЖИНЫ НА ПОКАЗАНИЯ ИНК

На абсолютные величины плотности тепловых нейтронов n_t и радиационного гамма-излучения $I_{n\gamma}$ существенное влияние оказывает скважина. С увеличением диаметра необсаженной скважины дифференциация кривых ИННК и глубинность исследований, как и в случае стационарных методов НК, снижаются. Проникновение пресной ПЖ в пласт сказывается на показаниях ИННК так же, как увеличение диаметра скважины d_i , заполненной таким же раствором. При глубине проникновения фильтра ПЖ, превышающей глубинность ИННК, определение нейтронных параметров пласта исключается. При оценке n_t следует учитывать, что непосредственно после окончания облучения плотность тепловых нейтронов в скважине больше, чем в пласте. В случае $\tau_n > \tau_c$ с ростом t_3 за счет более интенсивного поглощения тепловых нейтронов в скважине и их диффузии в пласт величина n_t в скважине уменьшается быстрее, чем в пласте. В результате, начиная с некоторого так называемого асимптотического времени $t_{ас}$, когда нейтроны распределяются, как в однородной бесконечной среде без скважины ($t_{ас}$ обычно изменяется от 0,6 до 1 мс для ИННК и лежит в пределах 0,4—0,8 мс для ИНГК), в скважине наблюдаются два основных потока нейтронов: из пласта в скважину и по пласту

вдоль скважины. С этого момента изменение n_t определяется нейтронопоглощающими свойствами пласта.

В случае $\tau_n < \tau_c$ при росте t_3 в скважине устанавливается поток тепловых нейтронов преимущественно по скважине и из скважины в пласт, в скважине сохраняется максимальная плотность нейтронов. В этом случае ИНК мало информативен.

Интенсивность счета при регистрации диаграмм ИННК существенно изменится в случае хлоросодержащей жидкости в колонне и положения прибора относительно оси скважины. Минерализованная вода, окружающая прибор, является экраном для потока тепловых нейтронов, направленных из пласта в скважину, и ее влияние может быть отождествлено с влиянием колонны. Замена нефти или пресной воды в колонне соленой водой при задержках $t_3 \geq 500$ мкс приводит к существенному уменьшению показаний ИННК в несколько раз, в то время как показания ИНГК при этом уменьшаются лишь на десятки процентов. Столь сильное снижение показаний ИННК по сравнению с показаниями ИНГК объясняется тем, что длина пробега γ -квантов в воде значительно больше длины пробега нейтронов.

При смещении прибора от централизованного положения в скважине к эксцентрированному (прибор прижат к стенке скважины) происходит возрастание показаний ИНГК на 10—15 %, а показаний ИННК в 2—3 раза, что является результатом экранного влияния слоя жидкости в скважине. В связи с этим метод ИНГК более помехоустойчив по сравнению с ИННК и более перспективен при исследовании скважин, особенно малогабаритной аппаратурой в действующих скважинах.

ГЛУБИННОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕТОДОМ ИНК

Под глубинностью понимают цилиндрическую зону радиусом r_n , за пределами которой среда изменяет регистрируемую величину не более чем на 0,1—0,2 от замеренных показаний.

По данным Ю. С. Шимилевича, глубинность исследования для ИННК приблизительно равна $r_n = kM_n$, где M_n — длина миграции нейтронов в см, $M_n = (L_s^2 + D_n t)^{1/2}$; L_s — длина замедления нейтронов с энергией 14 МэВ до надтепловой энергии в см; коэффициент $k=2,1$, если зона исследования окружена воздухом (случай расчета моделей пластов), и $k=1 \div 1,5$ для пластов неограниченной мощности. Для ИНГК при расчете вместо M_n учитывается M_γ и величина r_n принимается на 10—15 % большей, чем для ИННК. При этом r_n изменяется от 80 см при $k_n=0$ до 50 см при $k_n=0,3$ для среднего рабочего времени $t_3=1$ мс в случае, когда $k=2,1$. В реальных скважинных условиях при наличии коллектора r_n не превышает 40—50 см. Радиус r_n уменьшается с ростом коэффициента D (содержания водорода), увеличивается с ростом t_3 и практически

не зависит от длины зонда L . Наличие зоны проникновения фильтрата ПЖ в пласт существенно снижает глубинность исследования. Из данных наблюдений следует, что в начальный период после крепления скважины показания ИНК обусловлены в основном влиянием зоны проникновения. По наблюдениям, проведенным в скважинах, установлено, что в песчаных неглинистых пластах пористостью более 25 % и проницаемостью порядка 10^{-6} мкм² зона проникновения расформировывается через 5—10 сут после крепления скважины колонной. При уменьшении пористости и проницаемости пласта время сохранения зоны проникновения возрастает.

На рис. 72 приведен пример, иллюстрирующий расформирование зоны проникновения со временем. В интервале 2454—2458 м залегает проницаемый песчаный пласт пористостью 18 % с характерным повышающим проникновением фильтрата (по данным БКЗ). Более чем через 100 сут после окончания бурения в скважине проводилось четыре серии измерений ИННК через 25—30 сут. Только на последнем замере не было отмечено присутствия пресного фильтрата в пласте. По данным ИННК, замещение пресного фильтрата соленой пластовой водой происходило путем вытеснения фильтрата в верхнюю часть коллектора.

При качественной интерпретации диаграмм ИНК руководствуются следующим: малопористые неглинистые пласты, нефтеносные и газоносные коллекторы характеризуются максимальными показаниями на кривых плотностей тепловых нейтронов n_t и гамма-излучений $I_{\gamma\gamma}$; глинистые пласты, высокопористые коллекторы, насыщенные минерализованной водой, и другие — минимальными показаниями.

При изучении нефтяных и газовых месторождений главными задачами являются выделение в разрезе нефтегазоносных пластов и определение водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов. Наиболее надежно эта задача решается по нескольким замерам ИНК, полученным при различных задер-

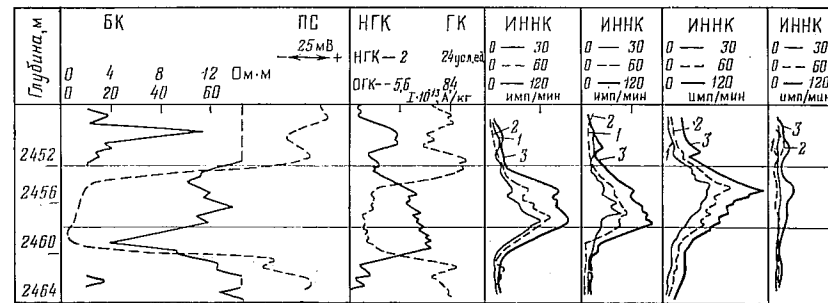


Рис. 72. Пример, иллюстрирующий расформирование зоны проникновения со временем.

Значение t_3 в мкс: 1 — 1000; 2 — 1300; 3 — 1600

жках t_3 , для построения зависимостей $n_t = f(t_3)$ и $I_{\gamma\gamma} = f(t_3)$. Количественная интерпретация диаграмм ИНК заключается в обработке зависимостей $n_t = f(t_3)$, $I_{\gamma\gamma} = f(t_3)$ для оценки τ и анализа спада кривых, построенных по нескольким диаграммам, записанным при разных задержках. Преимущество такого способа заключается в том, что параметр τ мало зависит от скважинных условий измерений и характеризует в основном пласт (см. § 14).

ПРИМЕНЕНИЕ ИНК

ИНК нашел широкое применение при исследовании действующих обсаженных колоннами скважин для прослеживания водонефтяного и газожидкостного контактов, установления нефтенасыщенных зон и интервалов, не отдающих нефть, выявления перетоков нефти между пластами и газовых шапок, прослеживания продвижения фронта воды, сопоставления разрезов и границ ВНК с данными других скважин. ИНК применяется также для количественной оценки начальной, текущей и остаточной нефте- и газонасыщенности, контроля за процессом испытания и освоения скважин, контроля за прорывом закачиваемых вод. Данные ИНК приобретают важное значение при оценке эффективности разработки месторождения, для проектирования вторичных методов разработки и выполнения ремонтных работ в скважине.

§ 16. ФОРМА КРИВОЙ

ПРИ РАДИОАКТИВНОМ КАРОТАЖЕ

Форма кривых РК определяется следующими факторами: характером распределения по стволу скважины потока излучения, регистрируемого приборами; электрической инерционностью аппаратуры, возрастающей с увеличением постоянной времени интегрирующей ячейки $\tau_{\text{ин}} = RC$ (R — сопротивление резистора, C — емкость конденсатора) и скорости перемещения прибора по скважине v .

На рис. 73 показана протяженность интервала h_n , характерного переходными значениями измеряемого параметра, равного для ГК приблизительно 0,6 м, а для ГГК и НК — длине зонда, соответственно 0,4—0,6 м. Тонкие пласты ($L < h_n$) характеризуются промежуточными значениями излучений I_1 и I_2 в граничных пластах. Пласты, мощность которых больше протяженности интервала h_n , отмечаются симметричным максимумом (минимумом). В этом случае границы пластов при РК проводят в средней части спада кривой в точке $(I_1 + I_2)/2 = I_{\text{ср}}$. За точку записи принимают: в установке ГК середину детектора, а в установках ГГК и НК середину зонда (рис. 73, а).

Вследствие инерционности аппаратуры кривые РК претерпевают искажение на границах пластов. Инерционность

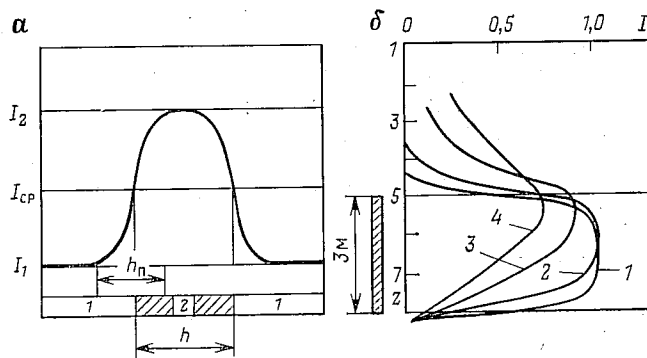


Рис. 73. Форма кривых РК на границах пластов.

а — распределение излучения по скважине: 1 — вмещающие породы; 2 — пласт; б — конфигурация кривых в зависимости от произведения vt_n (направление движения прибора снизу вверх), значения $3600 vt_n$ в м; 1 — 0; 2 — 900; 3 — 3600; 4 — 7200 (по Ю. А. Гулину)

вызвана процессом зарядки и разрядки конденсатора при его включении и выключении. Этот процесс происходит не мгновенно, а по экспоненциальному закону, являясь функцией времени t . Чем больше постоянная времени интегрирования τ_n , тем медленнее протекают зарядка и разрядка конденсатора. В наземной панели аппаратуры РК также имеется интегрирующая ячейка, на вход которой поступают электрические импульсы пропорционально потоку излучения, регистрируемому детектором в течение времени пребывания прибора против пласта $t = h/v$, где v — скорость перемещения прибора в м/с. Из этого следует, что влияние инерционности аппаратуры на кривую РК определяется произведением vt_n . На рис. 73, б изображены кривые РК, рассчитанные с учетом переходных граничных значений инерционных явлений для различных vt_n . Из полученных графиков видно, что с увеличением vt_n происходят все большее снижение амплитуды кривой против пласта, нарушение симметрии кривой, сдвиг точки I_{cp} по направлению перемещения прибора. На практике границы пластов с учетом инерционного снижения кривой отбивают по экстремальным точкам начала спада и подъема кривой РК с внесением постоянной поправки, не зависящей от vt_n и равной 0,3 м по направлению перемещения прибора (см. рис. 73, б).

При записи кривых РК допустимая скорость перемещения прибора (в м/ч) для пласта с минимальной мощностью h_{min} , подлежащего в изучаемом разрезе количественной оценке,

$$v = \frac{h_{min} - L}{\tau_n (4,6 - \ln d_d)} 3600,$$

где d_d — динамическая погрешность, характеризующая инерционность аппаратуры, $d_d = (I_{\infty} - I)/I_{\infty}$. Применение интегриру-

Таблица 3. Допустимые значения $\sigma_{ст.д}$ и d_d для заданных h_{min} при различных исследованиях в скважине

Параметр	Исследования		
	Общие	Детальные	Специальные
$h_{min}, \text{ м}$	3—5	1,5—2	0,5—1
$\sigma_{ст.д}, \%$	4—7	3—5	2—3
$d_d, \%$	20	5	5

ющей ячейки РК приводит к занижению показаний I против пласта ограниченной мощности ($h < 4v\tau_n$) по сравнению с показаниями I_{∞} против такого же по литологии пласта неограниченной мощности.

Постоянная времени (в с) $\tau_n = 3 \cdot 10^5 / I_{cp} \sigma_{ст.д}^2$, где I_{cp} — средняя скорость счета (в имп/мин), определенная для наиболее ответственного интервала разреза; $\sigma_{ст.д}$ — допустимая относительная среднеквадратичная погрешность измерений (в %), обусловленная естественными флуктуациями радиоактивных процессов и зависящая от вида исследования. Допустимая при этом ширина (уровень) флуктуационного разброса (в имп/мин) $I_{шф.д} = 4\sigma_{ст.д} I_{cp} / 100$. Правильность выбора величины τ_n проверяют по значению $I_{шф.д}$ против однородных пластов для различных исследований в скважинах (табл. 3) [16].

Для контроля правильности выбора скорости измерений v (в м/ч) пользуются формулой $v = h_n / \tau \cdot 1200$, где h_n — ширина переходной зоны на границе двух мощных и однородных пластов с разными показаниями РК.

Глава V

АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Акустическим каротажем (АК) называют методы изучения свойств горных пород по измерениям в скважине характеристик упругих волн ультразвуковой (выше 20 кГц) и звуковой частоты. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же скважине.

По типу регистрируемых параметров выделяют следующие основные модификации акустического каротажа: акустический каротаж по скорости; акустический каротаж по затуханию; волновой акустический каротаж и др. Каротаж по скорости и затуханию составляют стандартный АК и проводятся обычно одновременно.

§ 17. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

В естественном залегании горные породы практически являются упругими телами. Если в элементарном объеме некоторой упругой среды в течение короткого времени действует внешняя возбуждающая сила, в среде возникают напряжения, вызывающие относительное перемещение ее частиц. В общем случае это ведет к возникновению двух типов деформаций: объема (растяжения, сжатия) и формы (сдвига). Колебательный процесс последовательного распространения деформации называется упругой сейсмической волной, он характеризуется длиной волны λ , равной расстоянию между точками, колеблющимися в одинаковой фазе.

Упругая волна, распространяясь во все стороны, захватывает все более удаленные области. Поверхность, отделяющая в данный момент времени область среды, в которой уже возникло колебание частиц, от той, где колебания еще не наблюдаются, называется фронтом волны.

Линии, нормальные к волновым поверхностям, носят название лучей. В однородной среде лучи прямолинейны, а в неоднородной имеют криволинейную форму.

Различают два типа волн — продольные Р и поперечные S. Продольные волны связаны с деформацией объема среды. Распространение продольной волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия, при котором частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны. Поперечные волны обусловлены деформациями формы среды и могут существовать только в твердых телах. Распространение поперечной волны представляет собой перемещение зоны скольжения слоев среды друг относительно друга: частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волны (рис. 74).

Важными кинематическими параметрами упругих волн являются скорость их распространения по лучу v (в м/с), длина волны $\lambda = v/f$, где f — частота колебаний волны в Гц, $f = 1/T$,

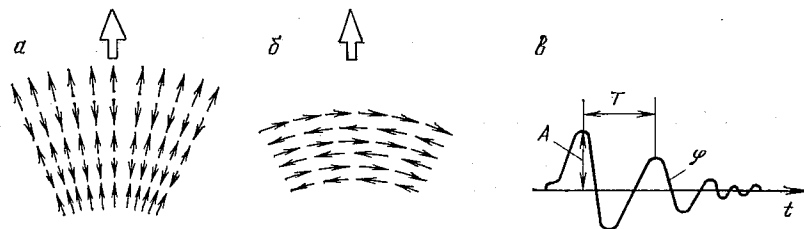


Рис. 74. Схематическое изображение акустического поля.

а — распространение продольных волн; б — распространение поперечных волн; в — волновая картина; T — период волны; A — ее амплитуда; φ — фаза волны; t — время

T — видимый период волны. Условия распространения волны зависят от длины волны λ . Так, продольные и поперечные волны могут распространяться в телах, геометрические размеры которых превышают λ не менее чем в 3 раза.

Для идеально упругих изотропных горных пород скорости (в м/с) продольных v_p и поперечных v_s волн определяются по формулам:

$$v_p = \sqrt{E(1-\nu)/[\delta_n(1+\nu)(1-2\nu)]}; \quad (V.1)$$

$$v_s = \sqrt{E/2\delta_n(1+\nu)}, \quad (V.2)$$

где δ_n — плотность породы в г/см³; E — модуль Юнга; ν — коэффициент поперечного сжатия (коэффициент Пуассона).

Для горных пород величина E изменяется в пределах $0,15 \times 10^{-4} - 0,6 \cdot 10^{-5}$ МПа, коэффициент ν близок к 0,25.

После подстановки в формулы (V.1) и (V.2) средних значений упругих констант для горных пород получим отношение $v_p/v_s \approx 1,73$. Следовательно, продольная волна, распространяющаяся приблизительно в 1,75 раза быстрее поперечной, достигает удаленной точки раньше. Распространение фронта волны изучается с помощью известного в геометрической сейсмике принципа Гюйгенса — Френеля, согласно которому каждая точка фронта может рассматриваться как источник элементарных волн, а понятие луча связывают с направлением переноса энергии волны.

Если упругая волна достигает границы раздела двух сред с различными упругими свойствами, часть энергии волны отражается — образуется отраженная волна, а часть проходит через границу — проходящая волна (рис. 75, а).

Отраженная волна возникает в том случае, когда волновое сопротивление (произведение плотности на скорость) у одной среды больше, чем у другой. Волна, проходящая через границу раздела, изменяет свое направление — луч преломляется. Из законов геометрической сейсмике следует, что $\sin \alpha / \sin \beta = v_1 / v_2$. При $v_2 < v_1$ луч проходящей волны удаляется от границы раздела, при $v_2 > v_1$ — приближается к ней и, начиная с некоторого критического угла падения i , удовлетворяющего условию $\sin i = v_1 / v_2$, скользит вдоль границы, а угол преломления β становится равным 90°.

С этого момента, начиная с критических точек, фронт проходящей волны движется вдоль границы с постоянной скоростью v_2 , в то время как скорость движения фронта падающей волны по границе становится меньше v_2 и продолжает уменьшаться, стремясь по мере увеличения угла падения к значению истинной скорости в покрывающем слое, т. е. к v_1 . Фронт падающей волны продолжает возбуждать отраженную волну, но уже не вызывает проходящей волны. Наоборот, фронт проходящей волны, достигая последующих точек границы раньше, чем фронт падающей волны, продолжает новую, так называемую преломленную (головную), волну.

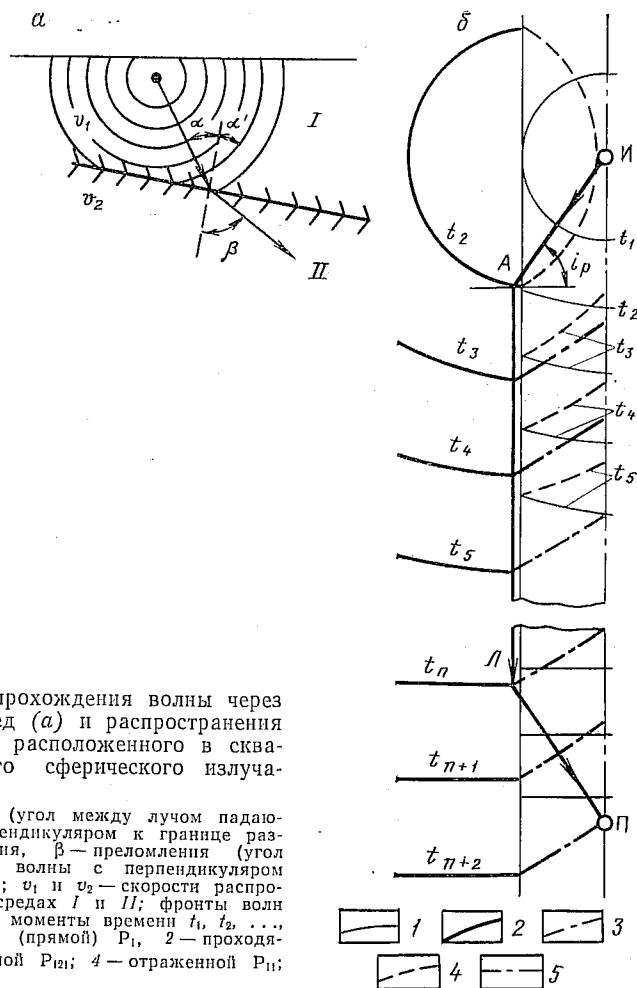


Рис. 75. Схема прохождения волны через границу двух сред (а) и распространения упругих волн от расположенного в скважине импульсного сферического излучателя (б).

Углы: α — падения (угол между лучом падающей волны и перпендикуляром к границе раздела), α' — отражения, β — преломления (угол луча проходящей волны с перпендикуляром к границе раздела); v_1 и v_2 — скорости распространения волн в средах I и II; фронты волн в последовательные моменты времени $t_1, t_2, \dots, t_{n+2}$: 1 — падающей (прямой) P_1 , 2 — проходящей P_{12} , 3 — головной P_{121} , 4 — отраженной P_{11} ; 5 — ось скважины

РАСПРОСТРАНЕНИЕ УПРУГИХ ВОЛН В СКВАЖИНЕ

Рассмотрим распространение упругих волн в скважине от сферического излучателя И, расположенного на оси скважины против пласта неограниченной мощности (рис. 75, б). В момент $t=0$ от излучателя поступает акустический импульс упругих колебаний (короткий волновой процесс, имеющий несколько колебаний и длительность от 10^{-6} до 10^{-3} с) и начинает распространяться падающая продольная волна P_1 , обладающая сферическим фронтом. В момент t_1 фронт падающей волны достигает стенки скважины, что вызывает возникновение вторичных волн — отраженной P_{11} , проходящих продольной P_{12} (со скоростью v_{P2}) и поперечной P_1S_2 (со скоростью v_{S2}), которая на рис. 75, б не показана ($v_{S2} < v_{P2}$).

В точке А в момент t_2 фронт падающей волны образует со стенкой скважины критический угол i_p , фронт проходящей волны скользит вдоль стенки скважины и обгоняет падающую волну P_1 и отраженную P_{11} , так как $v_{P2} > v_{P1}$. Проходящая волна P_{12} , скользя вдоль границы раздела, ведет к образованию новой головной волны P_{121} . Фронт этой волны имеет коническую поверхность, наибольший диаметр которой совпадает с диаметром скважины, а ось — с осью скважины. Головные волны, регистрируемые приемником, первыми проходят от источника импульса до приемника по следующему пути: датчик импульсов — промысловая жидкость — порода — промысловая жидкость — приемник. Этот путь, аналогичный пути головных (преломленных) волн в сейсморазведке, обозначен на рис. 75, б лучом Л. В течение некоторого времени t к приемнику последовательно приходят волны: головная P_{121} , проходящая поперечная $P_1S_2P_1$ и продольная прямая по раствору P_1 со скоростью v_{P1} , меньшей v_{P2} и v_{S2} . Отраженные волны P_{11} обладают малой энергией и большим углом падения 90° и приемником не отмечаются.

В действительности вследствие интерференции волн и отражений от границ пластов волновое поле имеет более сложный вид.

Распространение упругих волн в среде характеризуется многими параметрами, в том числе энергией волны, ее амплитудой колебаний, эффективным затуханием и др. Энергия упругой волны и амплитуда колебаний, наблюдаемых в той или иной точке, зависят в основном от мощности излучателя, расстояния от него до данной точки, характера горных пород и т. д.

Плотность энергии, переносимой волной в данной точке (в Дж/м³),

$$E_s = 2\pi^2 \delta^2 f^2 A^2, \quad (V.3)$$

где f — частота колебаний в Гц; A — амплитуда волны, условно в В.

При АК регистрируют не E_s , а амплитуды волн A , связанные с их энергией (V.3), и эффективное затухание (ослабление) волны α_{AK} независимо от причин, которыми оно вызвано.

Горные породы не являются абсолютно упругими, поэтому в них происходят поглощение и рассеяние энергии упругой волны. Поглощение вызвано взаимным внутренним трением слагающих породу частиц, теплопроводностью и молекулярным поглощением среды, что ведет к необратимым превращениям энергии волны в энергию других видов. Рассеяние обусловлено неоднородностями пород, образованием отраженных, преломленных и других волн. При этом продольные волны поглощаются более интенсивно, чем поперечные, не связанные с проявлениями теплопроводности.

Для акустического каротажа применяют трех-, четырех-, шести- и многоэлементные зонды. Трехэлементный зонд содержит один приемник Π и два сближенных излучателя I_1 и I_2 или (по принципу взаимности) один излучатель I и два сближенных приемника Π_1 и Π_2 . Расстояние между излучателем и ближним приемником соответствует длине зонда L . Расстояние между двумя приемниками или излучателями в трехэлементном зонде АК является базой S . Точка записи соответствует середине базы зонда (рис. 76). Четырех- и шестиэлементные зонды представляют собой симметричные комбинации из двух трехэлементных зондов, что обеспечивает реализацию встречной системы наблюдений. Многоэлементные зонды содержат один или два излучателя и набор приемников, удаленных от излучателей на различные расстояния, что позволяет составлять из них два и более трех-, четырех- или шестиэлементных зондов с различными длинами и базами.

Каротажный зонд (скважинный прибор) связан кабелем с наземными блоками станции АК, которые обычно выполняют

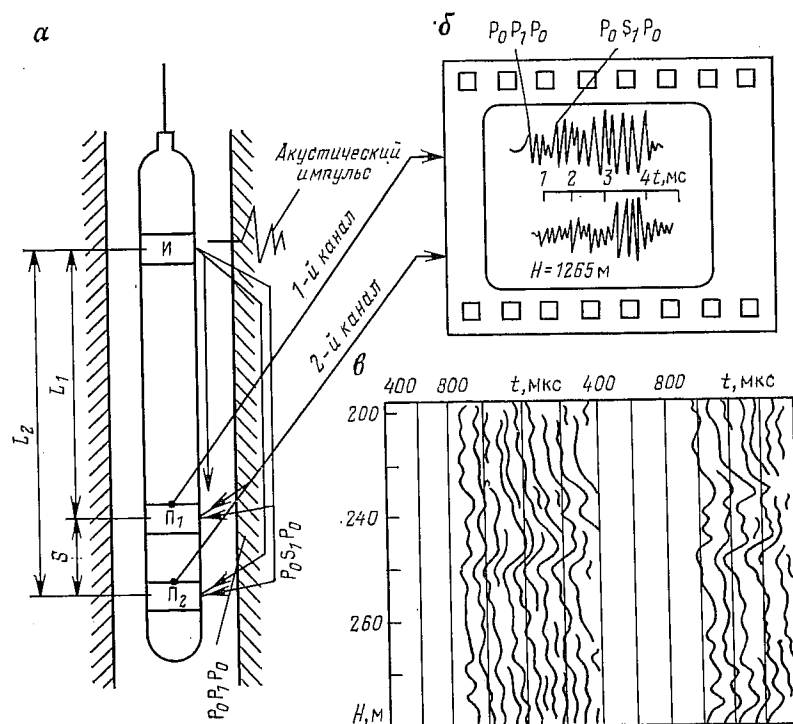


Рис. 76. Схема измерения при АК (а) и записи акустических сигналов в виде волновых картин (б) и фазокорреляционных диаграмм (в).

функции усиления и фильтрации сигналов, а также их обработки, регистрации измеряемых данных и питания электроэнергией всей станции в целом.

В используемой при АК установке излучатель посылает импульсы колебаний, состоящие из трех-четырех периодов (6—8 раз). График колебаний (волновой картины), воспринимаемых приемниками, изображен на рис. 76, б. На графике отмечены колебания трудно разделимых волн: продольной $P_0P_1P_0$, поперечной $P_0S_1P_0$ и прямой P_0 , идущей по промывочной жидкости.

В качестве излучателей колебаний используют магнитострикционные преобразователи, изменяющие свою форму и размеры под действием переменного тока. Для приборов АК преобразователи изготавливают из сплава кобальта с железом при небольших добавках других ферромагнитных металлов. Расширение сплава при его намагничивании переменным электрическим током, подаваемым через обмотки намагничивающей катушки, создают импульсы упругих (ультразвуковых) колебаний частотой 20—50 кГц и более.

Излучатель отделен от приемника акустическим изолятором из звукопоглощающего материала. Этим исключается возможность поступления упругой волны по скважинному прибору. В приемнике используется пьезоэлектрический эффект цирконата-титаната свинца (ПТС-19) и др. При каждом импульсе по жилам кабеля на поверхность подаются синхронизирующий электрический сигнал от излучателя и сигнал с выхода усилителя, размещенного в глубинном приборе, к которому подключен приемник. Время между синхронизирующим сигналом и первым вступлением преобразователя в электрическое напряжение, пропорциональное усредненному за несколько импульсов времени пробега упругой волны между приемниками. Напряжение с выхода схемы поступает на регистрирующий прибор, записывающий диаграмму акустического каротажа.

В настоящее время для изучения разрезов скважин методом АК применяется аппаратура различных типов. Наиболее широкое распространение в Советском Союзе получила аппаратура типа СПАК. В аппаратуре СПАК используется трехэлементный зонд с двумя излучателями и одним приемником, обозначаемый сверху вниз $I_1, 0,5I_1, 1,5\Pi$. Расстояния между излучателями и приемником даны в метрах.

Аппаратура АК дает возможность одновременно зарегистрировать: кривые кинематических Δt , t_1 , t_2 и динамических α_{AK} , A_1 , A_2 характеристик акустических сигналов; фазокорреляционные диаграммы (ФКД); волновые картины ВК дискретно через определенные интервалы (0,25; 0,5; 1 м) по глубине.

В общем случае для интерпретации используют кривые: Δt , A_1 (или A_2) и α_{AK} . Кривые t_1 и t_2 служат для проверки качества записи Δt , а кривые A_1 и A_2 несут одинаковую информацию. Фазокорреляционные диаграммы (ФКД) и волновые картины (ВК) используют в АК для детальных исследований отдельных интервалов разреза. ФКД и ВК представляют собой графическое отображение электрических сигналов, снятых с электрических преобразователей Π_1 и Π_2 . По ВК удастся выделить волны различных типов и найти их кинематические и динамические характеристики для количественных определений параметров пласта. ФКД визуально отображают фазовые линии, соответствующие фазам определенной полярности, воспринимаемым приемником. ФКД являются источником информа-

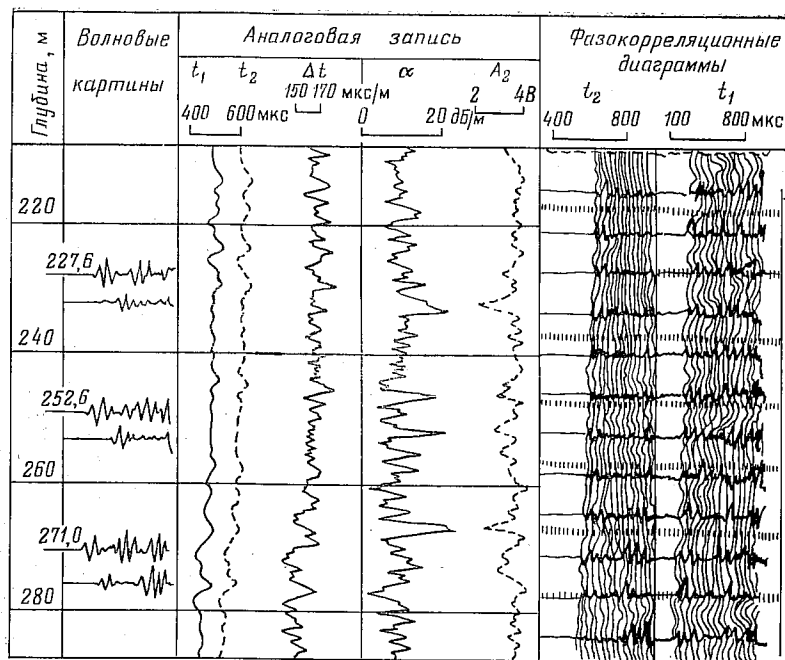


Рис. 77. Форма записи акустических сигналов.

ции о кинематических параметрах волн всех типов. На рис. 77 изображены акустические сигналы, зарегистрированные различными способами.

Во избежание погрешностей в регистрации параметров аппарата АК подвергается метрологическому контролю посредством измерения Δt , α_{AK} , A_1 и A_2 в средах с известными значениями скоростей и затухания упругих волн (в стальных или алюминиевых трубах, заполненных водой, или в других переносных приспособлениях). В наклонных скважинах и при наличии каверн происходит перекося прибора АК относительно оси скважины, что ведет к погрешностям в измерении параметров Δt и α_{AK} . Для получения измерений более точных прибор АК центрируется в скважине.

§ 18. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ ПО СКОРОСТИ

АК по скорости — акустический каротаж, основанный на изучении скорости распространения упругих волн в породах путем измерения интервала времени. На рис. 75, б дано схематическое изображение изломанного луча, по которому колебания от излучателя через породу приходят к приемникам (путь волны). При этом время пробега волны определяется по разности времен вступления в приемники P_2 и P_1 , соответственно t_2 и t_1 .

Часть пути от излучателя до приемника продольная волна проходит по промысловой жидкости и глинистой корке. Эти отрезки пути одинаковы для каждого приемника, что при вычитании времен вступления обеспечивает исключение влияния скважины при измерениях трехэлементным зондом. В связи с этим на показания акустического каротажа по скорости не оказывают влияние основные свойства промысловой жидкости (минерализация, плотность и др.), что является одним из важных преимуществ метода.

Таким образом, разность путей, проходимых волной от излучателя до первого и второго приемников в трехэлементном зонде, равняется длине отрезка P_1P_2 , т. е. базе зонда S . Из этого следует, что скорость распространения упругой волны в однородном пласте, определяемая при АК (в м/с) и называемая пластовой,

$$v_n = S / (t_2 - t_1). \quad (V.4)$$

Соответственно интервальное время — время распространения (в мкс/м) упругой волны в среде на расстояние 1 м

$$\Delta t = 1/v_n = (t_2 - t_1) / S. \quad (V.5)$$

При АК зависимость скорости распространения упругих волн (или интервального времени Δt) от пористости породы представляет наибольший интерес.

Большинство осадочных горных пород дифференциально упругие, и скорости распространения в них упругих волн отличаются от скоростей, вычисляемых по (V.1) и (V.2). Экспериментальными исследованиями установлено, что в однородной породе с межзерновой пористостью при достаточно высоком эффективном давлении зависимость между интервальным временем пробега волн и пористостью пород может быть аппроксимирована линейной зависимостью, получившей название уравнения среднего времени.

$$\Delta t = k_n \Delta t_{ж} + (1 - k_n) \Delta t_m, \quad (V.6)$$

или

$$k_n = (\Delta t - \Delta t_m) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_m), \quad (V.7)$$

где $\Delta t_{ж}$ и Δt_m — время распространения волны соответственно в поровой жидкости и минеральном скелете породы.

Выражения (V.6) и (V.7) справедливы для однородных неглинистых пород, обладающих межзерновой пористостью.

§ 19. АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ ПО ЗАТУХАНИЮ

Этот вид АК основан на изучении характеристик затухания упругих волн. Упругие колебания ультразвуковой частоты (десятки килогерц) при прохождении через горную породу заметно ослабляются (затухают). Поглощение упругих колебаний поро-

дой происходит вследствие необратимых процессов преобразования энергии колебаний в тепловую энергию, что приводит к уменьшению амплитуды принимаемых сигналов.

Затухание обусловлено в основном следующими причинами: поглощением вследствие неидеально упругой среды; распространением энергии во все больший объем среды в результате расширения фронта волны при ее движении; рассеянием и дифракцией волн на неоднородностях среды и вследствие многократных отражений и преломлений на границах сред с различными скоростями распространения колебаний. Этим объясняется сильное влияние на затухание упругих колебаний глинистости, трещиноватости, кавернозности пород и характера их насыщения. Амплитуда A упругих колебаний связана с расстоянием S , пройденным волной экспоненциально:

$$A = A_0 \exp(-\alpha_{\text{AK}} S), \quad (\text{V.8})$$

где A_0 — амплитуда упругих колебаний вблизи источника возбуждения.

Коэффициент поглощения упругих волн α_{AK} характеризует интенсивность поглощения энергии волн в среде и определяется по формуле

$$\alpha_{\text{AK}} = \ln(A_1/A_2)/S, \quad (\text{V.9})$$

где A_1 и A_2 — амплитуды волн, регистрируемые приемниками Π_1 и Π_2 , расположенными на расстоянии S друг от друга.

Размерность α_{AK} выражают в децибелах на 1 м или м^{-1} , относя величину ослабления к единице длины. Перевод величины затухания, измеренной в дБ/м, в м^{-1} производится по формуле $\alpha_{\text{AK}} [\text{дБ/м}] = 8,68 \alpha_{\text{AK}} [\text{м}^{-1}]$.

Амплитуда колебаний продольной волны, воспринимаемая приемником, измеряется в условных единицах, например в милливольтках. В некоторых случаях пользуются относительной амплитудой колебаний — отношением амплитуды A регистрируемой волны к наибольшему значению амплитуды против опорного пласта $A_{\text{оп}}$. За опорный пласт принимают мощный пласт плотных пород с наибольшей амплитудой $A_{\text{оп}}$.

Ослабление и затухание упругих колебаний особенно сильно проявляется при ультразвуковой частоте 15—35 кГц, используемой в акустическом каротаже. Коэффициент поглощения в интервале ультразвуковых частот для различных пород изменяется в широких пределах (от 0,05 до 2,5 м^{-1}). Особенно заметное снижение энергии упругих колебаний наблюдается с удалением от излучателя.

Поглощающие свойства пород связаны с литологией еще более тесно, чем скорость распространения упругих волн. Интенсивность поглощения породой упругих колебаний зависит также от состава флюида, заполняющего поровое пространство, что приводит к следующим соотношениям коэффициентов поглощения для водо-, нефте- и газонасыщенных пластов: $\alpha_{S \text{ вл}} >$

$> \alpha_{S \text{ нп}} > \alpha_{S \text{ гп}}$ и $\alpha_{P \text{ вл}} < \alpha_{P \text{ нп}} < \alpha_{P \text{ гп}}$. В зависимости от насыщения пор разными флюидами показания α для пород с $k_{\text{п}} = 20\%$ могут различаться в несколько раз независимо от минерализации воды [5]. Наибольшее затухание претерпевают упругие волны в трещиноватых и кавернозных породах. В связи с этим акустический каротаж по затуханию весьма эффективен при изучении разреза скважин, вскрывающих карбонатные породы.

Основная помеха при применении акустического каротажа по затуханию — наличие акустического сопротивления на границах скважинный прибор — окружающая среда и промысловая жидкость — порода. Это сопротивление характеризуется сильной изменчивостью и оказывает значительное влияние на измерения, которое не поддается учету.

Для приема продольной головной волны в одинаковых условиях по всему разрезу глубинный прибор акустического каротажа необходимо строго центрировать в скважине или прижимать к ее стенке. При этом следует учитывать, что участки пластов, прилегающие к стенке скважины и включающие интервалы дробления и повышенной трещиноватости, на диаграммах АК отмечаются аномально низкой интервальной скоростью (высоким интервальным временем) и высоким затуханием колебаний. Такую же характеристику имеют и нефтегазонасыщенные пласты.

Результаты сопоставления акустических разрезов соседних скважин в комплексе с другими геофизическими материалами дают дополнительные сведения для однозначного решения вопроса о природе коллекторов и характере их насыщения.

Одна из основных задач акустического каротажа — изучение связи между литологическими и акустическими свойствами пород для уточнения их коллекторских свойств и характера насыщения.

ФОРМА КРИВОЙ ПРИ АКУСТИЧЕСКОМ КАРОТАЖЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ

При акустическом каротаже измеряется скорость распространения упругих волн в породе на интервале базы зонда. Породы, залегающие за пределами базы, не влияют на измеряемые величины.

Рассмотрим форму кривых АК для одиночных пластов различной мощности, находящихся в однородной вмещающей среде. Кривые получены для трехэлементного зонда, точка записи отнесена к середине его базы S . В качестве существенных значений на кривых акустического каротажа принимают точки у основания аномалии максимума или минимума и точки прогиба. В целом при акустическом каротаже пласт, залегающий в однородной среде, отмечается на кривых симметричным максимумом или минимумом.

Мощный пласт (мощность пласта h больше базы трех-элементного зонда S) характеризуется симметричной аномалией. Ширина аномалии между точками отклонения кривой равна сумме мощности пласта и базы зонда ($h+S$). Переходные зоны от вмещающей среды к пласту имеют протяженность кривой, равную базе зонда S , с точками перегиба, расположенными у границы пласта. Расстояние между точками перегиба (середины наклонных линий) соответствует мощности пласта. Вертикальный участок кривой против пласта характеризует истинное время пробега волны. Для пласта с пониженной скоростью распространения колебаний аномалия времени Δt будет положительной (рис. 78, а).

Тонкий пласт (мощность пласта равна или меньше базы зонда) в однородной толще характеризуется симметричной аномалией. Если мощность пласта $h=S$, значение Δt в максимуме (минимуме) кривой дает представление об истинной пластовой скорости. Пачка прослоев, в которых скорости распространения колебаний различны, отмечается средним значением скоростей в этих прослоях.

Для тонких пластов, мощность которых меньше длины зонда ($h < S$), измеренная скорость распространения волн v_k меньше их скорости в пласте v_n . В этом случае

$$1/v_k = h/Sv_n + (S-h)/Sv_{\text{вм}}, \quad (\text{V.10})$$

или

$$\Delta t_k = h\Delta t_n/S + (1-h/S)\Delta t_{\text{вм}},$$

где $v_{\text{вм}}$ — скорость распространения колебаний во вмещающих породах.

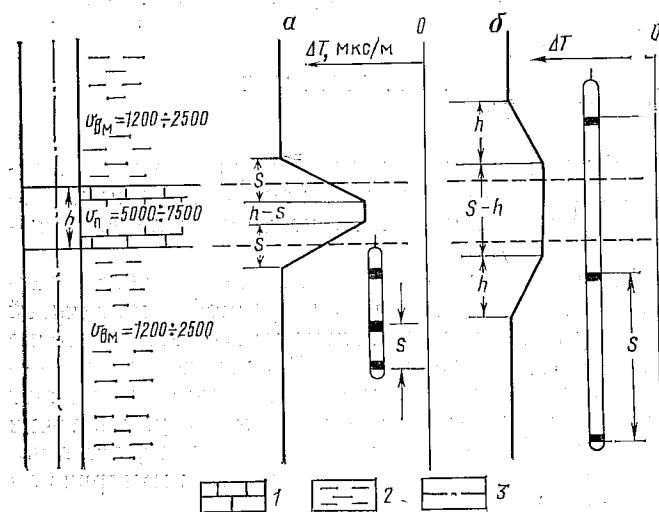


Рис. 78. Кривые интервального времени для пластов. а — мощного ($h > S$); б — тонкого ($h < S$). 1 — известняк; 2 — глина; 3 — ось скважины. Скорость в м/с

Ширина аномалии между точками отклонения кривой равна $h+S$. Расстояние между точками на уровне середины наклонных кривых равно базе зонда (рис. 78, б).

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛИНЫ ЗОНДА АК

Расстояние между приемниками (база S) характеризует разрешающую способность зонда. Чем меньше база, тем более тонкие слои могут быть выделены на диаграмме АК. При необходимости детального расчленения разреза база должна быть меньше мощности самого тонкого из интересующих нас в разрезе слоев. В противном случае кривая интервального времени Δt искажается. Однако уменьшение базы ведет к снижению точности измерения и производительности работ. От длины зонда L зависит радиус (глубинность) исследования. Глубинность исследований при АК на головных волнах по скорости r_p и затуханию r_a возрастает с увеличением скорости v_p , снижением частоты волнового поля f и увеличением длины волны λ . Принято считать, что при частоте колебаний 25 кГц и $v_p = 1500 \div 7300$ м/с глубинность исследований в различных породах составит 0,12—0,6 м. В одинаковых условиях наблюдений $r_a/r_p \geq 1,5$.

Минимальную длину зонда принято рассчитывать по формуле

$$L_{\text{min}} = 2r \sqrt{(v_n + v_{\text{зн}})/(v_n - v_{\text{зн}})}, \quad (\text{V.11})$$

где r — расстояние от рабочей поверхности элемента зонда до внешней границы зоны проникновения (радиус зоны проникновения); v_n и $v_{\text{зн}}$ — скорости распространения упругих колебаний в породе и зоне проникновения соответственно.

Если считать, что скорость распространения упругой волны в зоне проникновения и в промывочной жидкости 1600 м/с, радиус зоны проникновения при зонде, прижатом к стенке скважины, 0,5 м, то длина зонда при $v_n = 6000 \div 2000$ м/с должна составлять 1,25 м.

Увеличение длины зонда вызывает уменьшение разрешающей способности АК и снижение дифференцированности кривой.

Расстояния от излучателя до приемника и между приемниками должны быть согласованы с мощностью источника для обеспечения уверенного выделения первого вступления преломленных волн и точности приема сигналов, поступающих от ближнего и дальнего излучателей. В практике для проведения стандартного АК в нефтегазовых скважинах применяются трех-элементные зонды длиной 1,2—2 и базой 0,1—0,5 м.

Данные АК используют для расчленения разреза, выделения нефтегазовых и водонасыщенных коллекторов, трещиноватых и кавернозных зон, оценки пористости, трещиноватости и физико-механических свойств пород. По диаграммам АК

вычисляют средние пластовые скорости, что сокращает объем экспериментальных сейсмических исследований в районе проведения сейсморазведки.

Акустический каротаж нельзя проводить в скважинах, не заполненных жидкостью. При разгазировании промывочной жидкости происходит резкое снижение амплитуд упругих колебаний и ослабление акустического сигнала.

Глава VI

ЯДЕРНО-МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ

§ 20. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) основан на изучении ядерно-магнитных свойств водорода флюидов, заполняющих поры породы. Ядра атомов водорода, как и других элементов (фтора, алюминия, углерода-13 и др.), обладают собственным механическим моментом P (спином) и магнитным моментом μ , оси которых совпадают.

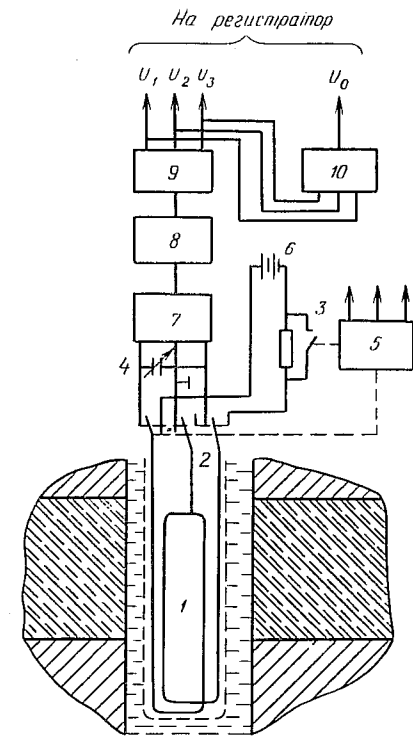
Спин (верчение) характеризует собственный механический момент количества движений, которым обладают элементарные частицы. Он может принимать только целые или полуцелые значения (0; 0,5; 1; 1,5), выраженные в единицах $\hbar/2\pi$, где $\hbar$ — постоянная Планка ($6,6261 \cdot 10^{-34}$ Дж·Гц⁻¹). Спины электрона, позитрона, протона и нейтрона равны 0,5. Это означает, что они принимают значение $0,5 \hbar/2\pi$. При помещении таких ядер в постоянное внешнее магнитное поле H их магнитные моменты μ стремятся ориентироваться в направлении вектора данного поля, что ведет к возникновению ядерной намагниченности. При снятии внешнего магнитного поля происходит разрушение приобретенной ядерной намагниченности из-за беспорядочного теплового движения атомов и молекул вещества. Так как это происходит в магнитном поле Земли, ядра ориентируются вдоль этого поля, прецессируя (совершая затухающие вращения) вокруг него подобно волчку в поле силы тяжести с так называемой ларморовой частотой

$$\omega = H_3 \gamma_{\text{гир}}, \quad (\text{VI.1})$$

где H_3 — напряженность магнитного поля Земли ($H_3 \approx 40$ А/м); $\gamma_{\text{гир}} = \mu/P$ — гиромангнитное отношение (отношение магнитного момента μ прецессирующих ядер к их механическому моменту P). Наибольшее значение $\gamma_{\text{гир}}$ свойственно водороду. Этим вызвано наиболее сильное выражение эффекта ядерного магнетизма у водорода. Во всех других породообразующих элементах этот эффект слишком мал, чтобы его можно было измерить в скважине.

Рис. 79. Блок-схема аппаратуры для возбуждения сигналов свободной прецессии в скважине и их регистрации.

1 — катушка; 2 — коммутатор катушки; 3 — реле остаточного тока; 4 — конденсатор; 5 — устройство управления; 6 — источник тока поляризации; 7 — усилитель сигнала свободной прецессии; 8 — детектор обходящей ССП (сигнала свободной прецессии); 9 — измерительное устройство; 10 — вычислительное устройство.



Главной задачей ЯМК является регистрация эффектов свободной прецессии протонов ядер водорода в земном магнитном поле. С этой целью в скважину опускают скважинный прибор, включающий в себя катушку удлиненной прямоугольной формы, коммутатор, попеременно подключающий выводы катушки то к источнику постоянного тока силой в 2—3 А, то к выходу усилителя. При подключении катушки к источнику тока в окружающей среде создается поляризующее постоянное магнитное поле. При подключении катушки к усилителю наведенная в ней под действием прецессии ядер водорода ЭДС усиливается и передается по кабелю на поверхность в наземную аппаратуру, где регистрируется (рис. 79).

Схематическое изображение процессов, происходящих при исследованиях методом ЯМК и возникающих при этом векторов ядерной намагниченности, дано на рис. 80. При отсутствии внешнего искусственного магнитного поля магнитные моменты ядер водорода μ ориентированы в направлении магнитного поля Земли H_3 , прецессируя вокруг него (рис. 80, I, а).

При пропускании тока поляризации I_p через поляризующую катушку в течение времени t_p (рис. 80, II, а) в исследуемой среде образуется постоянное магнитное поле напряженности H_p . Вектор этого поля составляет некоторый угол с вектором напряженности поля Земли H_3 и значительно (примерно на два порядка) превышает его по величине. Возникающий при этом в течение времени t_p вектор ядерной намагниченности M ориентируется по результирующему вектору $H_{\text{ср}}$, представляющему собой сумму двух векторов напряженности H_p и H_3 (рис. 80, I, б).

Вектор ядерной намагниченности M устанавливается не сразу после включения тока I_p , а в течение времени T_1 про-

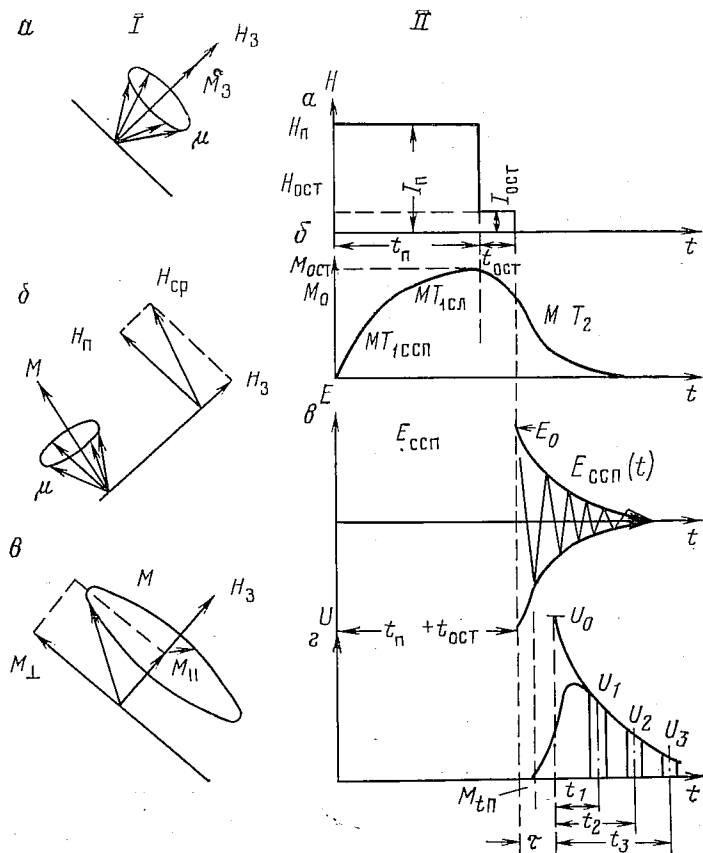


Рис. 80. Поведение вектора ядерной намагниченности (I) до поляризации (a), во время нее (b) и в начале свободной прецессии (v), а также схема процессов (II), возникающих при исследованиях методом ЯМК (по С. М. Аксельроду):

a — график во время пропускания тока поляризации $I=f(t)$; b — измерение величины вектора ядерной намагниченности M ; v — изменение во времени ЭДС сигнала свободной прецессии $E_{ссп}=f(t)$; z — сигнал свободной прецессии после усиления и детектирования

дольной релаксации (установления равновесия), характеризующей скорость нарастания ядерной намагниченности по направлению приложенного поля поляризации (рис. 80, II, б):

$$M = M_0 [1 - \exp(-t_n/T_1)], \quad (VI.2)$$

где M_0 — вектор ядерной намагниченности при $t_n \rightarrow \infty$; практически t_n принимается равным $(3-5)T_1$.

После выключения поляризующего тока (ступенчато снижением до величины остаточного тока $I_{ост}$ и полным выключением через время $t_{ост}$) в среде действует только магнитное

поле Земли, и вектор ядерной намагниченности процессирует вокруг вектора H_3 с круговой частотой ω (VI.1), постепенно возвращаясь к своей первоначальной величине (рис. 80, I, в). Вектор ядерной намагниченности M по отношению к H_3 может быть разложен на две составляющие: продольную $M_{||}$, совпадающую с направлением вектора H_3 , и поперечную $M_{\perp}$, перпендикулярную к H_3 .

Под действием вектора $M_{\perp}$ в катушке наводится электрический синусоидальный сигнал (переменная ЭДС) — сигнал свободной прецессии (ССП), соответствующий E_t амплитуде СПП (в В) в момент времени t (в с), прошедшего с начала прецессии, затухающей по экспоненциальному закону с постоянной времени поперечной релаксации T_2 (рис. 80, II, в):

$$E_t = E_0 \cos \omega t \exp(-t/T_2). \quad (VI.3)$$

Время поперечной релаксации T_2 характеризует скорость затухания сигнала (за T_2 обычно принимается время, в течение которого начальная амплитуда E_0 уменьшается приблизительно в 2,7 раза, E_0 — начальная амплитуда СПП, пропорциональная вектору ядерной намагниченности M).

Для предотвращения влияния переходных процессов, вызванных выключением остаточного тока, момент подключения катушки к усилителю сдвинут на величину мертвого времени τ (см. рис. 80, II, з). ЭДС, индуцируемая в катушке зонда, усиливается и передается по кабелю на дневную поверхность, где регистрирующее устройство фиксирует амплитуду ЭДС U_t в момент времени t . Амплитуда U_t представляет собой огибающую сигнала свободной прецессии: $U_t = U_0 \exp(-t/T_2)$, где U_0 — начальная амплитуда сигнала свободной прецессии. Так как сигнал свободной прецессии убывает по экспоненциальному закону, достаточно иметь два значения его амплитуды U_1 и U_2 или U_1 и U_3 , разделенных некоторыми временными интервалами t_1 , t_2 и t_3 (35, 50 и 70 мс) после начала прецессии, чтобы по ним путем экстраполяции восстановить амплитуду сигнала U_0 , по которой определяется индекс свободного флюида:

$$U_0 = \frac{U_1^{t_3/(t_2-t_1)}}{U_2^{t_3/(t_2-t_1)}}; \quad U_0 = \frac{U_1^{t_3/(t_3-t_1)}}{U_3^{t_1/(t_3-t_1)}}. \quad (VI.4)$$

Аппаратура ЯМК позволяет одновременно автоматически регистрировать две или три каротажные кривые изменения с глубиной амплитуд сигнала свободной прецессии U_1 , U_2 и U_3 при фиксированных временах t_1 , t_2 и t_3 и постоянных значениях t_n и $t_{ост}$. По этим данным оценивается (или непосредственно регистрируется при использовании счетно-решающего устройства) величина U_0 , приведенная к моменту выключения остаточного поляризующего тока. Кривые U_1 , U_2 , U_3 , U_0 , регистри-

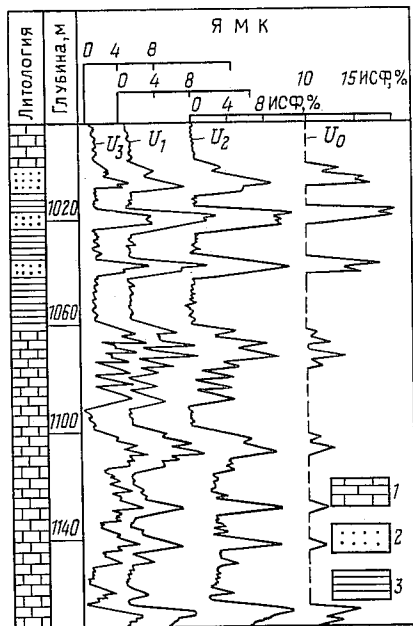


Рис. 81. Результаты ЯМК.
1 — известняк; 2 — песчаник; 3 — глина

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Изучение коллекторских свойств пород производится по U_0 . На величину измеряемого сигнала свободной прецессии оказывают влияние только те ядра водорода, которые входят в состав молекул, способных перемещаться в поровом пространстве коллектора. Исследования показали, что связанная вода и твердые углеводороды (битум, кир, асфальтены), содержащие протоны малой подвижности, сигналом свободной прецессии на диаграммах ЯМК не отмечаются. Это вызвано тем, что в связи с наличием мертвого времени τ (см. рис. 80) в ЯМК регистрируются только те ССП, которые характеризуются временем $T_2 > 30$ мс. Величина U_0 калибруется в единицах, называемых индексом свободного флюида (ИСФ) и характеризующих объем пор (в %), занятых жидкостью, участвующей в образовании ССП. Индекс свободного флюида условно считают соответствующим коэффициенту эффективной пористости

$$k_{п.эф} = k_{п}(1 - k_{во}), \quad (VI.5)$$

где $k_{во}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности.

Индекс свободного флюида определяется как отношение начальной амплитуды ССП, зарегистрированной на образце

руемые в функции глубины, называются кривыми ЯМК (рис. 81).

§ 21. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ ЯМК

Интерпретация диаграмм ЯМК заключается в определении величин сигнала свободной прецессии и времени продольной релаксации T_1 . Время поперечной релаксации T_2 , будучи искажено неоднородностью поля Земли, для изучения разрезов скважин не используется. На основании интерпретации диаграмм ЯМК возможно решение основных задач: выделение коллекторов и оценка их коллекторских свойств; оценка характера насыщения коллектора и перспективы получения нефти, газа или воды из пласта.

породы, поры которого заполнены пресной водой, к начальной амплитуде ССП, измеренной на дистиллированной воде, занимающей такой же объем, как и образец породы. Соответственно ИСФ изменяется от 0 до 100 %. Для установления масштаба кривых ЯМК в единицах ИСФ аппаратура эталонируется.

На характер зависимости ИСФ от содержания свободной воды не влияют литологические, структурные и иные особенности породы. Следовательно, в пластах, представляющих собой чередование прослоев коллекторов и неколлекторов, вклад в величину ИСФ вносят только прослои коллекторов, а остальные разности, не содержащие свободного флюида, не создают сигнала свободной прецессии. Поэтому эффективная пористость $k_{п.эф}$, определенная для неоднородного пласта или пачки пластов, дает возможность определить полную емкость рассматриваемого объекта. Соответственно произведение $k_{п.эф}$ на мощность объекта H дает суммарную эффективную емкость всех содержащихся в нем прослоев коллекторов.

В коллекторах с трещинной пористостью, входящей в общую систему пор, переход от ИСФ к $k_{п.эф}$ осуществляется так же, как для гранулярных коллекторов. Для коллекторов, характеризующихся наличием изолированных каверн, не связанных с общей системой пор, сравнение $k_{п.эф}$ и ИСФ неправомерно, так как общий объем изолированных каверн не входит в эффективную пористость, но входит в ИСФ. В данном случае необходимо исключить объем изолированных каверн, учтенных по кривой ИСФ, но не влияющих на $k_{п.эф}$.

Однородные водородсодержащие пласты, мощности которых равны длине зонда или превышают ее, отмечаются на кривых ЯМК симметричными максимумами, расположенными в средней части пласта; границы пластов проводятся по середине наклонных линий (рис. 82). Если мощность пласта меньше длины зонда, происходит уменьшение ИСФ по сравнению с истинными величинами и расширение максимума; определение границ тонких пластов по кривым ЯМК затрудняется. В качестве существенных (характерных) величин $(ИСФ)_к$ принимаются их средние значения.

Для получения истинных значений $(ИСФ)_к$ по данным $(ИСФ)_п$ вводятся поправки за влияние скважины, глинистой корки, пространственной ориентации скважины и др. Для этого построены соответствующие папки и номограммы.

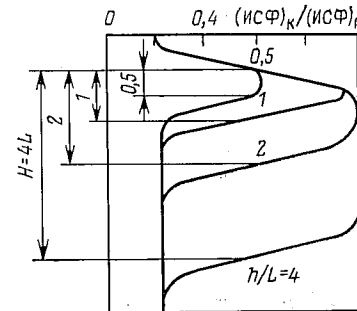


Рис. 82. Теоретические кривые ЯМК для пластов различной мощности. $(ИСФ)_п / (ИСФ)_к = 5$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПОРОД

Это определение производится по времени продольной релаксации T_1 . Для измерения T_1 прибор устанавливается на заданной глубине в интервалах, охарактеризованных по кривой ИСФ как коллекторы, содержащие свободную жидкость. Время продольной релаксации T_1 можно определять с использованием U_{t_n} без учета ряда факторов, влияющих на амплитуду ССП, — диаметра скважины, толщины глинистой корки и пространственной ориентации скважины. Измерение T_1 выполняют на глубине залегания исследуемого пласта двумя способами: в сильном поле — $T_{1с.п}$ и в слабом поле — $T_{1сл.п}$.

Для определения $T_{1с.п}$ проводится серия измерений амплитуд U_{t_n} (в В) для различных времен t_n (в с) и поляризуемого магнитного поля H_n (в А/м). Одно из измерений выполняется с достаточно большим временем $t_n \rightarrow \infty$, обеспечивающим равновесное состояние вектора ядерной намагниченности $M_{\infty.п}$ (в А/м) (см. рис. 81, II, а и б). Этому вектору соответствует амплитуда $U_{\infty.п}$, $T_{1с.п}$ может быть рассчитана:

$$U_{t_n} = U_{\infty.п} [1 - \exp(-t_n/T_{1с.п})].$$

Время продольной релаксации в слабом поле $T_{1сл.п}$ определяют по длительности действия остаточного поляризуемого поля $H_{ост}$. Для этого выполняют измерения амплитуд ССП при фиксированном времени поляризации t_n , но при последовательно изменяющемся времени действия $t_{ост}$ и соответственно остаточного тока $I_{ост}$ (см. рис. 80, II, в, г).

На практике для определения T_1 по результатам измерений не используют непосредственные зависимости амплитуд U_{t_n} и $U_{t_{ост}}$ от времен t_n и $t_{ост}$. Величины T_1 находят графически. Для этого по результатам измерений вычисляют значения так называемых функций продольной релаксации $F_{с.п}(t_n)$ и $F_{сл.п}(t_{ост})$, которые в сильном и слабом поле соответственно имеют вид:

$$F_{с.п}(t_n) = \frac{U(t_n \rightarrow \infty) - U(t_n)}{U(t_n \rightarrow \infty)}, \quad (VI.6)$$

где $U(t_n)$ — амплитуда ССП при времени поляризации t_n ;

$$F_{сл.п}(t_{ост}) = \frac{U(t_{ост}) - U(t_{ост} \rightarrow \infty)}{U_0 - U(t_{ост} \rightarrow \infty)}, \quad (VI.7)$$

где $U(t_{ост})$ — амплитуда ССП при времени действия остаточного тока; $U(t_{ост} \rightarrow \infty)$ — амплитуда ССП при $t_{ост} \rightarrow \infty$, непосредственно не измеряемая, а вычисляемая по формуле $U(t_{ост} \rightarrow \infty) = U_0(I_{ост}/I_n)$.

Рассчитанные значения функции $F_{с.п}(t_n)$ или $F_{сл.п}(t_{ост})$ соответствуют реальным измерениям t_n и $t_{ост}$ и применяются для графического определения T_1 . С этой целью вычисленные функции наносятся на бланк с полулогарифмической шкалой (рис. 83).

В однородной водонасыщенной среде, поры которой имеют одинаковые размеры, функция продольной релаксации даже при наличии связанной воды является однокомпонентной. В полулогарифмическом масштабе такая зависимость имеет вид прямой с постоянными T_1 и значениями функций около 0,37 (рис. 83, а). При наличии смеси флюидов с различными T_1 зависимость изображается в виде кривой, которая может быть разложена на несколько прямых. По этим прямым находят T_1 каждого компонента (рис. 83, б). Тангенс угла полученных прямых равен времени T_1 .

Как видно из примера, изображенного на рис. 83, прямые, представляющие функции $F_{с.п}(t_n)$ или $F_{сл.п}(t_{ост})$, переносятся параллельно самим себе так, чтобы они пересекали ось ординат в точке, равной единице. Время T_1 , соответствующее ординате 0,37, отсчитывается (в мс) на оси абсцисс. Для приближенной оценки T_1 достаточно произвести измерения при двух значениях времени поляризации. При точных определениях производится до 15 измерений для значений t_n или $t_{ост}$.

В высокопроницаемых пластах наибольшие времена релаксации (больше 1 с) отмечаются в водонасыщенных пластах или нефтенасыщенных, содержащих легкую нефть. Однако дисперсия этих значений велика: на величину T_1 помимо характера насыщения коллектора влияют и такие факторы, как

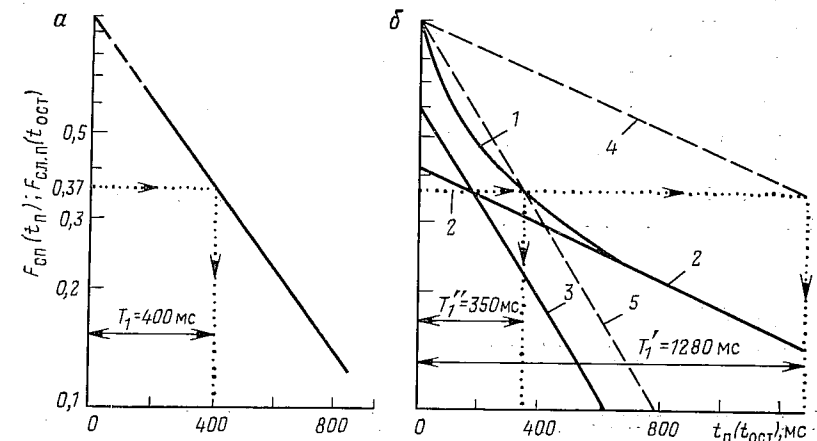


Рис. 83. Функции релаксации $F_{с.п}(t_n)$ или $F_{сл.п}(t_{ост})$ в полулогарифмической системе координат (по С. М. Аксельроду).

а — однокомпонентная экспоненциальная зависимость; б — двухкомпонентная зависимость; функции релаксации: 1 — двухкомпонентная; 2 и 3 — с большим ($T_1'' = 1280$ мс) и малым ($T_1' = 350$ мс) временами продольной релаксации; 4 и 5 — перенесенные параллельно соответственно цифрам 2 и 3

удельная поверхность коллектора, его гидрофильность или гидрофобность, тип пористости, глинистость, вязкость флюида. При различии нефте-, водонасыщенности пласта учитывают, что высоковязкие (смолистые) компоненты нефти при низких температурах характеризуются быстрозатухающими сигналами свободной прецессии и отмечаются низкими показаниями на диаграммах ЯМК. Согласно опыту изучения продуктивных горизонтов с закачиваемой пресной водой, время T_1 зоны проникновения у водоносных коллекторов лежит в пределах 200—600 мс, а у нефтегазоносных — 700—1000 мс. Кроме того, нефтегазоносные пласты благодаря наличию остаточной нефти или газа в зоне проникновения характеризуются двумя компонентами в характеристике продольной релаксации.

Ядерно-магнитный каротаж предназначен для выделения пластов, содержащих подвижный флюид, определения их пористости и характера насыщения. Комплексирование результатов ЯМК с данными других каротажных исследований скважин позволяет расширить и уточнить возможности количественной оценки пористости коллекторов, их эффективной мощности, насыщенности и промышленной нефтеносности. Метод ЯМК используется также для разделения нефтеносных и битуминизированных пород.

Ограничения метода ЯМК связаны с невозможностью измерения ССП в среде (в глинистом растворе, породе) с повышенной магнитной восприимчивостью, в породах с малой эффективной пористостью (1,5—2 %), в том числе в трещинных коллекторах, если часть трещин заполнена глинистым раствором. Этот метод неприменим при очень вязких нефтях — более 600 мПа·с, при наличии в промывочной жидкости свободного флюида — воды или нефти, создающего дополнительный ССП. Недостатками метода являются: длительность измерений (скорость движения прибора ЯМК ограничивается временем поляризации $t_n > 3T_1$ и не должна превышать 250 м/ч); малая глубинность исследования (около 0,2 м), вследствие чего влияние зоны проникновения на показания ЯМК велико. Ядерно-магнитный каротаж применим при исследовании разрезов скважин, не обсаженных колонной.

Глава VII

ТЕРМОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Измерение температуры по стволу скважины производят в целях изучения: естественного теплового поля Земли; местных (локальных) тепловых полей, наблюдаемых в скважине в процессе бурения и эксплуатации; искусственных тепловых полей, вызванных наличием промывочной жидкости в скважине и цементного раствора в затрубном пространстве.

§ 22. МЕТОД ЕСТЕСТВЕННОГО ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ ЗЕМЛИ (ГЕОТЕРМИЯ)

Геотермическими исследованиями скважин установлено, что на континентах температура пород до глубин 10—40 м подвержена периодическим (суточным, сезонным и годовым) колебаниям, связанным с изменением интенсивности солнечного излучения. (В водных толщах — морских и океанических — годовые колебания температур распространяются до глубин 300 м и более).

Слои, в которых колебания суточных и годовых температур становятся незначительными, названы слоями постоянных суточных и годовых температур, или нейтральными слоями. Температура нейтрального слоя принимается равной среднегодовой температуре поверхности Земли T_r . Ниже этого слоя повсеместно наблюдается закономерное возрастание температуры с глубиной, определяемое внутренним теплом Земли. Основным источником тепловой энергии в недрах Земли принято считать энергию, возникающую при распаде радиоактивных элементов; дополнительными источниками могут быть кристаллизационные и полиморфические превращения, физико-химические и другие процессы, протекающие внутри Земли.

Интенсивность нарастания температуры с глубиной характеризуется геотермическим градиентом G . За величину геотермического градиента в практической работе принимают изменение температуры Земли в градусах Цельсия на 100 м глубины. Градиент рассчитывают по формуле

$$G_{100} = 100 (T_2 - T_1) / (H_2 - H_1). \quad (\text{VII.1})$$

Для характеристики прироста температур с глубиной часто используют величину, обратную геотермическому градиенту, — геотермическую ступень G , указывающую разность глубин, которая соответствует изменению температуры на 1 °C:

$$G = (H_2 - H_1) / (T_2 - T_1). \quad (\text{VII.2})$$

Геотермический градиент $G = q\xi$ пропорционален тепловому сопротивлению ξ породы, которое отражает литологические особенности горных пород, составляющих разрезы скважин (q — плотность теплового потока). Этим вызваны изменения геотермического градиента при пересечении скважиной различных пород, что отмечается изменением угла наклона термограммы относительно вертикали. При постоянной плотности q диаграммы геотермического градиента можно рассматривать как

диаграммы теплового сопротивления или обратной величины — теплопроводности ($\xi = 1/\lambda$).

Изучение тепловых свойств горных пород возможно как в скважине, обсаженной колонной, так и в необсаженной. Это объясняется тем, что тепловое сопротивление металлов мало по сравнению с тепловым сопротивлением горных пород. Например, тепловое сопротивление железа в 40—80 раз меньше теплового сопротивления глин.

На геотермограмме и графике изменения геотермического градиента (рис. 84) в зависимости от литологии пород значения геотермического градиента варьируют от 0,2 до 7°С/100 м. Геотермические измерения производят в скважинах с установившимся тепловым режимом, который наступает по истечении времени, достаточного для восприятия заполняющей ствол скважины жидкостью естественной температуры пластов (скважина должна простаивать без циркуляции не менее 10 сут). Установившемуся тепловому режиму предшествует неустойчивый тепловой режим, когда между жидкостью в скважине и породами происходит теплообмен.

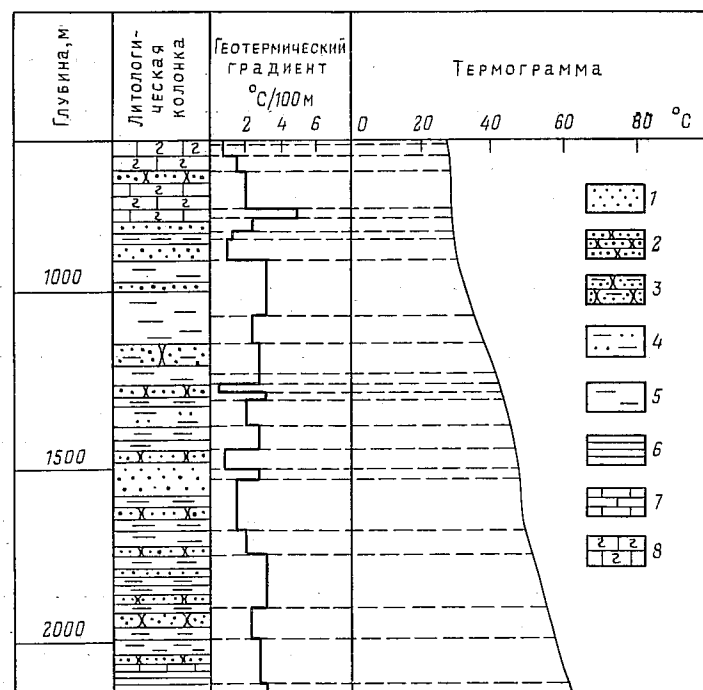


Рис. 84. График изменения геотермического градиента G по одной из скважин в центральной части Днепровско-Донецкой впадины.

1 — песок; 2 — песчаник; 3 — глинистый песчаник; 4 — глина песчаная; 5 — глина; 6 — аргиллит; 7 — известняк; 8 — мел

Таблица 4. Значения геотермических ступеней и градиента для различных районов Советского Союза

Территория	Температура на глубине 1000 м, °С	Средние в интервале 100—1000 м	
		G , м/°С	G , °С/100 м
Восточное Предкавказье (Грозненский район)	90,7	12,0	8,3
Центральное Предкавказье (Ставропольское поднятие)	62,5	19,0	5,3
Западное Предкавказье (Майкопский район)	50,4	25,1	4,0
Апшеронский полуостров	47,2	27,4	3,6
Донбасс	39,6	32,2	3,1
Эмба	41,4	33,3	3,0
Западная Украина	31,4	42,9	2,3
Нижнее Поволжье	28,6	49,5	2,0
Самарская Лука	24,8	64,3	1,6
БашАССР	18,4	82,6	1,2
БССР	23,4	86,5	1,2
Камское Приуралье	17,4	88,2	1,1

Геотермическая ступень для различных районов изменяется в широких пределах (табл. 4).

§ 23. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ МЕСТНЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ

Местные, или локальные, тепловые поля, наблюдаемые в скважине, обычно приурочены к газоносным и нефтеносным пластам, пластам-коллекторам, в которых происходит циркуляция воды, сульфидным рудам, ископаемым углям, галогенным осадкам.

При фильтрации через пористую среду жидкости температура ее за счет трения повышается; при фильтрации газа происходит снижение температуры вследствие адиабатического расширения газа. Это явление носит название эффекта Джоуля—Томпсона, или эффекта дросселирования газа и нефти в продуктивном пласте. В результате эффекта дросселирования в скважине наблюдается аномалия температур, экстремальное значение которой

$$\Delta T_{\text{экс}} = \varepsilon_T (p_c - p_n) = -\varepsilon_T \Delta p, \quad (\text{VII.3})$$

где ε_T — эффективный коэффициент Джоуля—Томпсона; $\Delta p = p_c - p_n$ — перепад давлений в скважине и пласте.

Коэффициент ε_T принято называть положительным, если газ в процессе дросселирования охлаждается, и отрицательным, если происходит его нагревание. Числовое значение коэффициента ε_T зависит от состава газа, поступающего в скважину, и его температуры. Для природных горючих газов при

температурах 20—200 °С и давлениях 5—30 МПа и изменяется в пределах 0,05—0,45. Значения ϵ снижаются с ростом давления, температуры и плотности газа. В процессе бурения давление столба промывочной жидкости превышает пластовое давление, вскрываемый газоносный пласт отмечается снижением температуры. В эксплуатационных скважинах газоносный пласт отмечается отрицательной аномалией независимо от соотношений давлений в скважине и пласте. Как следует из (VII.3), значения $\Delta T_{\text{экс}}$ связаны не с количеством поступающего из пласта газа, а с перепадом давления в продуктивном пласте. Поэтому небольшие поступления газа могут вызывать значительные температурные аномалии охлаждения, в то время как против высокочувствительных и хорошо проницаемых газовых пластов с малым перепадом давления возможны малые значения $\Delta T_{\text{экс}}$.

Для нефти и воды коэффициенты ϵ отрицательны: $\epsilon_{\text{тн}} \approx -(0,1 \div 0,15)$, $\epsilon_{\text{тв}} \approx -0,05$. В связи с этим против мест поступления в скважину нефти и воды возможны небольшие положительные аномалии.

Возможности температурных измерений для выявления локальных аномалий в скважине значительно расширились с разработкой высокочувствительных термометров на полупроводниках — аномалий-термометров. Такие термометры рассчитаны для изучения тепловых полей малой интенсивности и способны регистрировать температуру в детальном масштабе до 0,02 °С/см. В скважинах с установившимся тепловым режимом участки разреза с пониженными и повышенными значениями температуры отмечаются на аномалий-термограмме соответственно пониженными или повышенными значениями аномалий на фоне диаграммы геотермического градиента.

На основании температурных измерений в скважине в настоящее время определяют местоположение продуктивного пласта, газонефтяного контакта, места потери циркуляции в бурящейся скважине, глубину нахождения цемента, закачанного под давлением, зоны гидроразрыва и др.

Рассмотрим наиболее характерные примеры.

Определение местоположения продуктивного пласта. Кривая I (рис. 85, а) была получена во время фонтанирования, которое длилось несколько часов. Из этой кривой следует, что подошва продуктивного пласта находится на глубине 1055 м. Кривая II снята в период, когда фонтанирование было приостановлено (на 1 ч). Эта запись показывает, что верх продуктивного пласта находится на глубине 1048 м. По первой кривой видно, что благодаря эффекту дросселирования газа и нефти температура в стволе скважины снизилась на 1 °С и более выше места поступления в скважину нефти и газа. На кривой II отмечено, что после остановки фонтанирования температура над продуктивной зоной возросла, температурная аномалия против продуктивного пласта обозначилась четко.

Определение положения газонефтяного контакта (ГНК). Согласно обычной температурной кривой, зарегистрированной в необсаженной скважине (кривая III) (рис. 85, б), можно предположить, что газовый горизонт находится на глубине приблизительно 1550—1600 м.

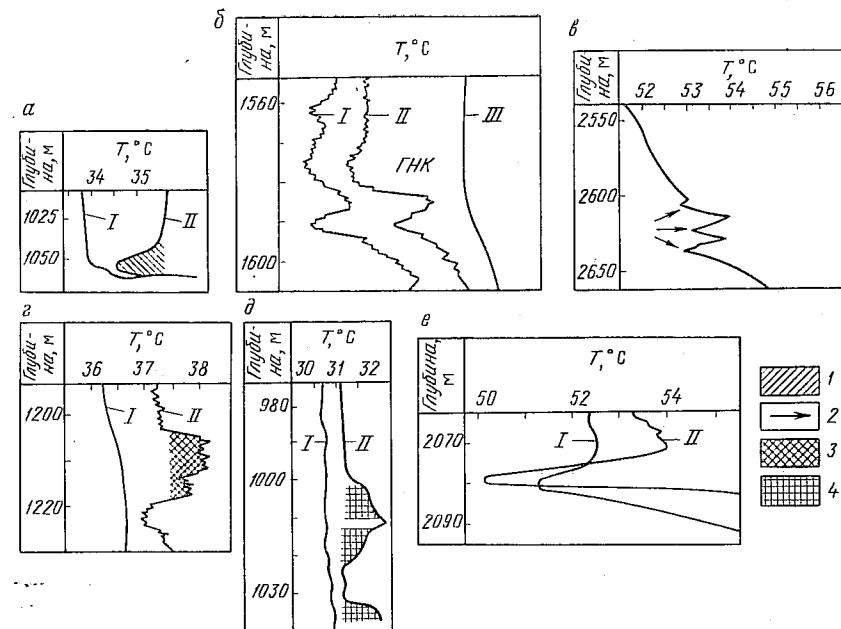


Рис. 85. Результаты температурных измерений для решения различных задач нефтегазопромысловой геологии.

Определение: а — местоположения нефтепродуктивной зоны; б — положения газонефтяного контакта; в — места потери циркуляции; г — глубины закачанного под давлением цемента; д — зон гидроразрыва пласта; е — зоны закачки газа. 1 — продуктивная зона; 2 — зона потери циркуляции; 3 — местоположение закачки цемента; 4 — трещины

Кривые I и II, выполненные высокочувствительным аномалий-термометром, уточнили положение контакта газ — нефть. Они фиксируют газопродуктивную зону и на глубине 1580 м.

Определение места потери циркуляции в бурящейся скважине. На обычной термограмме (рис. 85, в) зафиксирована зона потери циркуляции на глубине 2630 м. Ниже этого интервала отмечена зона потери циркуляции на глубине 2630 м. Ниже этого интервала отмечена зона нормального геотермического градиента.

Определение глубины закачанного под давлением цемента. Количество цемента, закачиваемого под давлением в перфорационные отверстия, мало и не вызывает повышения температуры в обсадной колонне, достаточного для регистрации обычными термометрами. Значительно лучшие результаты получаются с помощью аномалий-термометра.

Термограммы, записанные этим термометром непосредственно после окончания работ (кривая I) и спустя 60 ч (кривая II), показали, что закачанный цемент проник в зону водонасыщенного пласта в интервале 1202—1220 м, находящуюся непосредственно под нефтеносным пластом, и перекрыл воду.

Определение зон гидроразрыва. Для определения местоположения зон гидроразрыва с помощью температурных измерений соблюдается установленная последовательность в проведении работ: 1) проводятся два температурных замера — до гидроразрыва и после; температура рабочей жидкости должна существенно отличаться от температуры в зоне проведения гидроразрыва (выше или ниже); 2) повторный замер должен про-

водиться по истечении некоторого оптимального времени (несколько часов) после проведения гидроразрыва; замер должен проводиться при статическом состоянии жидкости, перемещение жидкости внутри скважины при разрыве может привести к ошибкам в оценке гидроразрыва пласта.

На рис. 85, *д* показаны две термограммы. Кривая *I* была записана до, а кривая *II* после гидроразрыва в скважине. Эта скважина была перфорирована на глубинах 1001—1038 м. Сопоставление кривой, записанной до гидроразрыва, с кривой, записанной после гидроразрыва, показывает, что верхняя зона подвергалась разрыву на глубине от 1001 — до 1013 м, нижняя — на глубине 1036—1038 м. Температура рабочей жидкости на поверхности была 54 °С, а температура пласта 31,5 °С.

Определение зон закачки газа в пласт. На рис. 85, *е* приводятся температурные кривые, записанные обычным термометром (кривая *I*) и аномалий-термометром (кривая *II*) во время закачки 59472 м³ природного газа в сутки. Термограммы показывают зоны, в которых создаются температурные аномалии, при этом применение высокочувствительного термометра значительно повышает точность измерений.

В настоящее время имеются все данные для того, чтобы считать, что дальнейшее повышение чувствительности глубинных приборов даст возможность расширить перечень задач, решаемых в нефтегазопромысловой геологии по температурным измерениям.

Глава VIII

ДРУГИЕ ВИДЫ КАРОТАЖА

§ 24. КАВЕРНОМЕТРИЯ И ПРОФИЛЕМЕТРИЯ

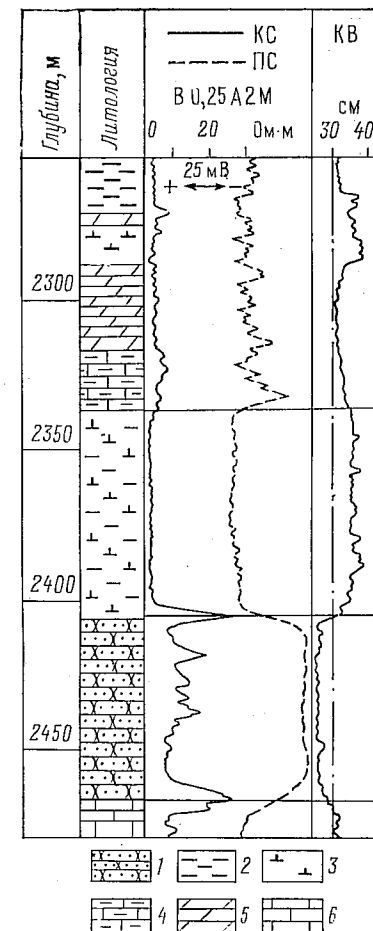
Кавернометрия. Заключается в измерении среднего диаметра скважины. Отклонение фактического размера диаметра скважины от номинального вызвано главным образом физико-химическим воздействием на стенки скважины промывочной жидкости, а также механическим влиянием бурильного инструмента. Изменение диаметра скважины, при прочих равных условиях, зависит от литологии пород, вскрываемых скважиной (см. § 1). Кавернограмма способствует уточнению литологического состава пород, построению литологической колонки и разделению разреза на проницаемые и непроницаемые породы.

Пример сравнения кавернограммы с литологической колонкой и диаграммами электрического каротажа приведен на рис. 86. Видно, что увеличение диаметра скважины соответствует глинам и глинистым породам, уменьшение диаметра наблюдается против проницаемых алевролитов. Против плотных слабопроницаемых песчаников и карбонатных пород фактический диаметр скважины соответствует его номинальному значению.

Кавернограмма используется для определения объема затрубного пространства при подсчете количества цемента, необходимого для цементации колонны. Результаты измерения диаметра скважины могут быть использованы в качестве дополнительной информации при истолковании диаграмм радио-

Рис. 86. Сопоставление кавернограммы с литологической колонкой и диаграммами электрического каротажа.

1 — песчаник; 2 — глина; 3 — глина известковистая; 4 — известняк глинистый; 5 — мергель; 6 — известняк



активного каротажа, бокового каротажного зондирования, термограмм и других геофизических материалов.

Профилеметрия. Проводится в целях построения сечения скважины в плоскости, перпендикулярной к ее оси.

Основное назначение профилеметрии — выделение желобов¹ на стенках бурящейся скважины. На процессе желобообразования сказываются различные факторы: литологический состав пород, угол наклона и интенсивность искривления скважины, свойства промывочной жидкости, технология бурения, число спускоподъемных операций и др.

Интерпретация профилеграмм сводится к оценке формы и размеров поперечного сечения скважины. Точное решение этой задачи затрудняется из-за недостаточности четырех точек, измеренных с помощью рычагов, для установления конфигурации сечения скважины и вследствие неопределенности положения в пространстве взаимно перпендикулярных большой и малой осей желоба $d_{с.б}$ и $d_{с.м}$.

При интерпретации профилеграмм важное значение имеют их воспроизводимость при повторных замерах. Воспроизводимость может быть достигнута при относительно одинаковом взаимном положении рычагов профилемера в скважине. Экспериментально доказано, что при произвольном вращении прибора в скважине в большинстве случаев одна из пар измерительных рычагов занимает положение, соответствующее макси-

¹ Под желобом понимают любое отклонение формы поперечного сечения скважины от круга, которое характеризуется наличием существенно различающихся взаимно перпендикулярных диаметров $d_{с.б}$ и $d_{с.м}$.

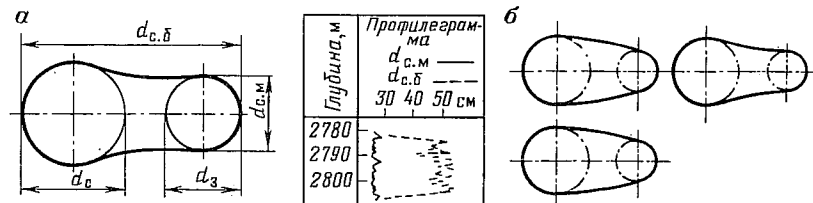


Рис. 87. Конфигурация сечения скважины по профилеграмме (а) и примеры неоднозначности построения формы поперечного сечения скважины (б). d_3 — диаметр замкового соединения

мально возможному их раскрытию. Это способствует однозначности замера.

Конфигурацию сечения скважины по профилеграмме определяют графически (рис. 87, а). Такое построение дает лишь приближенное представление о конфигурации сечения скважины. Легко заметить, что наиболее узкая часть желоба не всегда контролируется диаметром замкового сечения. В зависимости от положения центра прибора в скважине (возможность смещения которого заложена в его конструкции) форма сечения может существенно меняться при одинаковых значениях $d_{с.б}$ и $d_{с.м}$ (рис. 87, б).

Таким образом, профилеграмма служит в основном качественным индикатором желобов, которые влекут за собой прихваты бурильных инструментов и вызывают тяжелые формы аварий при бурении. Кроме того, профилеграмму используют при решении и других задач: предупреждении осложнений при спуске обсадных колонн, выборе интервалов пакеровки при работе пластоиспытателями на бурильных трубах и т. п.

На интенсивность желобообразования значительное влияние оказывает литологический состав пород. Под интенсивностью процесса желобообразования в скважине понимают отношение суммарной длины $\Sigma l_{ж}$ фактически выделенных в рассматриваемом интервале желобов к мощности исследуемого интервала Σh , выраженное в процентах. Установлено, что в большинстве случаев желоба приурочены к глинистым породам: глинам, глинистым алевролитам, мергелям; интенсивность достигает здесь 30—40 %. Значительно реже желобообразование наблюдается в песчаниках и известняках, где интенсивность составляет 3—10 %. В геохимических отложениях (ангидриты, гипс, соль) желоба не образуются.

Масштабы регистрации профилеграмм выбирают такими же, как и для кавернограмм.

На рис. 88 дан пример выделения желобов по профилеграмме. Рассматриваемый разрез (2650—2770 м) характеризуется эллипсными сечениями скважины в глинах, которые представляют опасность для заклинивания (прихвата) инструмента. Опасность прихвата усугубляется наличием в разрезе

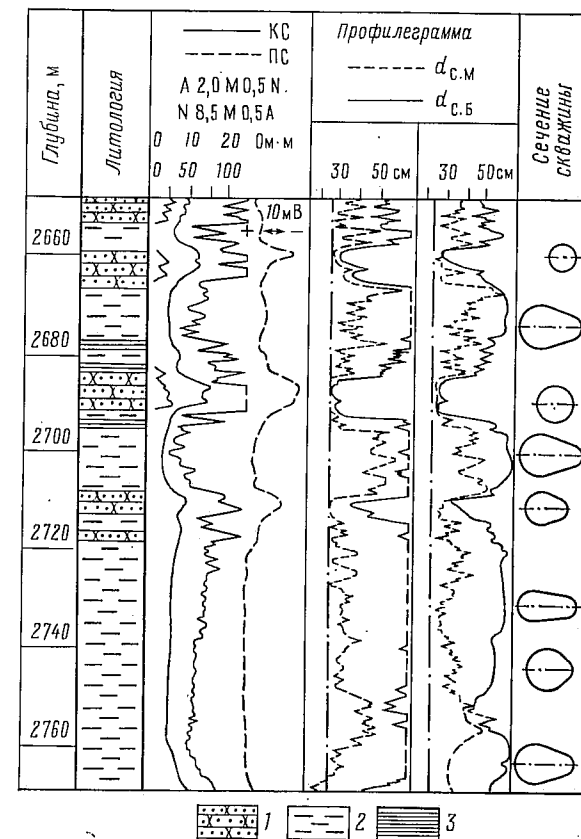


Рис. 88. Выделение желобов в скважине (по Е. М. Пятецкому): 1 — песчаник; 2 — глина; 3 — аргиллит; профилеграммы зарегистрированы последовательно в разные сроки, с разрывом в один месяц

песчаников (2708—2712 м) с тенденцией развития в них также желобов. В процессе подъема бурильного инструмента при глубине скважины 2750 м произошли резкая затяжка, срыв и падение инструмента в забой.

§ 25. ВЫЯВЛЕНИЕ ЗОН АНОМАЛЬНО ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ И ОЦЕНКА ДАВЛЕНИЯ

Горному давлению пород противодействует как давление пластовой жидкости в порах, так и механический сдвиг на контакте зерен. По мере вытеснения жидкости из порового пространства погребенной породы происходят уплотнение породы и снижение ее пористости. Такой процесс происходит при контакте глинистых пород с мощными сообщающимися коллекторами (песчаниками, алевролитами и др.). Давление в коллек-

торах приближается к гидростатическому, условно называемому нормальным. Оно соответствует давлению столба пресной воды, равному по высоте глубине вскрытия залежи, считая от дневной поверхности.

Если мощная глинистая толща содержит коллекторы ограниченного объема, происходит неполное вытеснение жидкости из глин, что ведет к повышению их пористости и вызывает возникновение аномально высокого давления¹. Создание аномально высоких поровых давлений возможно также и за счет тектонических усилий, которые сопровождаются поднятием и взбросом блоков или прогибом бассейнов, что ведет к изоляции отдельных участков земной коры от нормальных путей миграции. В результате воздействия дополнительных давлений на изолированные блоки происходит повышение давления в жидкости, заполняющей поровое пространство.

В горных породах различают пластовое и поровое давление флюида. Пластовое давление флюида наблюдается в пластах-коллекторах, имеющих внутреннюю гидродинамическую связь по площади и разрезу; поровое давление присуще породам с очень низкой проницаемостью, глинам, которые в естественных условиях практически непроницаемы и не имеют гидродинамической связи по разрезу и площади.

Аномально высоким давлением флюида принято считать такое давление, которое превышает более чем на 20 % нормальное. Основным признаком месторождения с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) является значительное изменение градиента η пластового (порового) давления по разрезу скважины. Градиент давления (в Па/м) выражается отношением порового давления пород к глубине залегания пласта: $\eta = p_{\text{п}}/H$.

В процессе бурения скважин важное значение имеет определение изменения градиента давления с глубиной. Этим достигаются своевременное прогнозирование местоположения зон с АВПД и оценка давления в пласте. Непредвиденное вскрытие залежей с АВПД при бурении вызывает выбросы и открытые фонтаны. Для борьбы с возможными выбросами при вскрытии толщ с АВПД часто проводят бурение на утяжеленном глинистом растворе. Избыточное противодавление на пласт значительно замедляет механическую скорость бурения и чревато поглощениями промывочной жидкости с прихватами инструмента и обсадных труб. Опытными работами установлено, что наиболее рационально проводить бурение в режиме балансированного равновесия, при котором давление столба глинистого раствора превышает давление флюидов в порах не более чем на 2,5—3,5 МПа.

¹ Под аномальным поровым давлением понимают разницу между фактической величиной порового давления и его расчетным гидростатическим значением.

Методики прогнозирования зон АВПД и количественной оценки давления в них базируются на известном положении о том, что под влиянием давления вышележащих пород глины, уплотняясь, отдают связанную воду, и их пористость с глубиной уменьшается по экспоненциальному закону

$$k_{\text{п}} = k_{\text{п}0} e^{-\beta p_{\text{эф}}} \quad (\text{VIII.1})$$

Здесь $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{п}0}$ — пористость глин соответственно на заданной глубине и на поверхности; β — постоянная величина, характеризующая степень уплотнения глин с глубиной, отвечает коэффициенту необратимого уплотнения породы; $p_{\text{эф}}$ — эффективное давление (напряжение), представляющее собой разность между геостатическим давлением p и пластовым (поровым) $p_{\text{пор}}$ [см. (I.56)].

Величина геостатического давления с учетом изменяющейся плотности пород по разрезу определяется как $p = \sum g h_i \delta_{\text{п}i}$ или $p = g H \delta_{\text{п. ср}}$, где $\delta_{\text{п}i}$ — плотность литологически однородного пласта мощностью h_i ; $\delta_{\text{п. ср}}$ — средневзвешенное значение плотности вышележащих пород до глубины определения геостатического давления H ; g — ускорение свободного падения. Соответственно величина $p_{\text{пор}} = g H \delta_{\text{в. ср}}$, где $\delta_{\text{в. ср}}$ — среднее значение плотности воды по разрезу. Согласно принятым определениям, формула (I.56) приобретает вид

$$p_{\text{эф}} = g H (\delta_{\text{п. ср}} - \delta_{\text{в. ср}}) \quad (\text{VIII.2})$$

и выражение записывается следующим образом:

$$\begin{aligned} \ln k_{\text{п}} &= \ln k_{\text{п}0} - \beta p_{\text{эф}} = \ln k_{\text{п}0} - \\ &- \beta H g (\delta_{\text{п. ср}} - \delta_{\text{в. ср}}) = \ln k_{\text{п}0} - A H, \end{aligned} \quad (\text{VIII.3})$$

где $A = \beta g (\delta_{\text{п. ср}} - \delta_{\text{в. ср}}) \approx \text{const}$. Из соотношения (VIII.3) следует, что при нормальном уплотнении глин между величиной $\ln k_{\text{п}}$ и глубиной их залегания существует практически прямая линейная зависимость.

Наличие в породе аномально высокого порового давления приводит к некоторой разгрузке скелета, следовательно, к снижению эффективного давления $p_{\text{эф}}$ и увеличению пористости породы. В результате зависимость $\ln k_{\text{п}} = f(H)$ в зоне АВПД отклоняется от линейной (рис. 89). Это явление легло в основу различных методик прогнозирования местоположения зон с АВПД и количественной оценки давлений в пласте.

Для выявления (прогнозирования) местоположения зон АВПД и определения порового давления используют разные геофизические и геологические способы определения пористости пород на глубине. Основные из них базируются на результатах изучения физических свойств глин по керну, шламу и каротажу: пористости, плотности, удельного сопротивления, интервального времени распространения упругой волны и др. Эти данные получают непосредственно в процессе бурения.

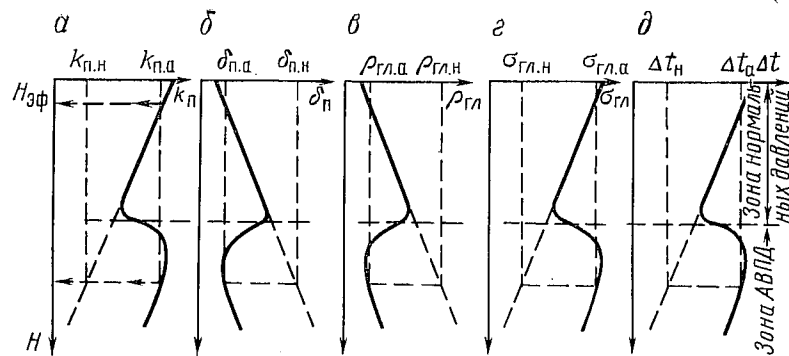


Рис. 89. Схематическое изображение зоны АВПД на кривых изменения с глубиной физических параметров глин:

а — коэффициента пористости, б — плотности, в — удельного сопротивления, г — проводимости, д — интервального времени распространения упругих волн
Индексы у параметров: н — нормальные показания, а — аномальные

На рис. 89 показано схематическое изображение зоны АВПД на кривых изменения с глубиной физических параметров глин. С увеличением глубины под влиянием возрастающего давления вышележащих пород происходит снижение пористости глин и увеличение их плотности (см. рис. 89, а и б). Отклонение от нормальных линий изменений пористости и плотности глин в сторону увеличения $k_{п.а}$ и понижения $\delta_{п.а}$ указывает на наличие в разрезе недоуплотненных пластов и, следовательно, аномально высоких давлений. Определить плотность породы можно как по керну, шламу, так и по диаграмме ГГКП.

Удельное сопротивление и проводимость глин $\rho_{гп}$, $\sigma_{гп}$ или относительное сопротивление P тесно связаны с их водонасыщенностью, а следовательно, и с пористостью $k_{п}$. Поэтому при нормальных давлениях глины характеризуются прямолинейными зависимостями ($\lg \rho_{гп}$; $\lg \sigma_{гп}$; $\lg P$) = $f(H)$ (см. рис. 89, в и г). Отклонение от этих зависимостей в сторону снижения $\rho_{гп}$, P или повышения $\sigma_{гп}$ свидетельствует о наличии зоны АВПД. При выявлении зон АВПД по данным изменения удельного сопротивления (проводимости) глин необходимо учитывать такие факторы, как изменение с глубиной температуры окружающей среды, минерализации поровых вод, минералогического состава глин, их дисперсность и другие факторы, влияющие на проводимость породы.

На кривой акустического каротажа по скорости (см. рис. 89, д) против зоны АВПД наблюдается увеличение интервального времени распространения упругих волн, вызванное уменьшением плотности с возрастанием пористости пород на этом интервале. Акустический каротаж имеет некоторые преимущества перед электрическим каротажом при прогнозировании местоположения зон АВПД. Эти преимущества свя-

заны со слабым влиянием на показания АК минерализации пластовых вод и ПЖ, диаметра скважины и с более тесной зависимостью величины интервального времени от количества поровой жидкости (пористости) в породе.

При оценке пластового давления в нефтегазовой залежи руководствуются тем, что поровые давления в толще глин и прослоях коллекторов (линзах), залегающих в ней, находятся в равновесном состоянии и на контактах равны. Это же справедливо и для контакта толщи глинистой покрышки и самой залежи. Исходя из этого, по величине порового давления в глинах судят о пластовом давлении контактирующих с ней коллекторов. Для прогнозирования порового давления в нижней части глинистой покрышки, еще не вскрытой скважиной, и пластового давления залежи пользуются графиком зависимости изменения градиента давления η от глубины скважины H .

Прогнозирование градиента давления для ближайших десятков и нескольких сотен метров достигается путем экстраполяции графика $\eta = f(H)$. Глубина прогнозирования η от забоя скважины и ниже зависит от закономерности изменения связи $\eta = f(H)$. При резком изменении градиента давления с глубиной его прогнозирование допускается лишь на глубину несколько десятков метров, при плавном и закономерном — до нескольких сотен метров.

Следует учитывать, что градиенты давлений, полученные для различных месторождений и даже частей одной и той же структуры, могут различаться между собой. При разработке методик количественной оценки давлений руководствуются критерием точности определения давления, который лимитируется допустимой погрешностью $\pm (2,5 \div 3)$ МПа.

В зарубежной и советской литературе описаны различные методики количественной оценки пластовых давлений по результатам изучения физических свойств глин, вскрываемых скважиной. Наиболее широко применяется методика оценки давлений по геофизическим и кернам данным.

Сущность этой методики — определение по геологическим и каротажным исследованиям в процессе бурения основных параметров глин — пористости, плотности, удельного сопротивления, интервального времени распространения упругих волн, интенсивности рассеянного гамма-излучения. Полученные параметры используют для построения градиентов изменения физических свойств глин с глубиной, а также для определения глубины $H_{эф}$ (см. рис. 89). Согласно графикам, глины на глубине $H_{эф}$ обладают такими же эффективным напряжением и пористостью, как и на искомой глубине H в зоне АВПД. Поровое давление в зоне АВПД рассчитывается по (I.56) и (VIII.2):

$$p_{пор. а} = p - p_{эф. а} = p - p_{эф. н} = g\delta_{п. ср}H - (g\delta_{п. эф} - g\delta_{п. ср})H_{эф}, \quad (VIII.4)$$

где $p_{эф. а}$ — эффективное давление на глубине H в зоне АВПД

с аномальным поровым давлением, равное по условию эффективному давлению $p_{эф.н}$ на глубине $H_{эф}$ с нормальным поровым давлением, в Па; g — ускорение свободного падения в $м/с^2$; $\delta_{п.ср}$ и $\delta_{п.эф}$ — средневзвешенные значения плотности пород выше глубин соответственно H и $H_{эф}$ в $кг/м^3$; $\delta_{в.ср}$ — среднее значение плотности воды по разрезу в $г/см^3$.

Для оценки давления по удельному сопротивлению согласно указанной методике выполняют следующие операции. Определяют удельные сопротивления пластов глин, которые пересчитывают для постоянной температуры 20 °С. По величинам $\rho_{гл.20}$, полученным для разных глубин, строят графики зависимости $\rho_{гл.20}=f(H)$, которые используют для выделения интервалов с нормальным значением $\rho_{гл.20}$ с глубиной или отклоняющихся от норм, соответствующих зоне АВПД.

При таком подходе к изучению зависимости $\rho_{гл.20}=f(H)$ допускают, что минерализация поровых вод не изменяется с глубиной. Если минерализация поровых вод поддается определению (закономерно изменяется с глубиной), вместо $\rho_{гл.20}$ находят относительное сопротивление P и строят график $P=f(H)$, который используют для тех же целей.

Для оценки средневзвешенной плотности $\delta_{п.ср}$ пород на различных глубинах изучают зависимость $\delta_{п.ср}=f(H)$. Значения $\delta_{п.ср}$ можно определить по керну, шламу и диаграммам ГГКП с последующей статистической обработкой полученных данных. При достаточном числе определений зависимости $\delta_{п.ср}=f(H)$

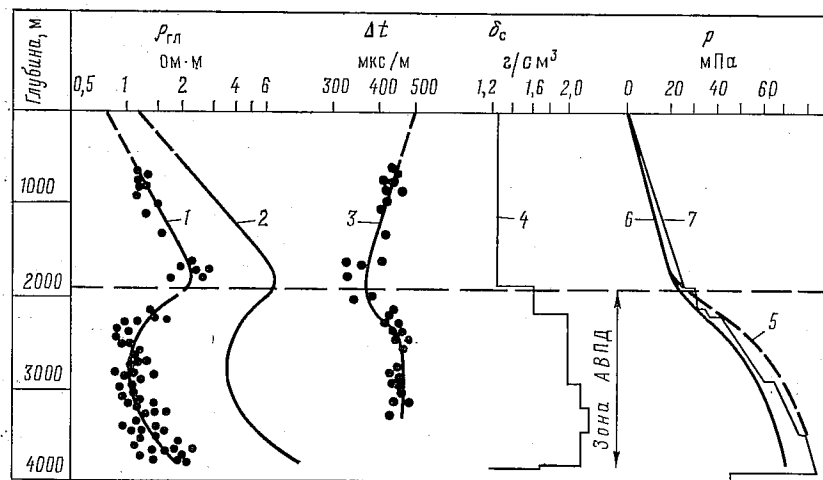


Рис. 90. Пример выделения зоны АВПД и оценки давления по разрезу скв. 676 Старогрозненского месторождения (по Б. Л. Александрову). Кривые изменения с глубиной: 1 и 2 — соответственно $\rho_{п.ср}$ и $\rho_{п.эф}$, приведенных к температуре 20 °С; 3 — Δt по АК, 4 — плотности ПЖ $\delta_{с}$ по ГГКП; 5 — $p_{пор}$ — порового давления, рассчитанного по кривой 3, 6 — $p_{пор}$, рассчитанного по кривой 2, 7 — противодавления ПЖ на забое скважины, рассчитанного по кривой 4

строят для каждой скважины. Если этих данных по одной скважине не хватает, используют усредненные зависимости $\delta_{п.ср}=f(H)$, полученные для глин разных скважин или района в целом.

При оценке давления в зоне АВПД по данным акустического каротажа строят график зависимости интервального времени распространения упругой волны от глубины для $\Delta t=f(H)$. С помощью этого графика устанавливают зоны нормальных и аномальных давлений и определяют местоположение эффективной глубины $H_{эф}$ (см. рис. 89). Дальнейший расчет порового давления в зоне АВПД проводят по формуле (VIII.4).

На рис. 90 показан пример выделения зоны АВПД и определения пластового давления по разрезу. Согласно графикам 1—3, характеризующим зависимость $\rho_{гл.20}=f(H)$ и $\Delta t=f(H)$, в интервале 500—1700 м физические свойства глин изменяются закономерно. Ниже, на глубине 1700—3400 м, эта закономерность нарушается, происходят снижение удельного сопротивления глин и увеличение интервального времени Δt , что свидетельствует о возрастании пористости глин и наличии в этом интервале глинистой толщи с аномально высоким поровым давлением. Кривые 5 и 6 изменения порового давления, рассчитанные соответственно по интервальному времени Δt и удельному сопротивлению $\rho_{гл.20}$, хорошо согласуются между собой и с кривой 7, характеризующей противодавление глинистого раствора на забое скважины, вычисленное с учетом кривой 4.

§ 26. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВ (НАКЛОНОМЕТРИЯ)

Определение в скважине азимута и угла падения пластов имеет важное значение для изучения геологического строения района. Особенно необходимы эти данные в разведочных и мало разбуренных районах и на площадях со сложным геологическим строением. Данные о наклоне пласта необходимы также для интерпретации геофизических исследований скважин. Азимут и угол наклона пластов определяют в скважине с помощью специального глубинного прибора — пластового наклономера.

В Советском Союзе разработан и применяется пластовый наклономер НИД-1, состоящий из трех датчиков (электродов), инклинометра и каверномера. Датчики расположены по окружности в плоскости сечения прибора через 120° по ходу часовой стрелки. С помощью пружинных фонарей прибор центрируется в скважине. На внешней стороне трех пружин одного из фонарей, покрытых изоляционным материалом, помещены три свинцовых электрода, как и в установках бокового микрокаротажа БМК, так, что они касаются стенок скважины. Наклономер опускают в необсаженную скважину и одновременно записывают на ленте три кривые сопротивления БМК экранированных или обычных градиент-зондов. Так как наклонные пласты пересекаются скважиной под некоторым углом, электроды наклономера, будучи расположенными в одной плоскости, касаются границ раздела пластов в разное время, вследствие

чего регистрируемые кривые оказываются смещенными одна относительно другой.

Корпус прибора скреплен с инклинометром непрерывного действия, с помощью которого в интервалах разреза, предназначенных для определения элементов залегания пластов на диаграмму (или магнитную ленту) одновременно записывают: три кривые Z_1 — Z_3 (электродами 1—3), показания инклинометра — азимут и угол наклона скважины (φ , δ и β) и азимут основного электрода 1, а также средний диаметр скважины d_c по башмакам управляемого прижимного устройства (каверномера).

Кроме того, по кривым Z , зарегистрированным датчиками 2 и 3, определяют смещения h_{21} и h_{31} с учетом знака, считая их положительными, если $Z_2 > Z_1$ и $Z_3 > Z_1$, и определяют промежуточные углы ψ и ψ' (ψ — угол в поперечном сечении прибора между проекцией падения пласта и направлением на основной датчик 1, отсчитываемый против часовой стрелки; ψ' — угол между перпендикуляром к плоскости напластования и осью скважины; угол ψ' может быть определен по плоскостям напластования керна). По величинам φ , δ , β , ψ , ψ' и d_c рассчитывают угол падения пласта γ и азимут λ (рис. 91).

Расчеты элементов падения пластов весьма громоздки. Эти расчеты производятся обычно на ЭВМ ВЦ или на специальном электронном счетно-решающем устройстве, входящем в комплект измерительной аппаратуры наклонометра. Из-за малых расстояний h_{21} и h_{31} запись кривых пластовым наклономером проводится в масштабе 1:10; 1:20. Результаты замеров наклономером представляются в виде наклонограмм и круговых диаграмм (стереограмм) (рис. 92).

Наклонограмма отражает характер распределения падений пород по глубине скважины (рис. 92, а). Для каждой глубины измерения наносят точки, абсциссы которых пропорциональны углу падения; от этих точек проводят стрелку по азимуту падения (север ориентируют вверх). Масштаб глубин — 1:250, 1:500. Полярные графики (стереограммы) показывают средние значения угла и азимута падения пород заданного интервала (рис. 92, б).

Интерпретация наклонограмм заключается в определении элементов залегания пластов, вскрываемых скважинами, поверхностей эрозионных срезов, тектонических нарушений, зон трещиноватости и т. д. В наиболее простом случае угол и азимут структурного наклона могут быть определены непосредственно по наклонограмме. В тех случаях, когда в исследуемом интервале наблюдается различное направление напластований пород, строят полярный график. Все значения падений наносят в виде точек на круговую диаграмму (стереограмму) с нулевым или с вертикальным падением в центре. Средние значения падения пород в этом случае рассчитывают путем усреднения групп точек на графике (см. рис 92, б).

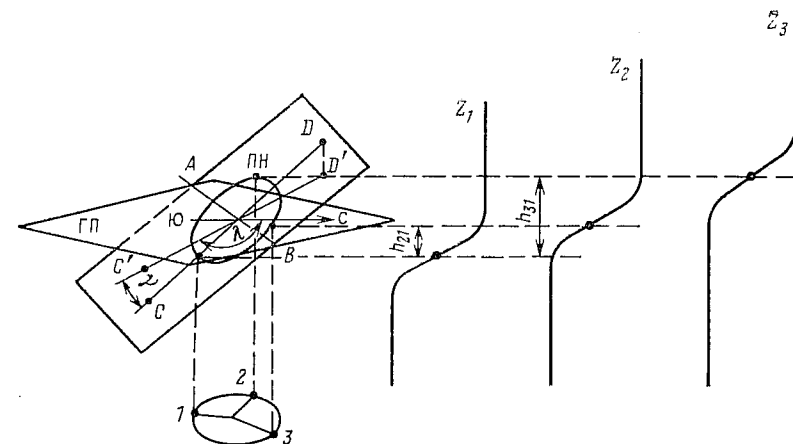


Рис. 91. Принципиальная схема определения падения слоев пластовым наклономером.

1, 2, 3 — электроды; Z_1 — Z_3 — зарегистрированные кривые; AB — простирание пласта, направление горизонтальной линии лежащей в плоскости напластования ПН; CD — линия падения пласта, перпендикулярная к простиранию в ПН; $C'D'$ — направление падения пласта, соответствующее проекции CD на горизонтальную плоскость ГП, характеризует азимут падения пласта λ ; ψ — угол между линиями CD и $C'D'$ (угол между плоскостями ПН и ГП)

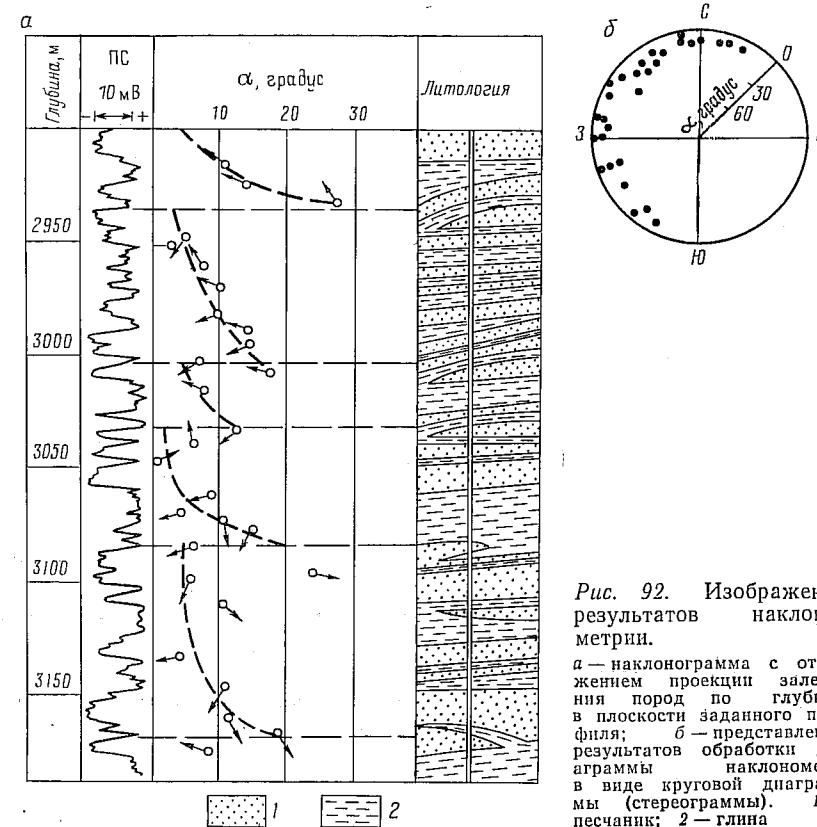


Рис. 92. Изображение результатов наклонометрии.

а — наклонограмма с отражением проекции залегания пород по глубине в плоскости заданного профиля; б — представление результатов обработки диаграммы наклонометра в виде круговой диаграммы (стереограммы). 1 — песчаник; 2 — глина

В результате первичной обработки составляются таблицы вычисления проекций углов падения пород на вертикальные плоскости заданного профиля. Данные таких проекций наносятся на вертикальную плоскость и характеризуют углы наклона пород непосредственно на профильных геологических разрезах (см. рис. 92, а). Эти сведения с привлечением керновых данных используются при корреляции разрезов и прослеживании одноименных горизонтов в соседних скважинах. После обработки первичных измерений в скважине приступают к построению разрезов, карт изопакит, структурных карт и к палеогеоморфологическому анализу.

Для геологической интерпретации наклонотомов широко используют модели распределения элементов залегания, представленных в виде теоретических наклонотомов, построенных применительно к различным простым и более сложным формам залегания слоев в природных условиях. Набор характерных типовых наклонотомов облегчает геологическую интерпретацию фактических диаграмм. Однако следует учитывать, что довольно часто одинаковый характер распределения углов падения на наклонотоме соответствует разным условиям залегания пород. В этих случаях большую помощь в уточнении характера залегания слоев оказывают корреляционные схемы, видеотомы акустического телевизора и другие геолого-геофизические материалы. Интерпретация результатов измерений наклонотомом облегчается тем, что в пределах одной площади или района наклонотомы обычно характеризуются типичными для данного района моделями. Рассмотрим наиболее распространенные признаки для типовых наклонотомов (рис. 93), свойственные различным условиям залегания слоев.

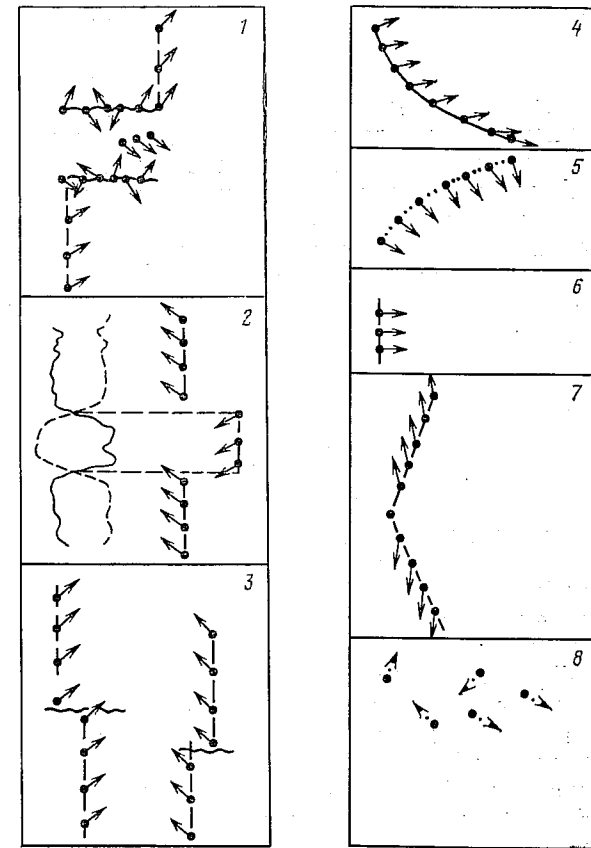
1. Тектонические нарушения, характеризующиеся повышенной трещиноватостью горных пород в зоне нарушения (в зоне сместителя), мощность которой достигает десятков и сотен метров. Верхняя и нижняя границы этой зоны отмечаются непостоянством элементов залегания; внутри зоны сместителя наблюдается максимальный угол наклона с преимущественно выдержанным азимутом, совпадающим с направлением тектонического нарушения (рис. 93, кривая 1).

О характере нарушения (сброс и взброс) чаще всего судят по сопоставлению геолого-геофизического разреза с типовым разрезом данного района, а также по результатам корреляционных построений (см. рис. 107).

2. Увеличение угла падения пластов (в среднем до 50°) при относительно выдержанном азимуте падения (см. рис. 93, кривая 2). Это может соответствовать слоистости в терригенном разрезе на фоне небольшого структурного наклона пластов вмещающей среды.

3. Перерыв в осадконакоплении вследствие размыва и изменения условий накопления вышележащих осадков (кривая 3).

Рис. 93. Типы распределения (1—8) стрелок на графике при измерении наклонотомом в зависимости от структурных и тектонических свойств разреза.



4. Закономерное увеличение угла наклона с глубиной при практически неизменном азимуте. Такая характеристика может соответствовать согласному, но не параллельному залеганию слоев, наличию несогласия в залегании и выклиниванию пластов (кривая 4).

5. Закономерное убывание угла наклона с глубиной при общей тенденции к сохранению азимута. Такое распределение стрелок на графике может служить указанием на наличие в этом интервале трансгрессивного перекрытия более древних отложений (стратиграфическое несогласие) (кривая 5).

6. Согласное и параллельное залегание слоев (кривая 6). С глубиной азимут и угол наклона практически не изменяются.

7. Переход ствола скважины с одного крыла складки на другое (кривая 7). При этом углы наклона с глубиной уменьшаются и достигают горизонтального положения, после чего происходит постепенное увеличение падения, но с противоположным направлением ориентации плоскостей напластования.

8. Незакономерное изменение углов и азимутов наклонов

слоев (кривая 8). Это наблюдается при отсутствии четко выраженной слоистости пород в речных и прибрежных осадках.

На наклонограмме резким увеличением падения (до 60—70° и более) при изменчивом азимуте на фоне небольшого (до 30°) структурного наклона отмечаются трещины, перемятости и подвороты пластов, а также зеркала скольжения.

В общем случае с помощью наклонометрии решаются следующие задачи: уточнение местоположения литологической границы пласта; выявление структурных и текстурных свойств пород и трещинных интервалов, зон тектонических нарушений и угловых несогласий; подготовка первичных наблюдений наклономером для уточнения геологических разрезов, структурных и геоморфологических карт.

§ 27. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ПРИБОРАМИ НА КАРОТАЖНОМ КАБЕЛЕ И ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ НА ТРУБАХ

Для оперативного опробования пластов в необсаженных скважинах используют испытатели пластов на бурильных трубах и опробователи пластов на каротажном кабеле. Работы с опробователями пластов выполняют комплексные каротажно-перфораторные партии (отряды) или специализированные партии.

При опробовании и испытании пластов в разведочных скважинах решают следующие геологические задачи: 1) выяснение наличия притока из пласта и определение характера его насыщения — нефть, газ или пластовая вода; 2) исследование состава и свойств нефти, газа и определение газового фактора нефти; 3) изучение основных гидродинамических характеристик пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и др.).

На результаты опробования большое влияние оказывает проникновение в проницаемый пласт фильтрата промывочной жидкости. При глубоком проникновении из пласта в течение длительного времени поступает фильтрат ПЖ, что затрудняет оценку данных опробования.

ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ ПРИБОРАМИ НА КАРОТАЖНОМ КАБЕЛЕ

Опробование пластов приборами на кабеле (ОПК) в качестве прямого метода исследования пластов получило широкое применение и стало важной составной частью комплекса геофизических исследований скважин [2].

В зависимости от условий опробования, характера насыщенности пласта и особенностей зоны проникновения в баллон опробователя могут поступать вода, фильтрат промывочной жидкости, нефть, пластовый газ, а также некоторое количество ПЖ и воздуха. Углеводороды и неуглеродную часть газовых проб

(азот, кислород, углекислый газ, водород) исследуют на хроматографах. Пробы нефти анализируют в специальных лабораториях, где определяют различные физико-химические параметры нефти (плотность, вязкость, состав и т. п.).

Если глубина проникновения фильтрата ПЖ в пласт невелика, например, не более 15 см, истолкование результатов опробования не вызывает затруднений. В зависимости от того, что преобладает в пробе (пластовая вода, нефть или газ), можно однозначно определить характер насыщенности пласта. Если в пласт глубоко проникает фильтрат ПЖ, а пластовые флюиды оттесняются в глубь пласта, образуется зона проникновения значительного размера. В этих случаях содержание в пробе даже небольших количеств нефти или наличие ее пленки может рассматриваться как один из признаков нефтеносности пласта.

Компонентный состав газов водоносных, нефтеносных и газоносных пластов имеет специфические признаки. Путем использования этих признаков можно по данным анализа проб газа разделить пласты по характеру их насыщенности. Рассмотрим наиболее распространенные характеристики газов в пластах нефтеносных и газоносных месторождений.

Природный газ состоит в основном из метана. Он может содержать также азот (в среднем 10 %), углекислый газ и иногда гелий. Доля метана в углеводородных компонентах природного газа составляет около 90 %, пентана — не более 1,5 %.

Газ, растворенный в пластовой воде, и попутный газ существенно отличаются по составу от природного.

Газ, растворенный в пластовой воде, состоит в основном из азота и метана. Тяжелые углеводородные газы, обладающие небольшой растворимостью, в воде практически отсутствуют; в заметных количествах встречаются сероводород, углекислый газ, реже инертные газы. Состав газов, отбираемых опробователем из нефтеносных и водоносных пластов, совпадает с составом газа, получаемого из этих пластов при пробной эксплуатации (рис. 94).

Попутный газ нефтяных месторождений представлен в основном углеводородами парафинового ряда — от метана до гексана включительно. Из неуглеводородных компонентов чаще всего встречается азот, содержание которого иногда достигает 50 %; почти всегда в небольшом количестве присутствуют инертные газы — аргон и гелий. Особенности состава углеводородных попутных газов является сравнительно высокое содержание в них высокомолекулярных углеводородов (для метана 40—50, редко более 60 %). В пробах газа, отбираемых при промышленном испытании скважин, меньше этана и больше тяжелых компонентов, начиная с бутана. Это объясняется тем, что легкие компоненты, лучше растворимые в воде, уносятся потоком фильтрата раствора.

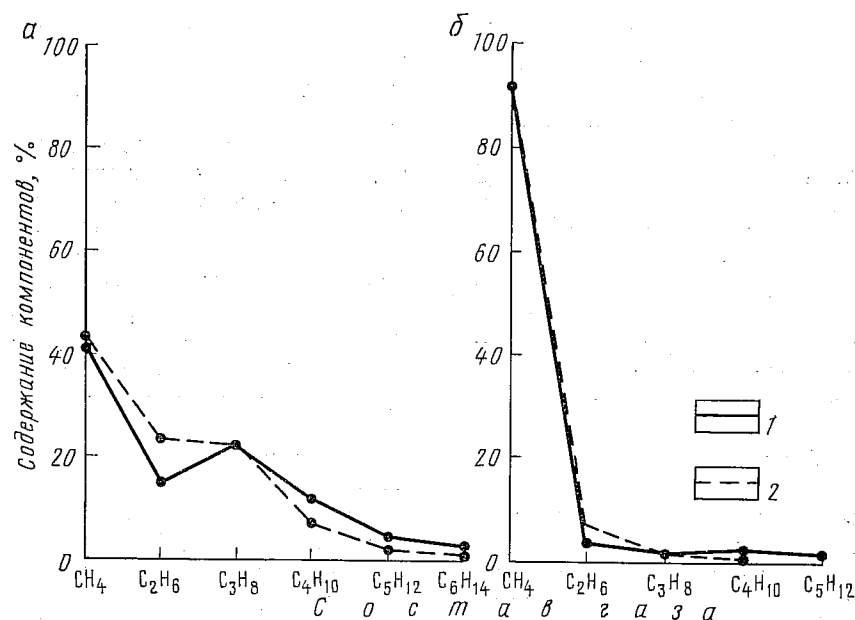


Рис. 94. Средний состав углеводородных газов из нефтеносного (а) и водоносного (б) пластов месторождений Башкирии и Татарии:

1 — по пробам, полученным опробователем пласта; 2 — по результатам эксплуатации

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ ОПК

Основным критерием выделения нефтеносных пластов по данным ОПК является присутствие в пробе всех углеводородных газов, в том числе паробразных (пентана, гексана и даже гептана), которые в пластовых условиях находятся в жидком виде. Растворимость природных газов в пластовых водах и нефтях при пластовых давлениях и температурах неодинакова. Наибольшее количество газа содержится в газоносных пластах; нефтеносные пласты содержат больше газов, чем водоносные. Это приводит к различию в количестве газа, отбираемого, при прочих равных условиях, из пластов различной насыщенности, и может служить критерием для оценки характера насыщенности. Например, в 1 м³ пластовой воды средней минерализации при давлении более 8 МПа и температуре 25—50 °С содержится 1—1,5 м³ газа. Количество газа, растворенного в 1 м³ нефти при тех же условиях, в 10—15 раз выше.

Оценка насыщенности пластов с некоторой погрешностью возможна по следующим признакам: при содержании метана менее 70 %, пласт нефтеносный, более 80 % — водоносный.

Если прискважинная зона пласта сильно промыта фильтратом ПЖ, в пробах из нефтеносных пластов нефти может и не

быть. В этом случае независимо от содержания нефти в пробе нефтеносные пласты обнаруживают по характеру состава газа (табл. 5).

Данные ОПК представляют собой интерес в тех случаях, когда результаты интерпретации каротажа неоднозначны. При оценке данных ОПК следует учитывать, что пласты с остаточной нефтенасыщенностью, которые вследствие естественной миграции флюидов промыты пластовой водой и, возможно, оцененные в результате опробования как нефтеносные, в ряде случаев подлежат последующей проверке испытателем на трубах или путем пробной эксплуатации.

Основным критерием выделения газоносных пластов при ОПК является количество газа, отбираемого опробователем. Это вызвано тем, что даже при достаточно глубоком проникновении фильтрата ПЖ в хорошо проницаемые газоносные пласты в них остается газа не менее 10 % к объему пор. Это подтверждается результатами многих опробований. На рис. 95 приведены данные опробований неоднородных газоносных и водоносных песчано-алевролитовых пластов, залегающих на глубинах до 4000 м, с $k_{\text{п}}=8\div 16\%$, $k_{\text{пр}}=0,1\div 100$ фм². Как видно из рис. 95, а в большем числе случаев из газоносных пластов отобрано более 0,05 м³ газа. Из водоносных пластов, как правило, отбирали пластовую воду, смешанную с фильтратом ПЖ и небольшим количеством газа (рис. 95, б). Данные ОПК успешно применяют для определения местоположения контактов: нефть — вода, газ — нефть и газ — вода. Пример разделения по данным ОПК газо-, нефте- и водонасыщенных интервалов при вскрытии продуктивных пластов на соленых растворах и на водонефтяных инвертных эмульсиях ВИЭР дан на рис. 96.

При оценке газонасыщенности пласта по данным ОПК руководствовались тем, что из газонасыщенных пластов, вскрытых на ПЖ, приготовленных на водных растворах, отбирают от 5 до 120 объемов баллона газа, а при вскрытии пластов на ВИЭР — 20—140 объемов баллона газа. В отобранном газе содержание метана составляет 92—95 %, доля более тяжелых углеводородов не превышает 3—5 %. Жидкая фаза пробы представлена фильтратами, не содержащими признаков нефти. Жидкая фаза пробы, полученной из нефтенасыщенной части

Таблица 5. Состав углеводородных газов из нефтеносных пластов

Компоненты	Содержание газов, %			Компоненты	Содержание газов, %		
	минимальное	максимальное	среднее		минимальное	максимальное	среднее
Метан	20	70	43	Бутан	5	20	12
Этан	5	25	15	Пентан	1	10	5
Пропан	10	35	23	Гексан	0	5	2

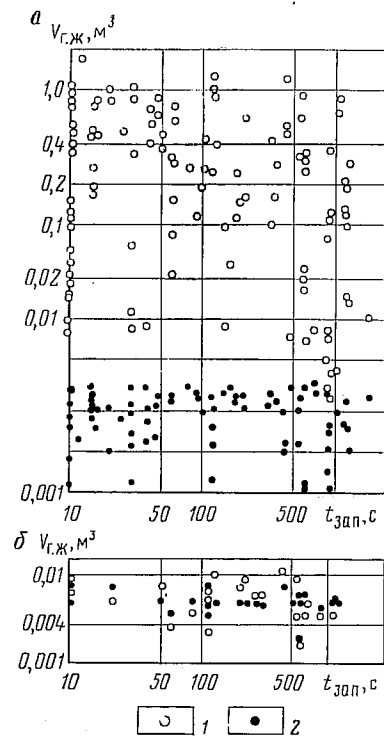


Рис. 95. Примеры разделения газоносных (а) и водоносных (б) объектов по количеству газа и жидкости в пробах с учетом времени заполнения баллона. 1 — газ; 2 — жидкость

пласта, содержит в основном фильтрат ПЖ (или смесь соляра с нефтью при вскрытии на ВИЭР), нефть отбирается чаще всего в виде пленок. Объемы отобранного газа в нефтеносных пластах не превышали, как правило, 5—6 объемов баллона. При приближении к газонефтяному контакту (ГНК) количество газа возрастает до 15—20 баллонов и более.

Состав газа, отобранного из водонасыщенной части пласта, характеризуется, как и для газонасыщенных, высоким содержанием метана (более 85 %) и низким содержанием тяжелых углеводородов. При малых объемах содержания газа не более 4—6 объемов баллона.

Посторонняя нефть, попавшая тем или иным путем в пробу, может изменить состав газов и исказить результаты опробования. Учет влияния добавок нефти облегчается тем, что состав газа, поступающего из такой нефти, весьма характерен. В нем содержится много (30—50 %) метана, мало (3—6 %) пропана, еще меньше (часто менее 1 %) этана, много (до 20 %) бутана и (до 50 %, и более) пентана. Из-за специфики состава его легко отличить от других газов.

В промысловую жидкость входят также в небольшом количестве углеводородные газы, поступающие в нее при разбуривании нефтегазонасыщенных пластов или в результате последующей диффузии. Такой газ попадает в баллон вместе с глинистым раствором и может составлять заметную долю горючих газов в пробе. Это необходимо иметь в виду, особенно при большом содержании газа в пробе.

Результаты ОПК могут быть использованы для изучения профиля проницаемости пластов. Как показывает опыт работы с опробователем на кабеле, наличие притока служит достаточно надежным показателем того, что пласт является коллектором. Если при опробовании (с условием проведения его в нескольких точках) приток не получен, можно сказать, что пласт непроницаемый или его проницаемость очень низкая.

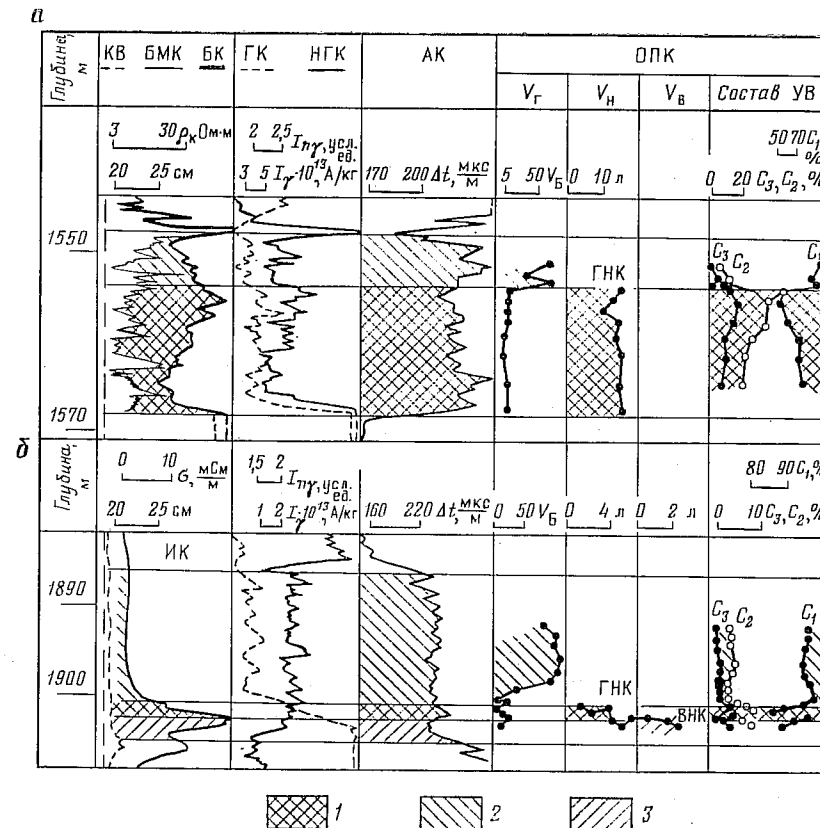


Рис. 96. Пример разделения по данным ОПК газо-, нефте- и водонасыщенных интервалов в пластах с многофазным насыщением, вскрытых бурением на соленой ПЖ (а) и ВИЭР (б) (по ВНИГИК). 1 — нефть; 2 — газ; 3 — вода

Качественная оценка проницаемости пласта возможна по количеству жидкости, поступающей в баллон за одинаковое время опробования при приблизительно равном пластовом давлении.

На рис. 97 приведен образец диаграммы изменения давления в точке отбора пробы. Пластовые давления, измеренные в необсаженной скважине методом ОПК и рассчитанные при пробной эксплуатации, согласно фактическим данным различаются на ± 5 %.

Метод ОПК в комплексе с другими видами работ находит применение для исследования обсаженных скважин. Применение ОПК в обсаженных скважинах связано с изменением технических и методических условий проведения работ. Эти изменения вызваны следующим: в колонне легче обеспечивается надежность герметизации прибора; вследствие расформирова-

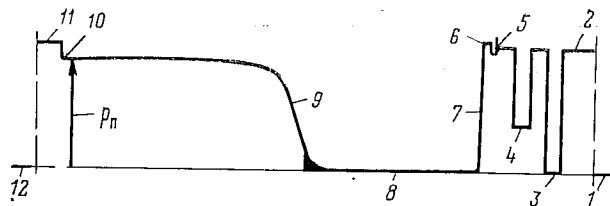


Рис. 97. Диаграмма изменения давления в точке отбора пробы.

1, 3 и 12 — нуль гальванометра; 2 и 11 — давление в скважине; 4 — стандарт-сигнал; 5, 6 и 10 — наводки от срабатывания сигнальных устройств; 7 — открытие клапана баллона; 8 — давление в баллоне при отборе жидкости; 9 — рост давления в баллоне при полном его заполнении

ния зоны проникновения со временем происходит снижение влияния фильтрата промывочной жидкости на состав пробы.

Применение ОПК весьма эффективно в случае изучения терригенного разреза. В карбонатном разрезе проведение ОПК ограничивается из-за наличия трещинных и кавернозных коллекторов, препятствующих герметизации отбора пробы.

ОПРОБОВАНИЕ СКВАЖИН ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ НА ТРУБАХ

Комплект испытательных инструментов КИИ предназначен для испытания на нефть и газ пластов, вскрываемых в процессе бурения, и по сравнению с опробователями на кабеле имеет ряд преимуществ: большие мощности испытываемых интервалов и объемы отбираемой из пласта жидкости; возможность количественного определения основных гидродинамических параметров пласта; отсутствие ограничений при проведении испытаний в зависимости от литологии и типа коллектора. Кроме того, с помощью КИИ производят испытание на герметичность цементных мостов и колонн обсадных труб, осваивают низкопродуктивные и нагнетательные скважины, устанавливают место и характер утечки в обсадных трубах, определяют эффективность применения методов повышения проницаемости при-скважинной зоны пласта и т. д. Объекты испытывают в открытом стволе по мере их вскрытия бурением в режиме приток — восстановление пластового давления. Комплект КИИ можно применять также при испытании объектов в скважинах, обсаженных колоннами.

Основными узлами КИИ являются: пакер, фильтр, испытатель пластов, запорный поворотный клапан и глубинные регистрирующие манометры.

Глубинные регистрирующие манометры предназначены для регистрации изменения давлений в процессе испытания пласта и спуска-подъема КИИ. Полученные с их помощью диаграммы давлений позволяют оценивать гидродинамические параметры испытываемого объекта и судить о технических условиях спуска-подъема КИИ, а также о работе его отдельных узлов.

Обработка диаграмм давления дает возможность рассчитывать такие параметры пласта, как: средний фактический и потенциальный дебиты, пластовое давление, гидропроводность, коэффициенты средней эффективной проницаемости, закупорки при-скважинной зоны, продуктивности и др.

Испытание с помощью КИИ в процессе бурения по сравнению с обычным методом испытания в колонне «снизу вверх» имеет следующие преимущества: промышленная ценность вскрытых пластов устанавливается с меньшими затратами средств и времени; целесообразность спуска в скважину обсадной колонны определяется заблаговременно; в процессе испытания исключается возможность притока жидкости (газа) по затрубному пространству. Применение пластоиспытателей особенно эффективно при исследовании многопластовых месторождений. Параметры пласта, определяемые при опробовании и испытании в процессе бурения, часто являются основными, необходимыми для проектирования систем разработки. Наличие глубокого проникновения фильтрата в пласт затрудняет выполнение работ как опробователями на кабеле, так и комплектом испытательных инструментов на трубах. Полный цикл испытания (приток — восстановление давления) продолжается обычно до 5 ч.

Глава IX

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Комплекс геохимических исследований скважин включает газовый каротаж, применяемый в двух вариантах: в процессе бурения и после бурения. Геолого-технологические исследования скважин заключаются в сборе и обработке комплексной геологической, геохимической, геофизической и технологической информации. Основными объектами информации являются промывочная жидкость, шлам, параметры гидравлической и талевой системы буровой установки и др.

§ 28. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также основных параметров, характеризующих режим бурения. Поровое пространство нефтегазоносных пород заполнено в основном смесью углеводородных газов (УВ). В процессе бурения газ из нор нефтегазосодержащих пород поступает в циркулирующую по стволу скважины промывочную жидкость (ПЖ) и выносится на поверхность, где подвергается анализу

на содержание газообразных УВ, значительная часть которых состоит из УВ предельного (C_nH_{2n+2}) типа: метана CH_4 (наиболее легкого и распространенного из УВ) и так называемых тяжелых газообразных УВ — этана C_2H_6 , пропана C_3H_8 , бутана C_4H_{10} , парообразных УВ — пентана C_5H_{12} и гексана C_6H_{14} . В дальнейшем УВ предельного типа будем сокращенно обозначать C_n , от метана до гексана $C_1—C_6$. Природный и попутный газы содержат также УВ непредельного типа C_nH_{2n} , изо соединения iC_nH_{2n+2} и некоторые неуглеводородные газы — двуокись углерода CO_2 , азот N и др. Однако для изучения нефтегазосодержания пластов информативными являются предельные углеводороды.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ, ИЗМЕРЯЕМЫЕ ПРИ ГАЗОВОМ КАРОТАЖЕ

При газовом каротаже измеряется следующий комплекс параметров, характеризующих режим бурения: t_1 , $Q_{\text{вых}}$, $Q_{\text{вх}}$, $Q_{\text{п}}$ и E_p . t_1 — продолжительность бурения 1 м скважины (в мин/м), величина обратная скорости бурения v_6 (в м/ч):

$$t_1 = 60/v_6. \quad (\text{IX.1})$$

По величине t_1 определяют длину ствола скважины, приходящуюся на единицу времени бурения. Полученные данные используют для построения кривой изменения продолжительности бурения (скорости бурения) с глубиной, называемой кривой механического каротажа.

Кривая t_1 в значительной мере зависит от состояния бурового инструмента и режима бурения и отражает крепость разбуриваемых пород. По кривой продолжительности бурения в разрезе достаточно уверенно выделяют слабосцементированные породы-коллекторы и крепкие, плотные породы. Этим объясняется корреляция кривой t_1 с диаграммами ГИС (КС, ПС, НГК и др.), что способствует совмещению по глубине газокаротажных диаграмм с диаграммами ГИС.

$Q_{\text{вых}}$ — расход промывочной жидкости — характеризует объемную скорость ПЖ (в л/с), поступающую из скважин на «выходе». По изменению величины $Q_{\text{вых}}$ по стволу из скважины в процессе бурения судят о поглощении ПЖ пластом, а следовательно, о вскрытии проницаемых пластов или интервалов поглощения.

$Q_{\text{вх}}$ — расход ПЖ на «входе» — определяется производительностью буровых насосов в л/с, соответствует паспортным данным насосов. Эта величина изменяется в небольших пределах.

$Q_{\text{п}}$ — дифференциальный расход (производительность насоса) ПЖ в скважине в л/с: $Q_{\text{п}} = Q_{\text{вых}} - Q_{\text{вх}}$.

E_p — коэффициент разбавления — характеризует количество промывочной жидкости, которое приходится на единицу объема выбуренной породы (в $\text{м}^3/\text{м}^3$) и определяется из соотношения

$$E_p = 0,77 \cdot 10^3 Q_{\text{вых}} t_1 / d_n^2, \quad (\text{IX.2})$$

где d_n — номинальный диаметр скважины в см. В зависимости от геолого-технических условий E_p изменяется в пределах 50—4000 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

ПАРАМЕТРЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ ГАЗО- И НЕФТЕСОДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВ

Для определения параметров, характеризующих газо- и нефтесодержание пластов, из промывочной жидкости (глинистого раствора), поступившей на поверхность в желоб буровой, извлекают часть газа (дегазируют его).

ДЕГАЗАЦИЯ И АНАЛИЗ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Эти операции производятся непрерывно в процессе бурения и выполняются с помощью дегазаторов непрерывного действия (ДНД), которые работают на различных принципах: понижении давления над раствором (созданием вакуума); подогреве; механическом воздействии; дроблении потока ПЖ; на нескольких средствах одновременно. Дегазатор устанавливается в желобе на поплавках вблизи устья скважины. При этом из ПЖ извлекается часть газа, которая, смешиваясь с воздухом, образует так называемую газовоздушную смесь (ГВС).

В зависимости от интенсивности дегазации промывочной жидкости из нее выделяется большая или меньшая часть газа и осуществляется различная «глубина» (степень) дегазации. Применяемые дегазаторы извлекают относительно небольшое количество газа. Степень дегазации ПЖ исчисляется сотыми и десятими долями процента, и только с помощью дегазатора непрерывного действия с интегрирующим контуром и многократной циркуляцией, входящего в комплект автоматической газокаротажной станции АГКС-4АЦ, дегазация достигает нескольких процентов (2—5 %).

Для определения основных параметров, характеризующих газо- и нефтесодержание пластов, выполняются следующие операции: непрерывный анализ газовой смеси для определения суммарного содержания в ней углеводородных газов $\Gamma_{\text{сум}}$ и приведенных газопоказаний $\Gamma_{\text{пр}}$, а также покомпонентный анализ на содержание в пласте предельных углеводородных газов $C_1—C_6$ (компонентный газовый каротаж).

Для определения суммарного содержания углеводородных газов $\Gamma_{\text{сум}}$ служат различные газоанализаторы: термохимический Х2-2М, основанный на изменении сопротивления чувствительного элемента от теплоты, выделяемой при каталитическом

сжигании горючих газов, содержащихся в потоке газозвдушной смеси; пламенно-ионизационный хроматограф — ХГ—1Г. Последний применяется в современных АГКС для непрерывного суммарного определения УВ в ГВС.

Работа пламенно-ионизационного детектора основана на ионизации молекул УВ при их сгорании в водородном пламени. Для этого в полость корпуса детектора подают анализируемый газ и газоноситель (водород и воздух), при горении водорода не возникает ионов и пламя отмечается низкой электропроводностью. При сгорании газоносителя, содержащего УВ, происходит ионизация их молекул и резкое увеличение электропроводности пламени, что ведет к увеличению силы тока. Пламенно-ионизационные газоанализаторы не чувствительны не только к водороду, но и к другим неуглеводородным газам, часто присутствующим в природных газах (окись углерода, углекислый газ, сероводород, азот). Пламенно-ионизационные детекторы обладают высокой стабильностью в работе, широким диапазоном измерений концентраций УВ (от 0,001 до 60 %). О концентрации углеводородных газов в газозвдушной смеси судят по величине тока, регистрируемой самопишущим потенциометром.

Для количественного перехода от измеряемой силы тока к процентному содержанию УВ в ГВС, пропускаемой газоанализатором, последний подвергается калибровке. Полученные данные обрабатываются и привязываются к истинным глубинам, соответствующим поступлению в скважину анализируемых УВ из разбуриваемого пласта, и служат для построения диаграмм суммарных газопоказаний $\Gamma_{\text{сум}}$. По диаграммам определяют суммарное содержание УВ (в %) в ГВС, отбираемой из дегазатора.

По величине $\Gamma_{\text{сум}}$ (в %) оценивается газонасыщенность промысловой жидкости q , поступающей из скважины; q соответствует объему УВ, содержащихся в единице объема ПЖ (в $\text{см}^3/\text{л}$),

$$q = k_{\text{дг}} \Gamma_{\text{сум}}, \quad (\text{IX.3})$$

где $k_{\text{дг}}$ — коэффициент дегазации, определяемый в % периодической калибровкой аппаратуры (дегазатора-газоанализатора).

Значения $\Gamma_{\text{сум}}$ и q зависят не только от газо- или нефтесодержания пластов, но и от типа дегазатора, скорости движения ГВС, способности ПЖ к дегазации и режима бурения скважин в целом.

Приведенные газопоказания $\Gamma_{\text{пр}}$ соответствуют приведенному к нормальным условиям объему газа, содержащегося в единице объема пласта, вскрываемого скважиной. $\Gamma_{\text{пр}}$, будучи свободным от влияния режима бурения, более тесно, чем $\Gamma_{\text{сум}}$, связано с газосодержанием пласта. Между величинами $\Gamma_{\text{пр}}$ (в $\text{м}^3/\text{м}^3$) и $\Gamma_{\text{сум}}$ существует зависимость

$$\Gamma_{\text{пр}} = 10^{-3} k_{\text{дг}} \Gamma_{\text{сум}} E_{\text{р}}, \quad (\text{IX.4})$$

КОМПОНЕНТНЫЙ ГАЗОВЫЙ АНАЛИЗ

С помощью компонентного анализа ГВС определяют (в %) относительное содержание в пласте предельных углеводородов: метана C_1 , этана C_2 , пропана C_3 , бутана C_4 , пентана C_5 , гексана C_6 . Анализ осуществляется с помощью газо-адсорбцион-

ной хроматографии, где в качестве сорбентов применяют высокодисперсные твердые вещества, обладающие большой удельной поверхностью и высокой адсорбционной способностью (силикагель, алюмогель, активированный уголь и др.). Разделение газовой смеси на индивидуальные компоненты достигается в результате их различной адсорбционной способности, обусловленной их молекулярной массой и температурой кипения. Наименьшей адсорбционной способностью обладает метан, который практически не сорбируется. Остальные компоненты поглощаются адсорбентом в следующей последовательности: этан, пропан, бутан, пентан и гексан. Каждый компонент газовой смеси с различной скоростью проходит через слой сорбирующего вещества при обдувании его потоком газоносителя. В сорбенте компоненты удерживаются некоторое время, различное для каждого компонента, и последовательно поступают в газоноситель. В результате анализируемая ГВС в разделительной колонке превращается в поток бинарных смесей газоносителя с одним из углеводородных компонентов (метан, этан, пропан, бутан, пентан, гексан), разделенных во времени. Этот поток подается на газоанализатор, подключенный к регистрирующему прибору, фиксирующему газопоказания во времени.

В первых газокаротажных станциях компонентный газовый анализ проводился эпизодически для отдельных точек в разрезе скважины. В результате получали хроматограмму — последовательность пик, записанных в масштабе времени, разделенных минимумами. Площадь каждой пики на хроматограмме пропорциональна содержанию компонента $C_n H_{2n+2}$ (в процентах) анализируемой смеси. Измерения ведутся в милливольтх на секунду ($\text{мВ} \cdot \text{с}$) (рис. 98). Полученная хроматограмма, зарегистрированная в течение определенного отрезка времени (несколько минут), характеризует результаты одного анализа (одной точки разреза скважины).

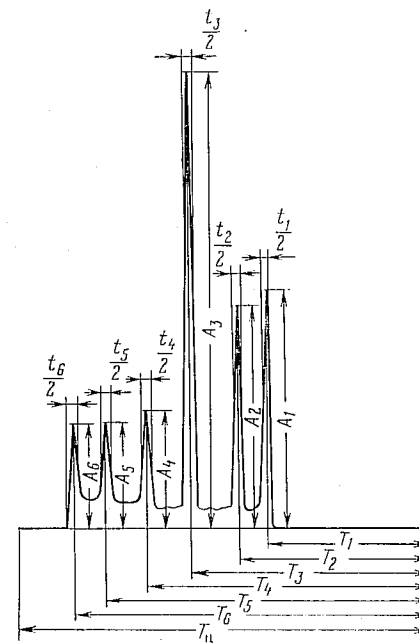


Рис. 98. Вид хроматограммы при компонентном анализе на предельные углеводородные газы от метана до гексана.

T_1-T_6 — время между началом цикла анализа и выделением на хроматограмме максимума для соответствующего компонента с амплитудой A_1-A_6 , $T_{\text{ц}}$ — время цикла анализа смеси; t_1-t_6 — удвоенное время, измеренное на половине высоты каждого максимума

В автоматической станции АГКС-4АЦ вместо точечной регистрации осуществляется фиксация динамики изменения величин $C_n H_{2n+2}$ или величин, изменяющихся пропорционально им по стволу скважины, а именно экстремальных значений каждой пика хроматограммы $A_1, \dots, A_6$. По результатам компонентного анализа в ГВС определяют следующие параметры: C_{an} ; C_{on} ; C_{nm} ; $\Gamma_{x. \text{ сум}}$; $\Gamma_{x. \text{ пр}}$; $I_{кг}$; $F_{г}$ и $F_{нг}$.

C_{an} — объемная, или абсолютная, концентрация n -го УВ в %, характеризует объемное содержание n -го УВ в ГВС:

$$C_{an} = k_{чn} A_n, \quad (IX.5)$$

где $k_{чn}$ — коэффициент чувствительности аппаратуры компонентного анализа (хроматографа) к n -му УВ в %; A_n — амплитуда пика, соответствующего n -му УВ на хроматограмме.

C_{on} — относительная концентрация n -го УВ в %, характеризует относительное объемное содержание n -го УВ в ГВС:

$$C_{on} = 10^2 C_{an} / \sum_{n=1}^{n=m} C_{an}, \quad (IX.6)$$

где m — число анализируемых УВ (обычно $m=6$).

C_{nm} — флюидный коэффициент, показывающий отношение объемных содержаний n -го (с большими величинами C_{an}) и m -го (с малыми величинами C_{am}) УВ в ГВС: $C_{nm} = C_{an} / C_{am}$. Флюидные коэффициенты используют для прогнозирования нефтегазоносных пластов до их вскрытия скважиной.

$\Gamma_{x. \text{ сум}}$ — суммарное содержание УВ в ПЖ в % (индекс «х» означает — по данным компонентного анализа на хроматографе):

$$\Gamma_{x. \text{ сум}} = \sum_{n=1}^{n=m} k_{инn} C_{an}, \quad (IX.7)$$

где $k_{инn}$ — компонентные коэффициенты извлечения УВ в долях (обычно постоянные для данного района). $\Gamma_{x. \text{ сум}}$ и C_{an} зависят не только от нефтегазосодержания пласта, но и от режима бурения скважины.

$\Gamma_{x. \text{ пр}}$ — приведенные к нормальным условиям газопоказания по результатам компонентного анализа в $\text{м}^3/\text{м}^3$, характеризуют объем УВ в единице объема вскрытой части пласта:

$$\Gamma_{x. \text{ пр}} = 10^{-3} \Gamma_{x. \text{ сум}} E_{пр}.$$

$I_{кг}$ — индекс компонентного состава газа в пласте в усл. ед., предназначен для разделения пластов на газо-, нефте-, водосодержащие.

$F_{г}$ — остаточное кажущееся газосодержание пласта в %, характеризует суммарный объем УВ, содержащихся в пластовых условиях в единице объема вскрытой части

пласта, предназначено для разделения газосодержащих пластов на газоносные и водоносные:

$$F_{г} = 0,037 \Gamma_{x. \text{ пр}} \alpha_{г} T / p_{п}, \quad (IX.8)$$

где $\alpha_{г}$ — коэффициент сжимаемости газа, зависящий от относительной (по воздуху) плотности газа $\delta_{г}$; T — температура пласта в К; $p_{п}$ — пластовое давление в МПа.

$F_{нг}$ — остаточное кажущееся нефтегазосодержание пласта в %, характеризует суммарный объем нефти с растворенными в ней УВ, содержащейся в пластовых условиях в единице объема вскрытой части пласта:

$$F_{нг} = 10^2 \Gamma_{x. \text{ пр}} B_{н} / G, \quad (IX.9)$$

где $B_{н}$ — коэффициент увеличения объема нефти от растворения в ней газа в пластовых условиях, рассчитывается по приближенной формуле Арпса $B_{н} = 1,05 + 1,66 \cdot 10^{-4} H$; H — в м; G — газовый фактор нефти в $\text{м}^3/\text{м}^3$ (объем газа, содержащегося в единице объема нефти, приведенный к нормальным условиям). Формула (IX.9) запишется

$$F_{нг} = \frac{\Gamma_{x. \text{ пр}}}{G} (1,05 + 1,66 \cdot 10^{-2} H). \quad (IX.10)$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИН

При газовом каротаже очень важно правильно привязывать результаты анализов к глубинам поступления газообразных углеводородов из пласта в скважину.

Полученные на поверхности газопоказания должны быть отнесены (привязаны) к той глубине скважины, при которой промывочная жидкость (соответствующая ей порция) находилась на забое в момент вскрытия пласта. Для этого необходимо учитывать время, в течение которого промывочная жидкость поднималась по затрубному пространству от забоя до устья, и время движения газовой смеси от дегазатора к газоанализатору. Последнее определяется легко. Затруднения возникают при вычислении времени движения жидкости от забоя до устья скважины. Это время, называемое в практике газового каротажа отставанием, непрерывно изменяется в процессе бурения в зависимости от многих факторов: глубины и конструкции скважины, производительности и количества работающих насосов и т. д. Величина отставания определяется углублением скважины за время подъема ПЖ с забоя до устья скважины. (В случаях поглощения раствора возможны пропуски отдельных интервалов, иногда продуктивных). При использовании автоматических газокаротажных станций (АГКС) различают: действующую глубину $H_{д}$ (в м) — глубину бурящейся скважины, отмечаемую глубиномером АГКС в момент проведения газокаротажного измерения; истинную глубину $H_{и}$

(в м) — глубину, к которой следует отнести результаты измерений. При определении параметров, характеризующих газо- и нефтесодержание ($G_{\text{сум}}, G_{\text{пр}}, A_n, C_{a\ n}, C_{o\ n}, C_{n\ m}, G_{x\ \text{сум}}, G_{x\ \text{пр}}, I_{\text{кг}}, F_{\text{г}}, F_{\text{нг}}$), связанных с анализом порций ПЖ, несущих пластовые углеводородные газы, величины $H_{\text{д}}$ больше $H_{\text{и}}$. При измерении параметров, характеризующих технологию проводки скважины ($Q_{\text{вых}}, Q_{\text{вх}}, Q_n, t$ и E_p), $H_{\text{д}}$ и $H_{\text{и}}$ равны.

Разница между действующей и истинной глубинами, так называемая величина отставания по глубинам,

$$\Delta H = H_{\text{д}} - H_{\text{и}}. \quad (\text{IX.11})$$

ΔH — соответствует приращению глубины забоя (в м) за время, в течение которого порция анализируемого ПЖ поднимается по затрубному пространству от точки поступления углеводородного газа из пласта до устья скважины:

$$\Delta H = 1,66 \cdot 10^{-2} v_6 t_{\text{от}}, \quad (\text{IX.12})$$

где $t_{\text{от}}$ — время отставания в мин (переменная величина), в течение которого порция промывочной жидкости перемещается от забоя до устья скважины. Согласно определению,

$$t_{\text{от}} = 16,6 (V_c / Q_{\text{вых}}), \quad (\text{IX.13})$$

где V_c — объем промывочной жидкости, равный объему затрубного пространства в м^3 .

При использовании АГКС для определения глубины удобно пользоваться продолжительностью бурения 1 м ствола скважины $t_1 = 60 (1/v_6)$ в мин/м.

На основании совместного решения уравнений (IX.11—IX.13) истинная глубина

$$H_{\text{и}} = H_{\text{д}} - 16,6 (V_c / Q_{\text{вых}} t_1). \quad (\text{IX.14})$$

Объем V_c определяют, как правило, экспериментально, измеряя объем промывочной жидкости, поступающей из скважины, и используя индикатор (например, бензин).

Станцией АГКС-4АЦ параметры $G_{\text{сум}}$ и $G_{\text{пр}}$ регистрируются в аналоговой форме в масштабе глубин 1 : 500 и 1 : 200. Параметры $Q_{\text{вых}}, t_1, E$, а также амплитуды пик углеводородных газов на хроматограмме $A_1—A_6$ регистрируются как в аналоговой, так и в цифровой форме для непосредственного ввода в ЭВМ параметров, характеризующих газо- и нефтегазосодержание пластов.

Регистрация каротажных параметров производится прерывисто (дискретно) с шагом квантования по глубинам (обычно через 0,25; 0,5 или 1 м). Такая методика связана с тем, что при низких скоростях бурения скважин скорость изменения параметров весьма мала и непрерывная регистрация изменения параметров в функции глубины в масштабах 1 : 500 и 1 : 200 практически невозможна. Преобразование сигналов действующих глубин $H_{\text{кд}}$ в сигналы истинных глубин $H_{\text{и}}$ с выбранным

числом квантования в заданном масштабе производится с помощью «запоминающего» устройства с учетом переменного интервала времени отставания $t_{\text{от}}$ (в мин) и соответствующего объема глинистого раствора V_c (м^3).

Границы аномалий по кривым газового каротажа устанавливают в точках, соответствующих началу роста величин $G_{\text{сум}}$ и $G_{\text{пр}}$ относительно уровня фоновых значений $G_{\text{сум.ф}}$ и $G_{\text{пр.ф}}$ во вмещающих породах. Фоновые газопоказания обусловлены некоторым содержанием газа, поступившего в ПЖ из пробуренных пластов, а также вносимого глиной, на которой приготовлен раствор. Газовыми аномалиями, подлежащими выделению и дальнейшему изучению, являются те из них, газопоказания которых в 2 и более раза превышают фоновые. Для уточнения глубин диаграммы газового каротажа кривые ГИС после окончания бурения сопоставляются (коррелируются) между собой. Границы продуктивных пластов коррелируются с учетом специфики выделения границ газовых аномалий и границ пластов-коллекторов по геофизическим данным.

§ 29. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ

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

Существенной задачей при проведении газового каротажа после бурения является выбор оптимального времени перерыва циркуляции ПЖ, необходимого для заметного ее газообогащения. Недостаточный перерыв циркуляции ПЖ приводит к пропуску залежи, а слишком большой — к значительному его распространению по стволу и к затруднению локализации залежи. Проведенные расчеты, подтвержденные практикой, показали, что перерывы в циркуляции ПЖ, вызванные спуско-подъемными и другими операциями, связанными с процессом бурения, в большинстве случаев достаточны, чтобы газообогащение рас-

твора достигло величин, определяемых при газовом каротаже после бурения. Оптимальное время перерыва циркуляции ПЖ колеблется в основном от 3 до 20 ч.

При газовом каротаже после бурения проводится непрерывная регистрация газосодержания струи ПЖ в течение времени, достаточного для выхода двукратного объема этой жидкости с исследуемой глубины до земной поверхности.

При погружении бурильных труб происходит вытеснение части ПЖ, что влечет за собой соответствующие перемещения вверх по скважине аномальной газовой зоны. Для определения истинной глубины размещения аномальных газопоказаний (до начала спуска бурильных труб) пользуются выражением $H_{\text{п}} = H_{\text{а}} + (H_{\text{к}} - H_{\text{а}}) V_{\text{к}} / V_0$, где $H_{\text{а}}$ — глубина местоположения аномальных газопоказаний, зафиксированная на кривой после спуска колонны, в м; $H_{\text{к}}$ — глубина, на которую спущена бурильная колонна к началу циркуляции в м; V_0 — объем 1 м открытого ствола скважины в л; $V_{\text{к}}$ — объем в л жидкости, вытесняемой колонной бурильных труб длиной 1 м.

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

Выполнение газового каротажа после бурения в комплексе с газовым каротажем в процессе бурения получило название комплексный газовый каротаж. При комплексном газовом каротаже удается исключить ошибки в интерпретации, вызванные появлением аномалий на кривой $\Gamma_{\text{сум}}$, зарегистрированной газовым каротажем в процессе бурения.

§ 30. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

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

ОПЕРАТИВНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

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

Прогнозирование нефтегазоносных пластов до их вскрытия возможно в ряде случаев вследствие диффузии УВ через слабо-

проницаемые породы, служащие крышкой для залежи. Как правило, при подходе долота к нефтегазовой залежи наблюдается общее повышение содержания микроконцентраций УВ, по мере углубления скважины увеличивается относительное содержание в ПЖ тяжелых УВ.

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

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

Для более надежного выделения пластов, перспективных на нефть и газ в интервале разреза скважины, охарактеризованном положительной аномалией на кривой $\Gamma_{\text{х. пр}}$ или $A_n (A_1—A_6)$, определяют абсолютные концентрации отдельных компонентов УВ, $C_{\text{ан}}$ (в %) (IX.5), $C_{\text{оп}}$ относительной концентрации компонентов УВ (IX.6). Величины $C_{\text{оп}}$, полученные против исследуемого пласта, сравнивают с граничными значениями таких же величин, полученных для типовых залежей конкретного района, и, используя палетку раздельного анализа газа (РАГ) (рис. 99), определяют индекс компонентного состава газа в пласте $I_{\text{кг}}$. Индекс $I_{\text{кг}}$ предназначен для оценки насыщения пласта газом, нефтью или водой. Экспериментально установлено, что против газосодержащих (газоносных и водоносных с растворенным газом) пластов $I_{\text{кг}} = 1$; против нефтегазосодержащих (нефтегазоносных и водоносных с растворенным газом и остаточной нефтью) — 2; против нефтесодержащих (нефтеносных и водоносных с остаточной нефтью) — 3. Для нефтеносных районов с низким газовым фактором против водоносного пласта $I_{\text{кг}} = 4$, против нефтеносного — 5 [5].

Одновременно рассчитывают $\Gamma_{\text{х. пр}}$ (в $\text{м}^3/\text{м}^3$) по приближенной формуле

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

где $E_{\text{р. ср}}$ — среднее значение величин $E_{\text{р}}$ против аномалии на кривой $\Gamma_{\text{пр}}$ в $\text{м}^3/\text{м}^3$; $k_{\text{нп}}$ — покомпонентные коэффициенты извлечения в долях.

Величину $\Gamma_{\text{х. пр}}$, рассчитанную по (IX.15), сравнивают с граничным значением $\Gamma_{\text{х. пр. гр}}$, зависящим от индекса $I_{\text{кг}}$ и глубины

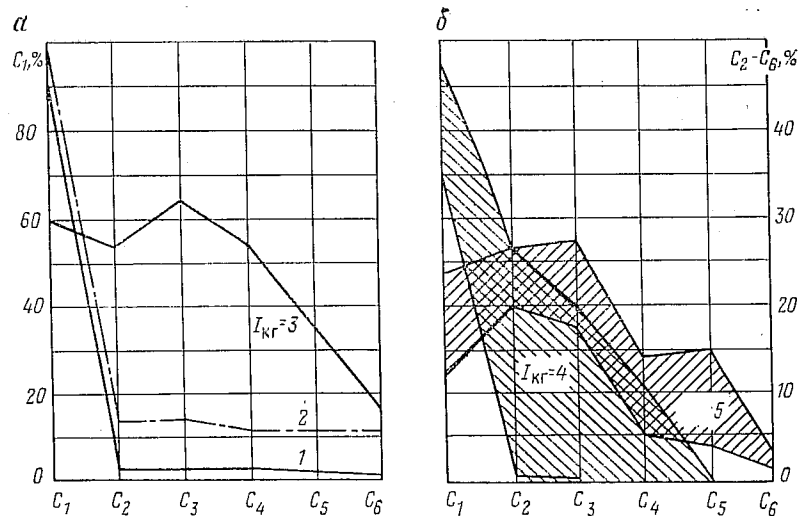


Рис. 99. Палетки раздельного анализа газа для пластов:
а — газосодержащих ($I_{КГ}=1$), нефтегазосодержащих ($I_{КГ}=2$) и нефтесодержащих ($I_{КГ}=3$); б — с низкими газовыми факторами нефти — непродуктивный водоносный ($I_{КГ}=4$), нефтеносный ($I_{КГ}=5$) [4]

Н. Если $\Gamma_{х. пр} > \Gamma_{х. пр. гр}$, пласт признается перспективным и рекомендуется для детальных исследований методами ГИС и опробования.

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ ГАЗОВОГО КАРТАЖА И ГИС

Комплексное использование данных газового каротажа и ГИС для прогнозирования характера насыщения пласта применяется в тех случаях, когда возникает необходимость оценки продуктивности коллектора, выявленного в разрезе скважины по данным ГИС. Первая операция при этом сводится к сопоставлению (корреляции) диаграмм газового каротажа и ГИС для уточнения и взаимоувязки глубин. Затем проверяют приуроченность аномалий на кривой $\Gamma_{пр}$ или $\Gamma_{х. пр}$ и других параметров к пласту-коллектору; определяют значения основных газокаротажных параметров $C_{ан. ср}$, $C_{о. н. ср}$, $E_{р. ср}$, $\Gamma_{х. пр. ср}$, $I_{КГ}$, $F_{Г}$, $F_{НГ}$, мощность газовой аномалии по газовому каротажу $h_{га}$ и эффективную мощность коллектора по ГИС $h_{эф}$ в м.

Приведенные газопоказания, исправленные за затухание газовой аномалии и за фоновое содержание УВ и ПЖ, рассчитывают для станции АГКС-4АЦ:

$$\Gamma_{х. пр. и} = 10^{-2} (h_{га}/h_{эф}) E_{р. ср} \sum k_{ип} (C_{ан. ср} - C_{ан. ф}), \quad (IX.16)$$

где $C_{ан. ф}$ — величины $C_{ан}$ на интервале фоновых показаний в %; $k_{ип}$ — компонентные коэффициенты извлечения в долях.

При прогнозной оценке характера насыщения пласта, выделенного в разрезе по данным ГИС, используют также параметры $F_{Г}$ и $F_{НГ}$, характеризующие соответственно остаточное кажущееся газосодержание и нефтегазосодержание пласта в % [см. (IX.8) — (IX.10)]. Для этого по рассчитанному значению $C_{о. н. ср}$ по палетке РАГ (см. рис. 99) находят индекс $I_{НГ}$.

Если $I_{КГ}=1$ и пласт по данным компонентного анализа характеризуется как газосодержащий, то $F_{Г}$ находят по (IX.8). Как правило, для определения $F_{Г}$ используют палетку, построенную с учетом конкретных геологических условий. Одна из таких палеток изображена на рис. 100. Сравнивая рассчитанную $F_{Г}$ с $F_{Г}$ типовой, полученной для характерной газовой залежи исследуемого района, прогнозируют характер насыщения пласта. В отдельных благоприятных случаях возможна приближенная оценка перспектив продуктивности газоносного пласта.

В тех случаях, когда расчетное значение $I_{КГ}=2$ и пласт характеризуется как нефтегазосодержащий или нефтесодержащий при $I_{КГ}=3$, пользуясь формулой (IX.9) определяют (в %) остаточное кажущееся нефтегазосодержание пласта $F_{НГ}$.

В практической работе величину $F_{НГ}$ определяют по комплексной палетке (рис. 100, А). Эта палетка универсальная. Она

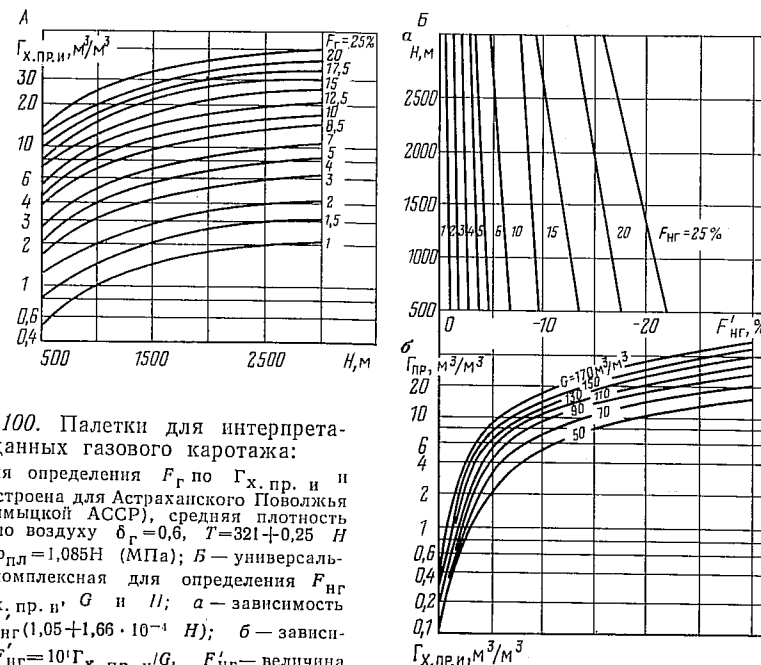


Рис. 100. Палетки для интерпретации данных газового каротажа:

А — для определения $F_{Г}$ по $\Gamma_{х. пр. и}$ и H (построена для Астраханского Поволжья и Калмыцкой АССР), средняя плотность газа по воздуху $\delta_{г}=0,6$, $T=321 \pm 0,25$ Н в К, $p_{пл}=1,085$ Н (МПа); Б — универсальная комплексная для определения $F_{НГ}$ по $\Gamma_{х. пр. и}$, G и H ; а — зависимость $F_{НГ}=F'_{НГ}(1,05+1,66 \cdot 10^{-4} H)$; б — зависимость $F'_{НГ}=10^{-1} \Gamma_{х. пр. и}/G$, $F'_{НГ}$ — величина $F_{НГ}$ при коэффициенте увеличения объема нефти $B_{н}=1$

используется во всех нефтегазоносных районах с высоким и средним значениями газового фактора нефти G продуктивных пластов. В этих условиях по параметру $F_{\text{нг}}$ выделяют пласты нефтегазосодержащие ($I_{\text{нг}}=2$), нефтесодержащие ($I_{\text{нг}}=3$) и водоносные. В целях контроля рассчитанные величины $F_{\text{нг}}$ сравнивают с граничными $F_{\text{нг.гр}}$, подтвержденными конкретными данными. В большинстве нефтяных районов $F_{\text{нг.гр}}=5\%$. При низких G пропорциональность между величинами $B_{\text{н}}$ и $R_{\text{п}}$ нарушается, и комплексная палетка для оценки $F_{\text{нг}}$ неприменима. Для оценки характера насыщения пласта в этом случае используются $G_{\text{х.пр}}$ и $I_{\text{нг}}$ ($I_{\text{нг}}=4$ — водоносный пласт, $I_{\text{нг}}=5$ — нефтеносный). Прогнозная оценка характера насыщения такого пласта уточняется по исправленной величине $G_{\text{х.пр.и}}$, данным люминесцентно-битуминологического анализа шлама и результатам данных ГИС. В настоящее время изучение характера насыщения и коллекторских свойств продуктивных пластов сложного строения, вскрываемых разведочными скважинами на больших глубинах, производится на основании комплексных исследований — газокаротажных, промыслово-геофизических и промыслово-геологических.

§ 31. ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Для оптимизации бурения скважин, повышения его эффективности и изучения геологического разреза в процессе бурения используются различные геолого-технологические информационно-измерительные системы. Последние представляют собой сложный комплекс контрольно-измерительных приборов и ЭВМ, предназначенный для решения следующих задач: сбор и анализ геологической информации для определения литологии, выделение коллекторов, оценка коллекторских свойств и характера насыщения пород, прогнозирование порового и пластового давлений, оптимизация бурения скважины — выбор долот, типа промывочной жидкости и ее плотности, нагрузки на долото, скорости ее вращения и др., управление оборудованием и аварийной сигнализацией.

Все разрабатываемые и внедряемые скважинные системы преследуют цели — оптимизацию бурения скважин и получение наиболее полной геологической информации о вскрываемом разрезе. Решение этих задач производится часто с использованием автоматической газокаротажной станции, дооборудованной приборами измерения технологических параметров процесса бурения.

Рассмотрим основные критерии, используемые при решении геологических задач. Литологическое расчленение разреза базируется главным образом на результатах анализа шлама и данных измерений продолжительности (скорости) бурения. Дополнительным источником информации о литологии разбу-

риваемых пород является вибрация бурового инструмента при работе долота на забое. Выделение коллекторов в разрезе и количественное определение их свойств осуществляется по шламу, керну, параметрам циркуляционной системы, продолжительности бурения и др. Определение пористости и проницаемости выполняется в основном по шламу с участием операторов. Отбор керна производится, как правило, ограниченно и только в продуктивных горизонтах.

Информацию о размещении в разрезе коллекторов, поглощающих или отдающих жидкость, и о их фильтрационных свойствах получают по измерениям уровня жидкости в приемных емкостях, по расходу ПЖ на входе и выходе и изменению показателей ее физических свойств (газосодержания, плотности, вязкости, диэлектрической проницаемости, температуры, удельного электрического сопротивления, минералогического состава, содержания твердой фазы и др.). Возможность определения перечисленных факторов основана на том, что малейшее проникновение фильтрата в пласты вызывает уменьшение общего объема ПЖ в емкостях и ее расхода на выходе скважины. При поступлении флюида из пласта в скважину объем ПЖ и ее расход возрастают, что приводит к снижению плотности и изменению других ее физических свойств. Весьма ценную информацию для выделения коллекторов можно получить по данным о продолжительности бурения. Высокопористые проницаемые коллекторы разбуриваются быстрее, чем глины.

ВЫДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

На основании непрерывного анализа шлама и ПЖ на углеводородосодержание производится выделение продуктивных пластов в скважине. Суммарный объем газа, извлекаемого из ПЖ, и его компонентный состав непрерывно регистрируются на диаграммах. В некоторых информационных системах предусмотрены сплошной отбор керна в продуктивной зоне и его детальное изучение. Нефть и твердые битумы обладают свойством люминесцировать под воздействием ультрафиолетовых лучей, поэтому с помощью автоматического пробоотборника промывочную жидкость и шлам направляют в детектор нефти, снабженный источником ультрафиолетового света. По форме люминесцирующего пятна приблизительно оценивают степень битумосодержания. При большом содержании битумов наблюдается люминесцирующее пятно, при среднем — кольцо, при малом битумосодержании — отдельные точки. По цвету свечения в общих чертах можно судить о качественном составе битумов. Светло-голубое или голубое пятно соответствует маслянистому битуму, желтое с бурым оттенком — смолистому, бурое, бурое с коричневым оттенком — асфальтовому.

Информация, которую несут промывочная жидкость и шлам, поступает с задержкой (отставанием) во времени. В резуль-

тате действующая глубина H_d к моменту поступления промывочной жидкости к устью скважины и выносу шлама не соответствует истинным глубинам залегания пластов, из которых получены данные — образец шлама или порция ПЖ.

Привязка шлама к истинным глубинам производится с учетом времени не только перемещения ПЖ в затрубном пространстве скважины, но и осаждения частицы шлама в самой ПЖ. Скорость осаждения (седиментации) частиц пород вычисляется по формуле Риттингера

$$v_{\text{сед}} = K_{\phi} \sqrt{d(\delta_n - \delta_c)/\delta_c}, \quad (\text{IX.17})$$

где K_{ϕ} — коэффициент пропорциональности, зависящий от формы частиц шлама; d — диаметр шара, масса которого равна массе частицы неправильной формы, в см; δ_n и δ_c — плотности соответственно породы и промывочной жидкости в г/см³.

Согласно (IX.17), скорость осаждения шлама зависит от размеров частиц: более мелкие частицы опережают более крупные. Поэтому одновременно отобранная порция шлама содержит частицы различных размеров, относящихся к пластам, залегающим на разных глубинах. В связи с этим для сбора шлама используют автоматический шламоотборник, дающий возможность отбирать шлам отдельно по фракциям соответственно до 3, от 3 до 5 мм и более. Каждая порция фракции автоматически маркируется в соответствии с сигналами исправленных глубин $H_{\text{исп.ш}}$ и $H_{\text{исп.п}}$ для шлама и породы. Для этого через заданные интервалы истинных глубин экспериментально или расчетным путем находят объем затрубного пространства скважины для n -фракции $V_{c.n.}$. Значение $V_{c.n.}$ определяют чаще всего экспериментально, измеряя объем ПЖ, поступившей из скважины за среднее время перемещения частиц данной габаритной фракции шлама.

Преобразование сигналов действующих глубин $H_{d.ш}$ и $H_{d.п}$ для каждой порции шлама $H_{\text{шш}}$ и породы $H_{\text{п.п}}$ в истинные проводится с помощью многоканального запоминающего устройства АГКС с учетом времени перемещения из скважины объемов ПЖ $V_{c.n.}$

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Этот вид исследования является неотъемлемой частью геолого-технологических методов исследования скважин. Существуют различные факторы, несущие информацию об аномально высоком пластовом давлении. К ним относятся: увеличение пористости глин в зоне АВПД, что вызывает снижение удельного сопротивления, скорости распространения упругих волн, плотности глин; рост геотермического градиента из-за повышения содержания воды, обладающей относительно низкой теплопро-

водностью, изменение механической скорости бурения в этой зоне.

Изменение скорости бурения в зоне АВПД связано с изменением разности между давлением, создаваемым столбом ПЖ, и пластовым давлением, и с увеличением пористости глинистых толщ. На основании промысловых данных установлено, что при прочих равных условиях скорость бурения возрастает с уменьшением противодействия столба ПЖ (давление в скважине приближается к давлению в пласте). Снижение электропроводности ПЖ, обогащенной обломками глинистых частиц, выносимых из зон АВПД, также является фактором, несущим информацию об аномальном пластовом давлении.

ПОЛУЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

С помощью рационального подбора автоматизированной установки и телесистем создается возможность непрерывно измерять в процессе бурения: глубину скважины, нагрузку на крюк, давление ПЖ на выкиде насоса, число ходов поршня насоса в 1 мин, скорость вращения ротора, основные параметры ПЖ на входе и выходе из скважины, скорость закачки ПЖ в скважину и ее суммарный объем. Одновременно на диаграмме каротажа в масштабе глубины скважины регистрируются скорость бурения и нагрузки на долото.

Детальная технологическая информация способствует обеспечению рационального режима бурения в конкретной ситуации, прогнозированию показателей работы долот, определению момента подъема долота для его замены, выбору интервалов установки башмака технической колонны, систематизации научно-технических и технологических экспериментов.

Автоматические установки снабжены сигнальными устройствами, где непрерывно сопоставляются воспроизводимые значения того или иного параметра с заранее установленными максимальными и минимальными значениями. В случае отклонения фактических показаний от экстремальных норм включаются звуковая и световая сигнализация, которые оповещают оператора о сложившейся опасной ситуации. В результате применения информационных скважинных систем в процессе бурения достигается более полная реализация возможностей применяемого оборудования и бурового инструмента. Анализ детальной информации служит исходным материалом для эффективного повышения общих технико-экономических показателей бурения.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Газокаротажные станции (АГКС) и геолого-технологические информационно-измерительные системы устанавливаются на буровой на все время бурения того интервала скважины, в кото-

ром предстоит проверить исследования. Это позволяет проводить измерения в стволе скважины в процессе и после бурения без специальных для этого простоев скважины.

Комплекс геохимических и геолого-технологических методов исследований применяется в основном для изучения нефтегазопоисковых и разведочных скважин, в том числе и морских. При бурении эксплуатационных скважин этот комплекс в общем случае не применяется. В порядке исключения эти методы используются в случаях доразведки эксплуатационных площадей, а также при сложно построенной продуктивной толще.

Расширение комплекса измеряемых параметров с помощью современных АГКС с одновременной регистрацией их в аналоговой и цифровой формах без специальных простоев скважины привело к созданию системы комплексной интерпретации результатов геофизических и геохимических исследований скважин. Этим созданы предпосылки для существенного повышения геологической эффективности комплекса исследований нефтяных и газовых скважин, оперативного выбора перспективных продуктивных объектов и проведения испытаний.

Газовый каротаж находит применение и при разведке угольных месторождений и горючих сланцев. Основная задача при этом — определение концентрации метана, который является взрывоопасным газом, и его присутствие должно учитываться при строительстве и работе добывающих шахт. Результаты геохимических исследований скважин могут быть искажены добавками в промывочную жидкость нефти и смазки от бурового инструмента, особенно в случае содержания в них газообразных компонентов. Если в раствор добавлялась нефть, проводить геохимические исследования в течение некоторого времени нецелесообразно.

Часть 2

ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ КАРОТАЖА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИИ РАЙОНА, ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

Глава X

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Геолого-геофизические данные находят широкое применение при расчленении разрезов скважин, уточнении литологии пластов, составлении корреляционных схем, типовых и сводных геолого-геофизических разрезов, различных геологических карт и профилей, необходимых при изучении структуры и палеотектоники районов и регионов в целом.

§ 32. ИЗУЧЕНИЕ ЛИТОЛОГИИ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ЗАЛЕГАНИЯ ПЛАСТОВ

На основании применяемого в настоящее время комплекса ГИС можно достаточно детально расчленить почти любой встречающийся в нефтегазовых районах разрез на пласты и комплексы пластов, различающихся по своим геофизическим свойствам. При составлении литолого-стратиграфической колонки скважины большое значение имеют данные анализов керна, шлама и образцов пород, отобранных боковым грунтоносом. Особое внимание должно быть уделено сбору палеонтологических определений, на основании которых устанавливается возраст пород.

Для изучения литологического состава пород и расчленения разреза скважин используется весь комплекс геолого-геофизических исследований. Наиболее благоприятные условия для этого имеются в песчано-глинистом разрезе. Здесь по данным каротажа по установленным признакам (см. § 35) выделяются высокопористые проницаемые песчаники, песчанистые глины и др. (рис. 101).

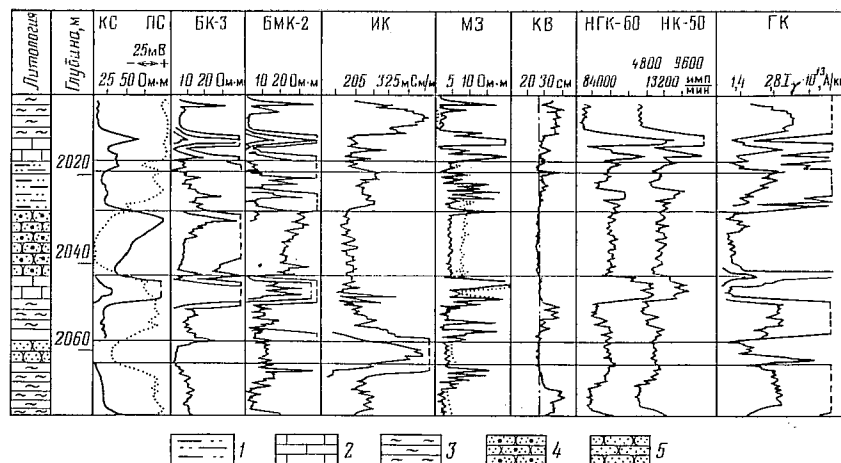


Рис. 101. Расчленение разреза и выделение по диаграммам ГИС пластов, представленных терригенными и карбонатными породами.

1 — песчаная глина; 2 — известняк; 3 — аргиллит; 4 — песчаник нефтеносный; 5 — песчаник водоносный

С уплотнением осадочных образований и уменьшением их пористости определение литологии пластов усложняется, и различные по литологическому составу породы отмечаются часто одинаковыми или близкими геофизическими показаниями. Например, малопористые крепкие песчаники и алевролиты, основная масса известняков и доломитов мало отличаются друг от друга на каротажной диаграмме. По каротажным диаграммам в подобных случаях можно получить лишь общие представления о пласте: малопористый, сцементированный, плотный, трещиноватый, глинистый. Оценка литологии в этом случае возможна по материалам широкого комплекса геофизических и геологических (керн, шлама и др.) исследований (рис. 102).

Из гидрохимических осадков наиболее распространенными являются галит, сильвин, гипс, ангидрит. На кривой ЭК (КС и ПС) эти породы отмечаются нехарактерными аномалиями. На кривой ГК повышенной гамма-активностью выделяется калиевая соль из-за присутствия в ней изотопа ^{40}K . На кривой НГК зоной минимума характеризуется гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), и зоной максимума — ангидрит (CaSO_4).

При выделении границ пластов, различающихся по физическим свойствам, пользуются известными теоретическими положениями о форме кривой и выделении границ пластов различными видами каротажа (см. гл. I—X).

Для большей надежности построение литолого-стратиграфической колонки проводится по нескольким скважинам. Уточ-

Порода	КС	ПС	КВ	МЗ	НГК (ННК)	ГК П	ГК	ΔT	α _{ак} A/A ₀
Известняк (доломит) плотный									
Известняк пористый, водоносный									
То же, нефтенасыщенный									
То же, газонасыщенный									
Известняк плотный трещиноватый									
Известняк кавернозный									
Известняк глинистый									
Глина									
Переслаивание известняков и глины									
Песчаник водоносный									

Рис. 102. Схематическое изображение комплекса каротажных кривых против карбонатных пород, различных по строению и характеру насыщения.

нение достигается за счет взаимного переноса данных керна с одной скважины на другую с использованием для этого корреляционной схемы (рис. 103).

КОРРЕЛЯЦИЯ

Корреляция (сопоставление) диаграмм ГИС — один из наиболее важных и ответственных этапов в геолого-геофизических исследованиях по материалам бурения. При корреляции используют комплексные геолого-геофизические данные — кривые ЭК, РК, КВ и др. с нанесенными на них результатами литолого-стратиграфических определений по керну.

Для исключения возможных ошибок при корреляции руководствуются не только сходством конфигурации кривых против отдельных интервалов, но и последовательностью чередования выделенных пластов по всему разрезу, от устья до забоя, особенно наиболее характерных по конфигурации интервалов, фиксируемых с наибольшей четкостью на кривых ГИС против опорных пластов. К опорным пластам предъявляются следующие требования: надежная выдержанность по площади; четкая геофизическая характеристика, резко отличающаяся от характеристики вмещающей среды и легко прослеживаемая на кривых ГИС. Опорные пласты, приуроченные к стратиграфическим границам, выделяются в качестве стратиграфических опорных пластов. В ряде случаев по опорным пластам осуществляется унификация стратиграфических границ на большой территории.

Различают локальные и региональные (межрайонные) корреляционные схемы. Локальные схемы предназначены для детального изучения геологического строе-

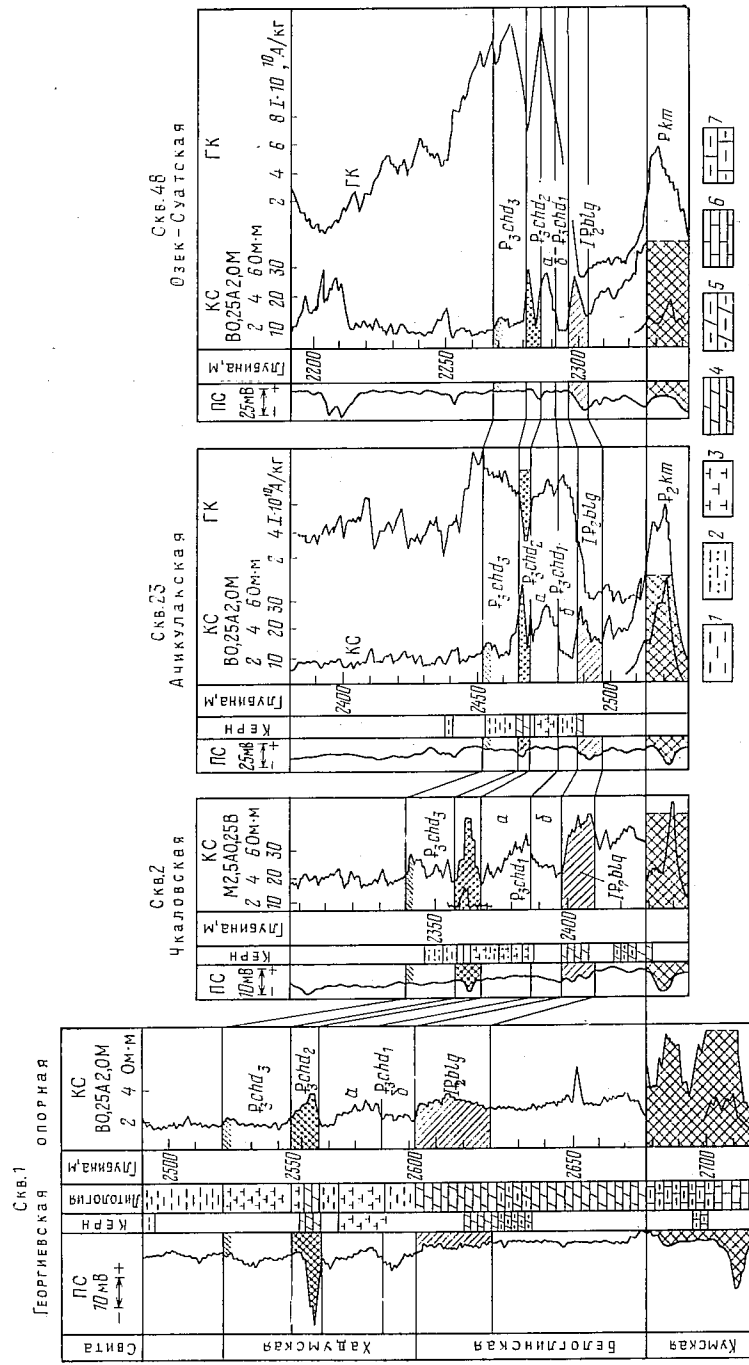


Рис. 103. Пример корреляции геолого-геофизических разрезов скважин при согласном, но не параллельном залегании слоев.

1 — глина; 2 — глина известковистая; 3 — мергель глинистый; 4 — известняк; 5 — известняк; 6 — известняк; 7 — известняк глинистый

ния разведочных и эксплуатационных площадей. Региональные корреляционные схемы охватывают крупные участки земной коры и предназначены для сопоставления и взаимной увязки стратиграфических границ и комплексов пород, вскрываемых скважинами в районах, расположенных друг от друга на значительном расстоянии.

ЛОКАЛЬНЫЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ СХЕМЫ

В зависимости от характера залегания пластов, вскрываемых скважинами, различают корреляцию разрезов при: согласном параллельном и непараллельном залегании пластов; фациальном замещении и выклинивании пластов, наличии разрывных нарушений.

На рис. 103 дан пример корреляции при согласном непараллельном залегании слоев. Расстояние по прямой между крайними скв. 1 и 48 равно 144 км. Мощность исследуемой толщи изменяется от 73 м в скв. 1 до 29 м в скв. 48 при сохранении нормальной последовательности в разрезе всех стратиграфических свит.

Несогласное залегание пластов с характерным угловым несогласием и выпадением слоев из разреза широко распространено и вызывается перерывом в осадконакоплении. Наиболее часто встречаемой разновидностью несогласного залегания слоев является трансгрессивное угловое несогласие, вызванное наступлением моря на сушу.

Проследить границу стратиграфического несогласия по геологическим данным из-за неполноты кернового материала затруднительно. С наибольшей достоверностью эта задача решается на основании детальной корреляции геолого-геофизических разрезов скважин.

На рис. 104 приводится корреляция каротажных диаграмм при ингрессивном контакте палеогеновых отложений с верхнемеловыми на территории Черногорской моноклинали (восточная часть северного склона Кавказа).

Перерыв в осадконакоплении возможен и под водой. Под воздействием морских течений дно моря размывается, и осадки, часто переотложенные, несогласно покрывают нижележащие породы. Такое явление известно в геологической литературе под названием рецессии и подводных перерывов. Мощности рецессивных осадков обычно невелики из-за непостоянства направления и сил морских течений. Поэтому, несмотря на широкое распространение в природе рецессий и подводных перерывов, выявление их обычными геологическими методами связано с большими трудностями. Наиболее ценными в этом случае являются данные каротажа. Основным условием для выявления рецессий и подводных перерывов по каротажным данным является наличие хорошо дифференцированного по геофизическим свойствам разреза.



51



Колодезная скв. 9

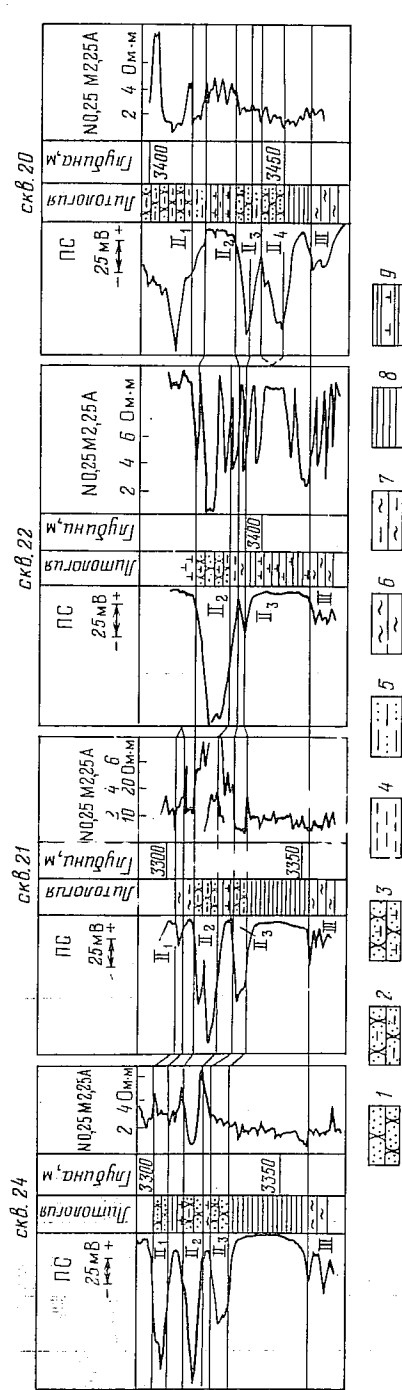


Рис. 106. Схема зональной корреляции. 1 — аргиллит; 2 — аргиллит; 3 — аргиллит известковистый; 4 — глина; 5 — глина; 6 — глина известковистая; 7 — алевролит; 8 — алевролит; 9 — алевролит глинистый.

На рис. 105 приведен пример прослеживания рецессий и подводного перерыва при корреляции каротажных диаграмм верхнего эоцена Прикумской области. Как видно, в скв. 9 ниже пласта, соответствующего реперу I Pg₂blg, породы белоглинской свиты характеризуются не свойственной им повышенной естественной радиоактивностью аналогично породам кумской свиты. Это объясняется тем, что в белоглинское время породы с повышенной радиоактивностью кумской свиты размывались подводным течением, переотлагались и накапливались здесь на размытой поверхности среднего эоцена. Эти отложения являются рецессивными (переотложенными) и обозначены в приведенных схемах буквой П.

Сопоставление каротажных диаграмм дает возможность проследить изменение литологии, которая отождествляется с изменением литофаций. На рис. 106 дан пример корреляции при фациальном замещении и выклинивании песчано-алевритоглинистых пластов II продуктивной пачки юрских отложений месторождения восточной части Прикумской области. Эти пласты, являясь коллекторами, могут сливаться, образуя единый гидродинамический ре-

зервуар, или залегать в виде изолированной линзы, требующей самостоятельной разработки.

На основании корреляции диаграмм ГИС выявляются разрывные нарушения и определяется местоположение плоскости нарушения (сбрасывателя) (рис. 107).

В сложных геолого-тектонических и литофациальных условиях надежность корреляционных схем проверяется построением профильных геологических разрезов, секущих исследуемую площадь во многих направлениях.

РЕГИОНАЛЬНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ

Региональная корреляция разрезов скважин по данным ГИС проводится с меньшей детальностью по сравнению с локальной корреляцией. При региональной корреляции сопоставляются нормальные и типовые геолого-геофизические разрезы отдельных площадей с разрезами менее изученных районов, в которых пробурены отдельные разведочные или опорные скважины. При региональных сопоставлениях приходится учитывать, что геофизическая характеристика разреза сохраняется без существенных изменений только против опорных пластов, а в остальной части разреза может сильно изменяться от скважины к скважине.

Региональные корреляционные схемы (рис. 108) дают возможность: 1) прослеживать отдельные стратиграфические горизонты и свиты и унифицировать их стратиграфические границы; 2) выявлять в разрезе пласты, которые могут быть коллекторами для скопления нефти и газа, и прослеживать характер изменения пластов-коллекторов и их мощностей по площади; 3) определять последовательность напластований характерных литолого-стратиграфических комплексов.

СОСТАВЛЕНИЕ ТИПОВОГО, НОРМАЛЬНОГО И СВОДНОГО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО РАЗРЕЗОВ

Типовой геолого-геофизический разрез представляет собой усредненный геолого-геофизический разрез некоторой толщи пород, характеризующий последовательность геологических напластований, их среднюю видимую мощность, литологический состав, нефтегазонасыщенность, возраст и относительные значения геофизических параметров (конфигурацию кривых).

В нормальном геолого-геофизическом разрезе в отличие от типового используют не видимые, а истинные мощности пластов. Нормальный разрез можно получить из типового, умножая видимые мощности, указанные в типовом разрезе, на косинус среднего угла падения пластов. Нормальный разрез может быть составлен непосредственно по данным корреляционной схемы, если горизонтальные или слабонаклонные пласты пересекаются вертикальными скважинами. В практической работе чаще составляют типовые разрезы, которые более удобны

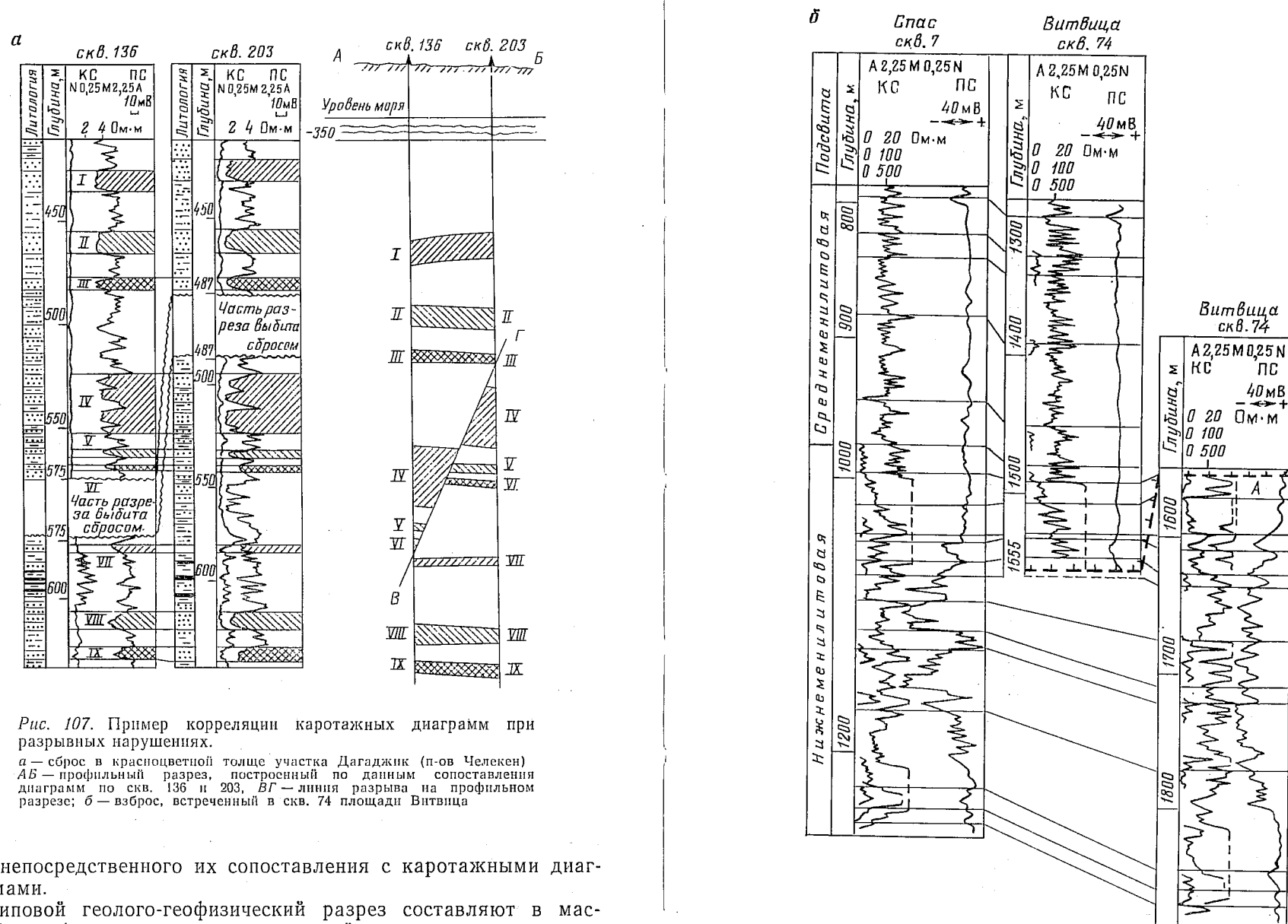


Рис. 107. Пример корреляции каротажных диаграмм при разрывных нарушениях.

а — сброс в красной толще участка Дагаджик (п-ов Челекен) АБ — профильный разрез, построенный по данным сопоставления диаграмм по скв. 136 и 203, ВГ — линия разрыва на профильном разрезе; б — взброс, встреченный в скв. 74 площади Витвица

для непосредственного их сопоставления с каротажными диаграммами.

Типовой геолого-геофизический разрез составляют в масштабе глубин, принятом в данном районе при каротаже скважин (обычно 1:500), для детальных типовых разрезов продуктивной толщи используют масштаб глубин 1:200. Составление типового геолого-геофизического разреза заключается в построении типовой усредненной каротажной диаграммы и литологической колонки.

Типовая каротажная диаграмма (рис. 109) должна отражать все характерные особенности основных кривых ГИС —

КС, ПС, кавернограммы, ГК и других, получаемых в скважинах данного района.

Для месторождений и разведочных площадей, характеризующихся изменчивостью литологии и мощностей, составляют несколько типовых геолого-геофизических разрезов, которые

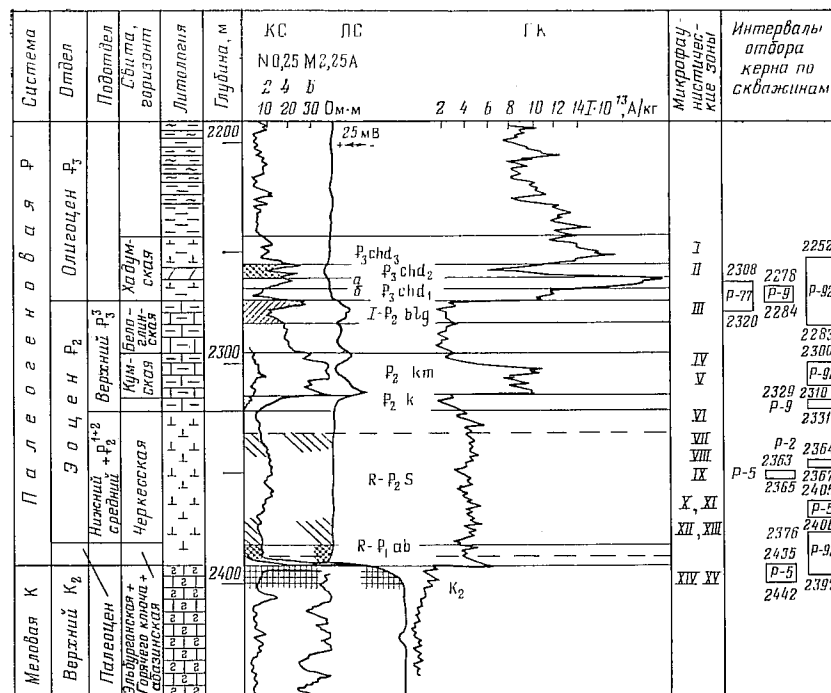


Рис. 109. Типовой геолого-геофизический разрез по данным электрического и радиоактивного каротажа и микрофаунистического материала по скважинам одного из месторождений западной части Прикумской области.

ется единым типовым каротажным разрезом. Методика составления сводных геолого-геофизических разрезов такая же, как и в случае составления типового геолого-геофизического разреза. Основным критерием для обобщения геолого-геофизических разрезов различных площадей в единый сводный разрез является общность геолого-геофизических разрезов исследуемого комплекса отложений (однотипность разреза).

§ 33. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСТРОЕНИЯ

По материалам совместной обработки геологических и геофизических данных составляются литофациальные и профильные геологические разрезы, литофациальные, структурные и другие карты.

Литофациальные разрезы служат для изображения изменений литофаций и их мощностей в заданном направлении (предпочтительнее по простиранию и вкрест простирания структуры) для отдельных стратиграфических горизонтов или комплексов пород. Для построения литофациальных разрезов (см. рис. 104, Б и 111) исходными данными послужили корре-

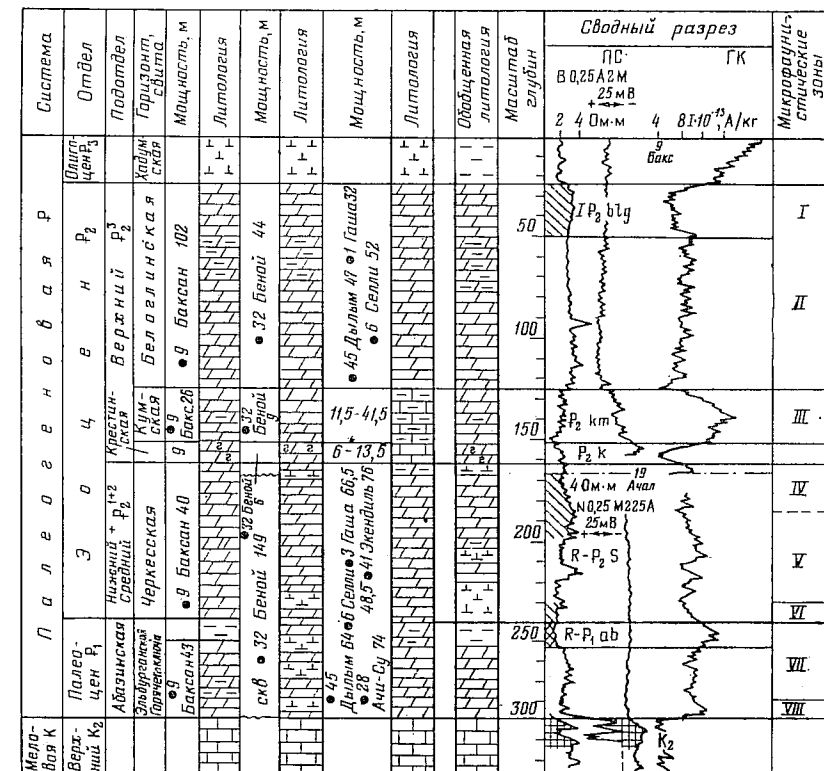


Рис. 110. Сводный геолого-геофизический разрез палеогеновых отложений восточной части северного склона Кавказа

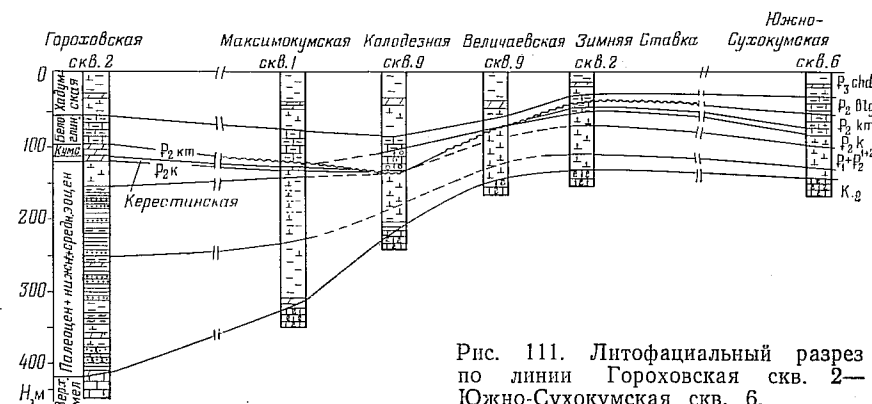


Рис. 111. Литофациальный разрез по линии Гороховская скв. 2—Южно-Сухокумская скв. 6.

ляционные схемы, изображенные соответственно на рис. 104А и 105.

Литофациальные карты (карты литофаций) характеризуют изменения по площади литологического состава некоторого стратиграфического горизонта и отражают преобладающий вещественный состав пород данного возраста. Литофациальные карты рекомендуется совмещать с картами равных мощностей. Существует несколько способов выделения литофаций и построения литофациальных карт. Один из них основан на изображении изменения литофаций в виде диаграмм, в которых общая мощность исследуемого комплекса, вскрываемого скважиной, соответствует площади круга, а литологическому составу и процентному содержанию каждой породы отвечают отдельные секторы круга. Такой способ изображения дает наглядное представление об изменении мощности и литологии изучаемого комплекса отложений. С помощью указанной диаграммы в пределах исследуемой территории можно выделить характерные литофациальные области (рис. 112). Как видно из рисунка, с северо-запада на юго-восток наблюдается заме-

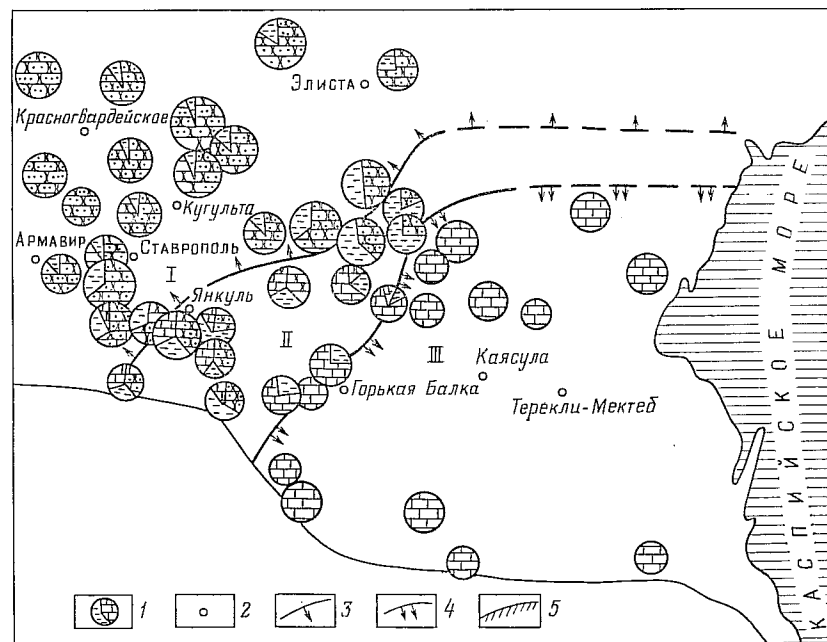


Рис. 112. Карта литофаций характерной толщи, выделяемой в нижнем и среднем эоцене Центрального и Восточного Предкавказья:

1 — мощность выделяемой толщи и литологический состав, в %; 2 — скважина; 3 — граница распространения терригенных пород; 4 — граница распространения карбонатных пород; 5 — линия выхода на дневную поверхность верхнемеловых отложений; I—III — различные литофациальные области

щение песчано-алевролитовых пород карбонатными. Процесс замещения происходит постепенно, и на карте выделяется переходная область II, где наряду с песчано-алевролитовыми пластами широко распространены глинисто-аргиллитовые и карбонатные породы. Литофациальные карты вместе с литофациальными разрезами характеризуют условия залегания и распространения различных пород, в том числе и коллекторов, благоприятных для скопления нефти и газа.

Литолого-геофизические карты являются разновидностью литолого-фациальных карт. Литолого-геофизическая карта характерных однотипных электрических и радиоактивных областей палеогеновых отложений Центрального и Восточного Предкавказья (рис. 113) показывает, что среди палеогеновых отложений исследуемой территории достаточно четко выделяются три электрические и две области повышенных значений на кривой ГК. Как видно, на литолого-геофизической карте выделяются те же три литологические области, что и на карте литофаций (см. рис. 112).

Зональные карты служат для выделения внутри продуктивного пласта фациально устойчивых и литологически од-

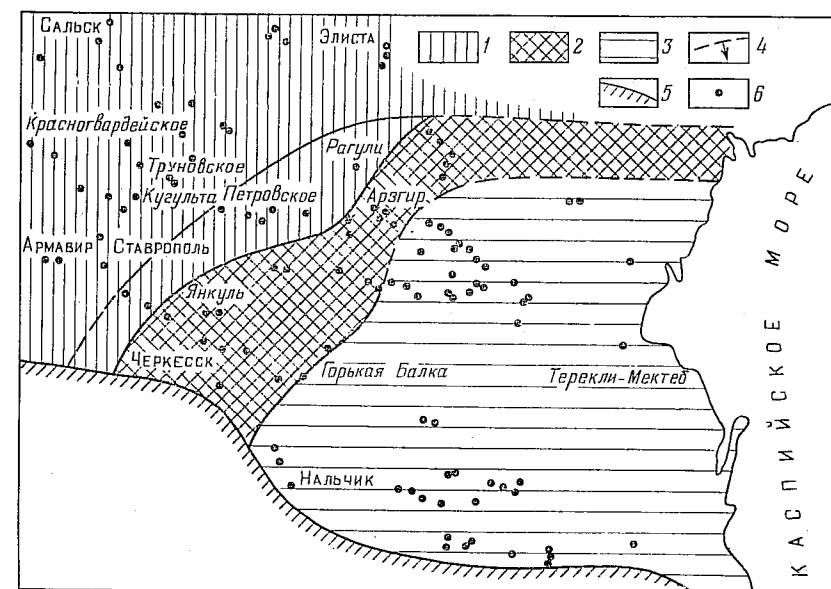


Рис. 113. Карта характерных однотипных электрических областей и повышенных значений на кривой ГК для палеогеновых отложений Центрального и Восточного Предкавказья:

1 — область развития терригенных пород и репера R—P, 2 — переходная область; 3 — область развития карбонатных пород; 4 — граница распространения гамма-максимумов кумской свиты; 5 — линия выхода на дневную поверхность верхнемеловых отложений; 6 — скважина

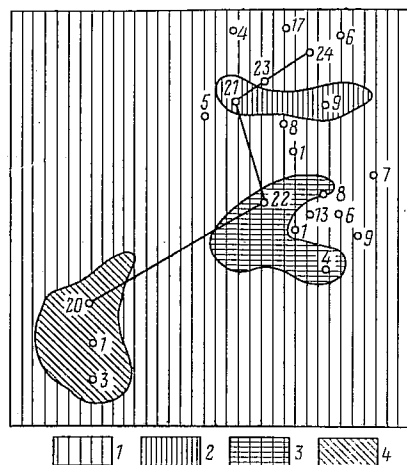


Рис. 114. Зональная карта.
Зоны: 1 — прослеживания Π_1 , Π_2 , Π_3 комплексов; 2 — прослеживания Π_1 и Π_3 и расчленения Π_2 комплексов; 3 — прослеживания Π_2 и Π_3 комплексов; 4 — прослеживания Π_1 и Π_2 комплексов и появления Π_1 комплекса (см. рис. 106)

нородных участков. Зональная карта, приведенная на рис. 114, составлена по материалам зональной корреляции (см. рис. 106).

Зональные карты весьма полезны при проектировании эксплуатационных и нагнетательных скважин и при изучении состояния разработки нефтегазового месторождения. Впервые такие карты были построены М. А. Ждановым для продуктивных отложений девона Западного Приуралья.

Профильный геолого-геофизический разрез представляет собой совмещение на одном чертеже корреляционной схемы и профильного геологического разреза. При построении такого профиля геолого-геофизические разрезы скважин размещаются на чертеже в соответствии с выбранным направлением с учетом превышения скважин над уровнем моря (абсолютных отметок) и расположения в плане (рис. 115).

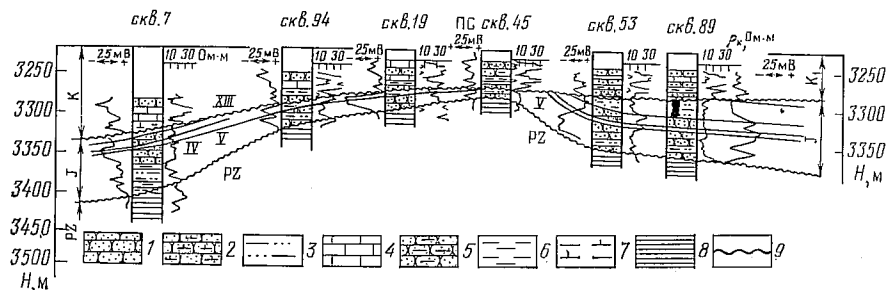


Рис. 115. Профильный геолого-геофизический разрез нижнемеловых и юрских отложений одного из месторождений западной части Прикумской области.
Глубины даны в абсолютных отметках: 1 — песчаник; 2 — песчаник карбонатный; 3 — глина песчаная; 4 — известняк; 5 — песчаник глинистый; 6 — глина; 7 — глина карбонатная; 8 — отложения палеозоя; 9 — линия разрыва

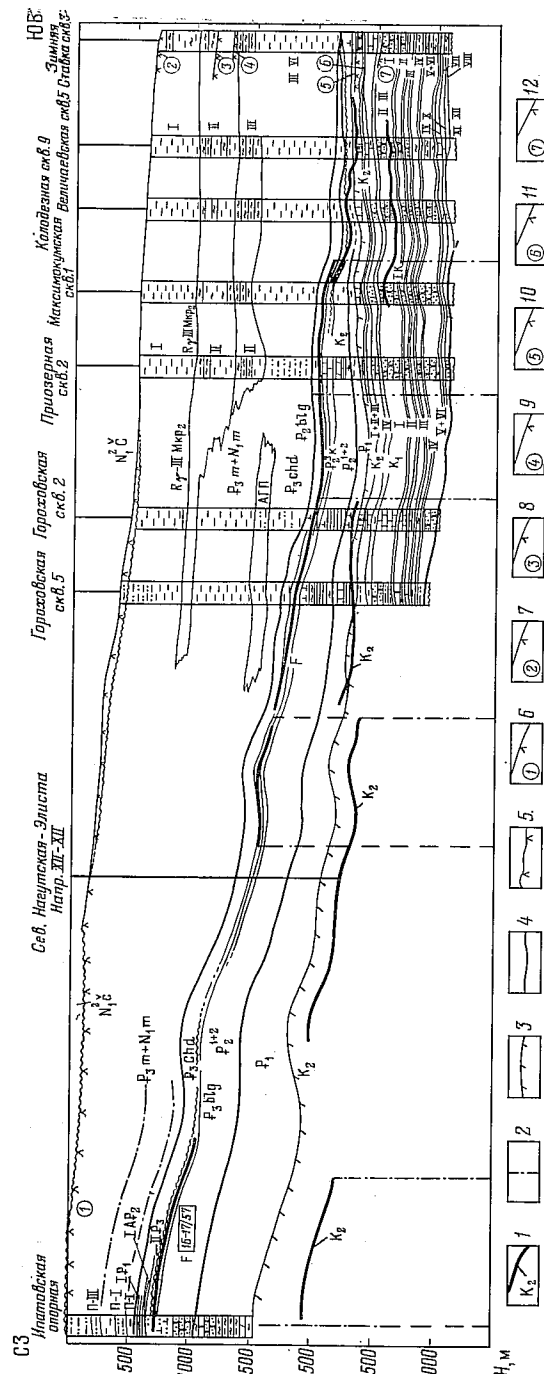


Рис. 116. Сейсмогеологический профильный разрез по линии Ипатовская — Зинная Ставка скв. 3.
1 — опорные отражающие сейсмические горизонты с индексами, присвоенными геофизическими трестами; 2 — работ сейсмических партий; 3 — стратиграфические по промыслово-геофизическим данным с учетом сейсмических материалов; 4 — проведенные по данным бурения; 5 — поверхность размытия; 6 — кровля отложений майкопской свиты. Геологические границы по данным структурных карт; 7 — по кровле майкопской свиты; 8 — по кровле III пачки майкопа; 9 — по подошве IV пачки майкопа; 10 — по подошве фораминиферной свиты; 11 — по кровле верхнего мела; 12 — по кровле нижнего мела

Комплексное использование материалов сейсморазведки, ГИС и данных бурения повышает точность интерпретации данных сейсморазведки и корреляционных построений.

Пластовые карты (рис. 117) изображают сечение пластов горизонтальной плоскостью на некотором гипсометрическом уровне. Такие карты горизонтального среза отражают конфигурацию геологических границ на горизонтальной плоскости. Для построения пластовой карты необходимо определить следы пересечения горизонтальной плоскости с границами всех пластов, пересекаемых этой плоскостью.

Следы пересечения плоскости среза с пластами определяют по профильным геологическим и геолого-геофизическим разрезам скважин, корреляционным схемам и разрезам отдельных скважин, а также по данным структурных карт и другим материалам. Полученные следы сечения пластов переносят на план и соединяют между собой. Построение пластовых карт весьма эффективно в платформенных областях при пологом залегании пластов.

Обычно при исследовании крупных территорий не ограничиваются построением одной пластовой карты, а строят серию таких карт, дающих последовательное освещение вскрываемого комплекса отложений на исследуемой территории.

Обоснование и унификация стратиграфических границ и составление унифицированной стратиграфической схемы заключается в корреляции всех типовых и сводных геолого-геофизических разрезов, полученных для отдельных площадей и районов данной территории (рис. 118). Этим обеспечивается учет имеющегося биостратиграфического и каротажного материала, полученного на исследуемой территории. В унифицированной стратиграфической схеме выделяют лишь те стратиграфические границы, которые хорошо прослеживаются для всей исследуемой территории и надежно подтверждены геологическими и геофизическими данными.

Для обоснования и унификации стратиграфических границ в условиях фациально изменчивых отложений помимо корреляционных схем используют дополнительные геолого-геофизические материалы: карты литолого-геофизических областей, карты литофаций, литофациальные и профильные геологические разрезы, региональные корреляционные схемы, а также другие геологические и геофизические данные.

Так как при составлении стратиграфических схем используется комплекс геолого-геофизических материалов, а также доступный и легко обрабатываемый каротажный материал, повышается эффективность применения унифицированных схем в практической работе.

Глава XI

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

§ 34. КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА И ПРИНЦИПЫ ИХ ВЫДЕЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ ГИС

Большинство промышленных залежей нефти и газа приурочено к породам-коллекторам, способным вмещать флюиды и отдавать их при создании перепадов давлений. Одним из наиболее важных свойств коллекторов является пористость, характеризующая способность пород вмещать флюиды благодаря наличию в них различных пустот (межзерновых пор, трещин, каверн и др.), не заполненных твердым веществом. Пористость отражает емкостные свойства породы и характеризуется коэффициентом k_p — отношением объема свободного пространства (пор) $V_{пор}$ породы к ее объему V_n :

$$k_p = V_{пор} / V_n. \quad (XI.1)$$

Пористость выражается в процентах. В различных коллекторах она изменяется от долей до 30—35 %.

Другим основным свойством коллектора является проницаемость, характеризующая способность породы пропускать через систему сообщающихся между собой пор различные флюиды при наличии перепада давлений. Увеличение проницаемости пород часто связано с ростом их пористости. Тем не менее даже очень низкопористые породы, например плотные карбонаты, вследствие трещиноватости и кавернозности могут быть высокопроницаемыми, а тонкозернистые, высокопористые породы типа писчего мела — малопроницаемыми.

На проницаемость породы существенно влияет эффективное напряжение породы, при его снятии (в атмосферных условиях) проницаемость может увеличиться от 25 до 100 %. Это особенно заметно для малопроницаемых пород. Таким образом, коллекторами являются породы, обладающие емкостью (пористостью) для воды, нефти и газа и проницаемостью, обеспечивающей извлечение флюида в процессе разработки. Для характеристики насыщенности породы обычно используются коэффициенты нефтегазонасыщенности $k_{нг}$ или водонасыщенности k_w (см. § 3).

Нефтегазонасыщенность — это важный параметр коллектора, определяющий его промышленную ценность. Для подсчета запасов нефти и газа и проектирования разработки месторождения кроме пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности необходимо оценивать эффективную нефтегазонасыщенную мощность $h_{эф}$ пород, представляющую собой сум-

марную мощность проницаемых нефтегазонасыщенных прослоев продуктивного горизонта. Кроме того, определяют мощность коллектора $h_{\text{кол}}$, т. е. суммарную мощность проницаемых прослоев. Существенное значение имеет определение литологического состава пород, особенно их глинистости. С ростом глинистости, как правило, наблюдаются ухудшение коллекторских свойств пород и снижение их нефтегазонасыщенности.

При выделении пластов-коллекторов руководствуются следующими прямыми качественными признаками: наличием проникновения фильтрата ПЖ в пласт; характерными показаниями на различных кривых ГИС, присущими пластам-коллекторам.

Проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт может быть установлено по следующим показателям:

1) изменение во времени показаний каротажных диаграмм вследствие различия глубины проникновения фильтрата ПЖ в пласт-коллектор (рис. 119);

2) наличие повышающего или понижающего проникновения фильтрата ПЖ в пласт, что ведет к изменению удельного сопротивления пласта в радиальном направлении, устанавливаемого по данным кривых сопротивления, полученных зондами с различной глубиной исследования (БКЗ; БМК, БК; БК, ИК) (см. рис. 32). При заполнении скважины высокоминерализованной ПЖ наиболее эффективно применение для этой цели зондов БМК и БК;

3) наличие глинистой корки против проницаемого пласта, обнаруживаемой каверномером (см. рис. 45);

4) положительное расхождение кривых кажущегося удельного сопротивления, замеренных микрозондами (см. рис. 45).

Проникновение фильтрата ПЖ может не зафиксироваться в нижней части высокопористых песчаников, обладающих большой проницаемостью по вертикали. При этом слабоминерализованный более легкий фильтрат ПЖ вытесняется в верхнюю часть пласта более плотной высокоминерализованной пластовой водой. Когда при бурении используют высококачественные ПЖ, приготовленные на коллоидальных глинах, которые обладают низкой водоотдачей, толщина глинистой корки может быть недостаточно большой, чтобы отразиться на кавернограмме. Отсутствие проникновения фильтрата ПЖ в пласт отмечается также в нефтегазонасыщенных пластах при высоких пластовых давлениях, близких к гидростатическому давлению столба ПЖ, и в случаях, когда сопротивления фильтрата ПЖ ρ_f и пластовой воды ρ_v близки между собой ($\rho_f \approx \rho_v$).

При сводной интерпретации выделение коллекторов в разрезе производится по комплексу геофизических и геологических исследований разрезов скважин, включая отбор керна сверлящими керноотборниками СКМ-8-10 и боковым грунтоносом, опробования пластов приборами на каротажном кабеле (ОПК) и др.

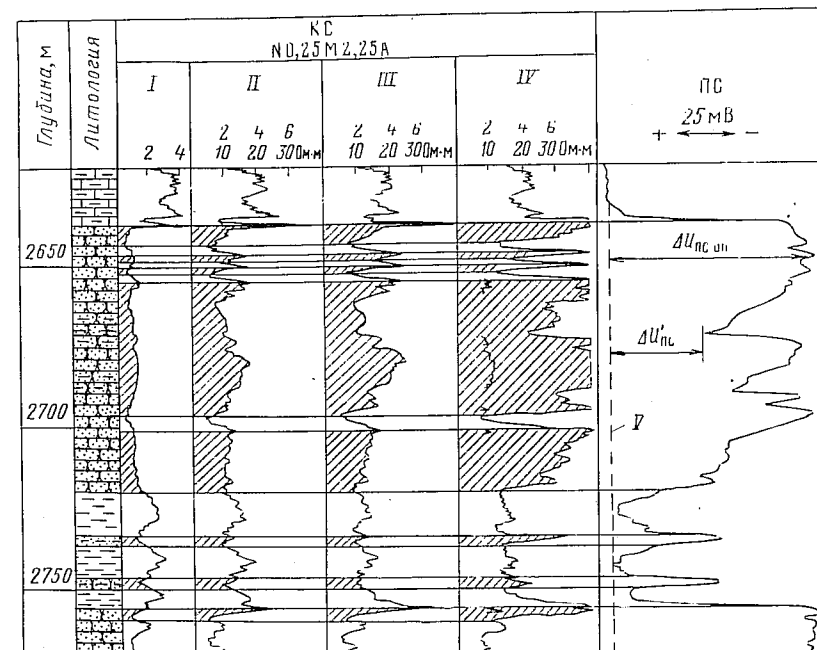


Рис. 119. Пример увеличения глубины проникновения фильтрата ПЖ со временем в проницаемый песчаный пласт.

ρ_c : I — 4,15 Ом·м — по истечении 3 сут после вскрытия пласта, II — 4,8 Ом·м, после 16 сут, III — 3,75 Ом·м после 21 сут; IV — 3,45 Ом·м, после 75 сут; V — линия глин

Достоверность выделения коллекторов зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки методики и геолого-геофизических условий района. На площадях с известным разрезом при выделении коллекторов сопоставляют каротажные диаграммы с типовым геолого-геофизическим разрезом и диаграммами соседних, ранее пробуренных скважин, в которых местоположение коллекторов известно. Одновременно с выделением коллекторов уточняют литологию по геолого-геофизическим данным. Для выделения в разрезе по каротажным диаграммам плотных и проницаемых пород необходимо иметь ясное представление о литологии изучаемого разреза в целом. Интерпретация каротажных диаграмм для терригенного, карбонатного или эффузивного разреза имеет свои особенности.

§ 35. ВЫДЕЛЕНИЕ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Терригенные коллекторы могут быть представлены межзерновыми, трещинными и трещинно-межзерновыми породами. Ос-

новная масса нефтегазовых залежей в терригенном комплексе приурочена к коллекторам с межзерновой пористостью (см. рис. 21). Уменьшение пористости этих коллекторов связано с ухудшением отсортированности зерен скелета, увеличением в межзерновом пространстве цементирующего материала, уплотнением зерен с глубиной вследствие возрастания геотектонического давления. Указанные факторы снижают и проницаемость горных пород. Коэффициент пористости межзерновых коллекторов изменяется от нескольких единиц до нескольких десятков процентов, коэффициент проницаемости — от долей и единиц до нескольких тысяч фемтометров в квадрате (фм^2). Нижним пределом $k_{\text{пр}}$, когда пласт еще способен отдавать флюид, условно считают 1 фм^2 для нефтеносного коллектора и $0,1 \text{ фм}^2$ — для газоносного.

Песчаные и алевритовые (слабосцементированные неглинистые) коллекторы в терригенном разрезе выделяют по ряду прямых качественных признаков и наиболее надежно — по совокупности данных основных комплексов ГИС. Против чистых коллекторов наблюдаются: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин, минимальная гамма-активность по кривой ГК (при отсутствии в пласте радиоактивных минералов), образование глинистой корки, фиксируемой сужением диаметра скважины по кавернограмме, и положительное расхождение кривых микрокаротажа. Разделение малопористых плотных песчано-алевритовых пород и слабосцементированных коллекторов уточняют дополнительно по диаграммам нейтронного гамма-, гамма-гамма- и акустического каротажа.

Присутствие глинистого материала в горной породе влияет на ее удельное сопротивление, амплитуду отклонения кривой ПС, радиоактивные, акустические и другие физические свойства. Поэтому коллекторы, содержащие такое количество глинистого материала, которое приводит к изменению физических свойств пород относительно таких же чистых неглинистых пород, принято выделять в отдельную группу — глинистые коллекторы. Опыт показывает, что в ряде случаев к глинистым коллекторам приурочены богатые промышленные запасы нефти и газа. Основные признаки выделения глинистых коллекторов по каротажным данным часто отличаются от ранее перечисленных признаков для чистых неглинистых песчаных пород.

Амплитуда отклонений кривой ПС от линии глин в глинистых коллекторах значительно меньше, чем против чистых коллекторов. В ряде случаев глинистый коллектор представлен чередованием песчано-алевритовых и глинистых прослоев. Если мощность тонко чередующихся песчано-алевритовых прослоев достигает величины, равной одному-двум диаметрам скважины, то наряду с общим уменьшением амплитуды ПС происходит сокращение локальных минимумов и максимумов аномалии ПС против отдельных прослоев. Глинистый коллектор с пес-

чано-алевритовыми прослоями малой мощности, исчисляемой сантиметрами, может вовсе не отметиться на кривой ПС.

Наибольшее значение для разделения в терригенном разрезе глинистых и неглинистых коллекторов имеют кривые ПС и гамма-каротажа. Амплитуды отклонения кривых ПС и ГК против глинистых коллекторов занимают промежуточное положение между чистыми амплитудами отклонений, кривых ПС и ГК против песчано-алевролитовых пластов и глин, приближаясь к одной из них в зависимости от степени глинистости.

Отличить глинистый коллектор с межзерновой пористостью от чистого неглинистого по другим кривым ГИС в общем случае затруднительно.

При выделении и качественной оценки глинистых коллекторов по кривой ПС целесообразно вместо амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$ отклонения кривой ПС использовать коэффициент снижения амплитуды ПС вследствие глинистости пласта (см. § 2):

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U'_{\text{ПС}} / \Delta U_{\text{ПС} \text{оп}}, \quad (\text{XI.2})$$

где $\Delta U_{\text{ПС} \text{оп}}$ — амплитуда отклонений кривой ПС против опорного пласта; $\Delta U'_{\text{ПС}}$ — то же, против изучаемого глинистого пласта, приведенная к пласту большой мощности:

$$\Delta U'_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / \beta. \quad (\text{XI.3})$$

Здесь β — поправочный коэффициент за мощность, который находят по кривым, показанным на рис. 11.

Опорный пласт, служащий для определения относительной амплитуды $\alpha_{\text{ПС}}$, должен отвечать следующим требованиям: 1) обладать достаточной мощностью и удельным сопротивлением, мало отличающимся от удельного сопротивления изучаемых пластов, чтобы можно было исключить введение поправок за мощность и удельное сопротивление в $\Delta U_{\text{ПС} \text{оп}}$; 2) сохранять на значительном протяжении по площади постоянство литолого-петрографических свойств и минерализацию пластовой воды; минерализация пластовых вод в опорных и изучаемом пластах не должна сильно различаться. Наилучшим опорным пластом следует считать хорошо проницаемые неглинистые песчаники или известняки.

Чтобы отнести тот или иной песчано-глинистый пласт к категории коллекторов или неколлекторов, необходимо располагать данными о нижних пределах величины $\alpha_{\text{ПС}}$ для изучаемых пластов, когда пласт, являясь коллектором, еще способен отдавать жидкость или газ. Нижний предел $\alpha_{\text{ПС}}$ для конкретного типа коллекторов месторождения устанавливается опытным путем и значительно изменяется от 0,3 до 0,6.

Характерными величинами для выделения глинистых коллекторов с межзерновой пористостью являются нижние пре-

дела объемной глинистости $k_{гг} \approx 10 \div 30 \%$, относительной глинистости $\eta_{гг} = 0,3 \div 0,6$. Существенное значение имеет и характер распределения глинистого материала в породе — тип глин (слоистые, структурные или полимиктовые и дисперсные или рассеянные глины) (см. рис. 21), а также состав группы глин (монтмориллонитовая, каолинитовая и т. п.). Для каждого типа глин эффективная пористость коллектора с межзерновой пористостью $k_{п.эф}$ определяется следующими выражениями: при слоистой глинистости $k_{п.эф} = k_{п.ск}(1 - k_{гг})$; при рассеянной глинистости $k_{п.эф} = k_{п.ск} - k_{гг}$; при структурной глинистости $k_{п.эф} = k_{п.ск}$. Из изложенного следует, что по форме связи $k_{п.эф}$ с $k_{гг}$ можно установить тип распределения глин в песчано-глинистых отложениях.

Коллекторские свойства песчано-алеврито-глинистых пород изменяются в широких пределах. В них помимо глинистого цемента встречаются карбонатный цемент, лимонитовый и др. В этих случаях величины пористости и глинистости, взятые раздельно, не могут однозначно характеризовать породу (коллектор или неколлектор), так как значению $k_{пр\ min} = 1 \text{ фм}^2$ соответствует обширный диапазон изменения указанных параметров.

Выделение коллекторов в этих случаях возможно на основании совместного изучения керновых и геофизических данных. Для этого с помощью формул (1.35) и (1.37) рассчитывают два семейства кривых $k_{п} = f(C_{гг})$, $k_{п.ск} = \text{const}$ и $k_{п} = f(C_{гг})$, $\eta_{гг} = \text{const}$, сопоставляя их с результатами керновых определений $k_{п}$, $C_{гг}$ и $k_{пр}$ на образцах (рис. 120).

Как видно, между коллекторами и неколлекторами данного разреза не существует четкой границы, а имеется некоторая переходная область, характеризующаяся значениями $\eta_{гг} = 0,45 \div 0,55$. Этой области соответствуют изменения $k_{п}$ в пределах $8 \div 17 \%$ и $C_{гг}$ в диапазоне $8 \div 25 \%$. Следовательно, при выделении коллекторов в этом разрезе нельзя руководствоваться одним из этих параметров. Приведенные результаты свидетельствуют о том, что относительная глинистость $\eta_{гг}$ позволяет более однозначно, чем пористость $k_{п}$ и массовая глинистость $C_{гг}$, оценивать объемные и фильтрационные свойства коллекторов.

Для практических целей представляется целесообразным величины $k_{п}$, $C_{гг}$ и $\eta_{гг}$ заменить соответствующими геофизическими параметрами: $P_{п}$, $\alpha_{пс}$ и I_{γ} .

Анализ диаграмм ПС и ГК в сопоставлении с результатами лабораторных исследований кернов показывает, что для коллекторов изучаемого конкретного разреза наблюдается определенная связь между массовой глинистостью пород и их естественной радиоактивностью. В интервале изменения $C_{гг} = 0 \div 40 \%$ эта связь может быть аппроксимирована линейным уравнением

$$I_{\gamma} = 0,0139C_{гг} + 0,074. \quad (XI.4)$$

Для этих коллекторов установлена достаточно тесная связь между $k_{п}$ и $P_{п}$.

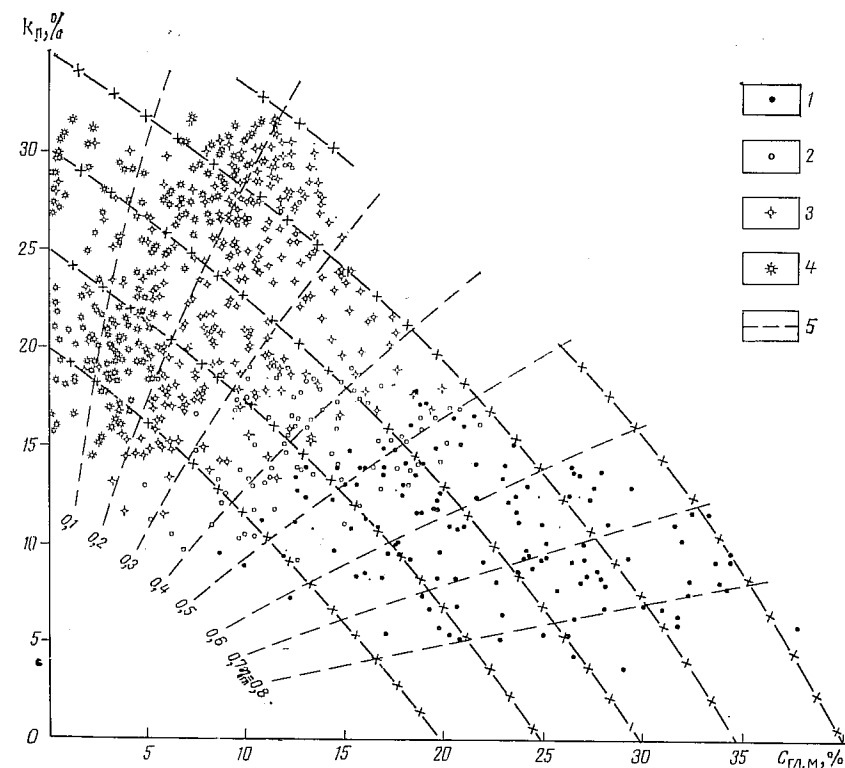


Рис. 120. Сопоставление коэффициента пористости с массовой глинистостью для песчано-алеврито-глинистых пород Прикумского нефтегазоносного района.

Значения $k_{пр}$ в фм^2 : 1 — < 1 , 2 — $1 \div 10$, 3 — $10 \div 100$, 4 — > 100 ; 5 — $\eta_{гг}$

Результаты сопоставления величин относительной амплитуды $\alpha_{пс}$ с относительной глинистостью $\eta_{гг}$ (рис. 121) свидетельствуют о возможности использования метода естественных потенциалов для оценки величины $\eta_{гг}$. При этом, как следует из рис. 121, переходная область между коллекторами и неколлекторами (когда $\eta_{гг} = 0,45 \div 0,55$) характеризуется значениями $\alpha_{пс}$, изменяющимися в пределах $0,52 \div 0,64$.

Для выделения коллекторов по геофизическим данным составлена палетка (рис. 122), позволяющая учитывать при интерпретации различные геофизические параметры — удельное сопротивление, естественные потенциалы и естественную радиоактивность. При этом к коллекторам относятся породы, характеризующиеся величинами $\alpha_{пс} \geq 0,6$, к неколлекторам — $\alpha_{пс} < 0,5$. Интервалы разреза, для которых $0,5 \leq \alpha_{пс} < 0,6$, могут содержать как непроницаемые, так и проницаемые разности пород.

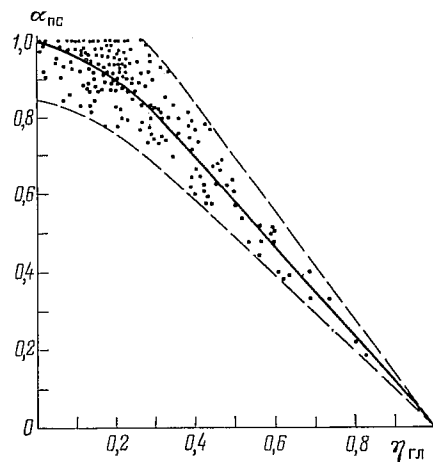


Рис. 121. Статистическая связь параметров $\alpha_{пс}$ и $\eta_{гл}$ для песчано-алевритно-глинистых пород Прикумского нефтегазоносного района.

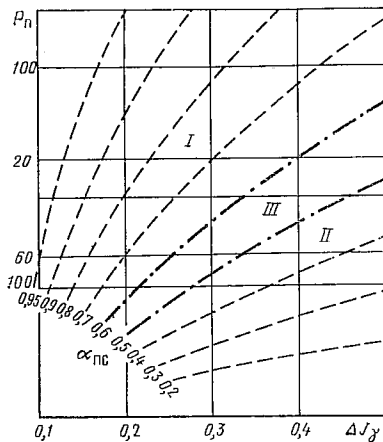


Рис. 122. Палетка для выделения коллекторов в нижнемеловом песчано-алевритно-глинистом разрезе Прикумского нефтегазоносного района.
I — коллектор; II — неколлектор; III — интервал с неоднозначной характеристикой

§ 36. ВЫДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ

В зависимости от структуры порового пространства, емкостных и фильтрационных свойств карбонатные коллекторы подразделяют на основные типы: высокопористые (с межзерновой пористостью, или поровые, $k_{п.м} > 8\%$); малопористые (трещинно-каверновые с непроницаемой низкопористой матрицей, $k_{п.м} \leq 6$) и смешанные (трещинно-каверново-поровые с проницаемой пористой матрицей, $k_{п.м} \leq 8\%$). Выделение в разрезе коллекторов отдельных типов по геологическим данным затруднительно. Трещинно-каверновые породы при бурении часто разрушаются и на поверхность не выносятся. Для выделения коллекторов в карбонатном разрезе и распознавания их типов наиболее перспективно применение комплексных геофизических и геологических исследований.

ВЫСОКОПОРИСТЫЕ (ПОРОВЫЕ) КОЛЛЕКТОРЫ

Общепринятым комплексом ГИС поровые коллекторы в карбонатном разрезе выделяются уверенно. Отличительной особенностью межзерновых карбонатных коллекторов по сравнению с такими же терригенными является их более низкое граничное значение $k_{п.м} = 6 \div 8\%$ против $k_{п.м} = 8 \div 10\%$ в терригенных. Кроме того, карбонатные коллекторы, как правило, менее глинистые, что дает возможность с большей достоверностью определять их пористость методами нейтронного и акустического каротажа.

МАЛОПОРИСТЫЕ (ТРЕЩИННО-КАВЕРНОВЫЕ) КОЛЛЕКТОРЫ

Для таких коллекторов характерна низкопористая непроницаемая матрица. Микротрещины имеют малую раскрытость — менее 10 мкм, и трещинная пористость составляет небольшую долю емкости коллектора, но играет основную роль в формировании его фильтрационных свойств. При низкой межзерновой пористости каверны, как правило, сообщаются между собой через сеть трещин. Каверновая пористость часто является определяющей в формировании емкостных свойств таких коллекторов.

Рассмотрим возможности выделения трещинно-каверновых коллекторов различными геофизическими методами.

1. Удельное сопротивление трещинно-кавернозных пород с низкопористой матрицей изменяется от десятков до тысяч ом-метров и более. Снижение сопротивлений происходит в случае заполнения пор матрицы и трещин соленой водой. Кривая ПС нехарактерная, но могут преобладать отрицательные аномалии $\Delta U_{пс}$. В общем случае электрические параметры не могут служить руководящими признаками для выделения в разрезе трещинно-каверновых коллекторов.

2. Кривые БМК и микрокаротажа резко дифференцированные. Это — следствие неоднородности трещинно-кавернозной породы, неровности стенок скважины, отсутствия глинистой корки (глинистая корка, как установлено экспериментально, образуется в породах с межзерновой пористостью при $k_{пр} \geq 0,5 \div 1 \text{ фм}^2$) (рис. 123).

3. Показания НК и ГГКП нехарактерные, ничем не отличающиеся от показаний против малопористых неглинистых коллекторов с межзерновой пористостью.

4. Диаметр скважин равен номинальному или несколько увеличен, стенки скважины отличаются неровностью из-за трещиноватости пород и возможного их разрушения.

5. На кривой АК по затуханию трещинно-кавернозные породы характеризуются уменьшением амплитуды волны A и увеличением коэффициента поглощения упругих колебаний $\alpha_{ак}$. Кривые АК по затуханию (A и $\alpha_{ак}$) достаточно дифференци-

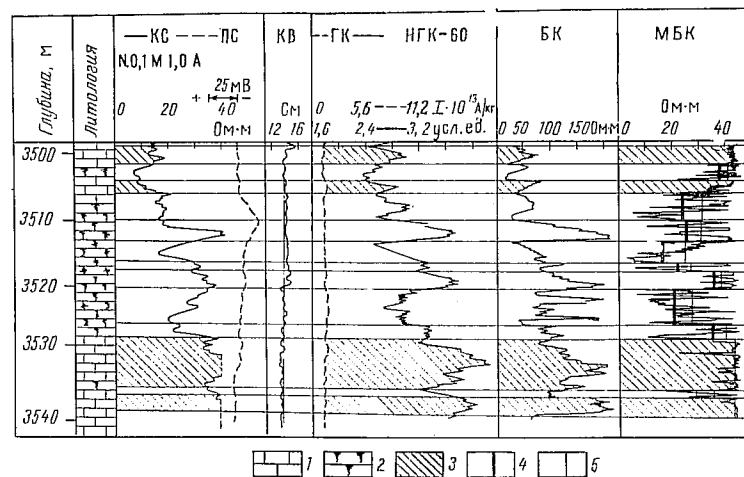


Рис. 123. Пример отражения на кривой БМК трещинных коллекторов.
1 — известняк; 2 — известняк трещиноватый; 3 — непроницаемые интервалы; 4 — гармоническое среднее кажущееся сопротивление исследуемого интервала; 5 — среднее значение КС по кривой БМК

рованы. Интенсивность поглощающей способности упругих колебаний трещинно-каверновым коллектором приблизительно такая же, как и глини. Но это не является помехой, так как выделение глинистого пласта в разрезе решается однозначно многими геофизическими методами — ГК, ПК, КВ, МК и др. Поэтому АК по затуханию следует считать одним из надежных методов выделения в разрезе трещинно-каверновых коллекторов.

На рис. 124 дан пример выделения и оценки трещинно-каверновых коллекторов по комплексу данных акустического, радиоактивного и бокового каротажа. Продуктивный горизонт представлен плотными крепкими тонко- и среднезернистыми доломитами, местами сильно трещиноватыми и кавернозными. Трещины разнонаправленные с преобладанием горизонтальных. Раскрытость трещин в вынесенном керне от десятка микрометров до 0,2 мм (вынос керна в интервале 2713—2765 м составляет 12—65 %). Размер каверн до 2—4 мм, единичные каверны достигают 10—15 мм. Первичные (межзерновые) поры, пустоты выщелачивания и каверны соединяются между собой трещинами и заполнены нефтью и битумом.

При сравнении кривых пористости, полученных различными методами, легко заметить, что наибольшие расхождения наблюдаются против трещиноватых пород. Это легко объяснить, если учесть специфику отражения трещиноватости различными методами. Трещины обладают повышенной электрической проводимостью по сравнению с такими же по объему межзерновыми порами, поэтому пористость трещиноватой породы, определен-

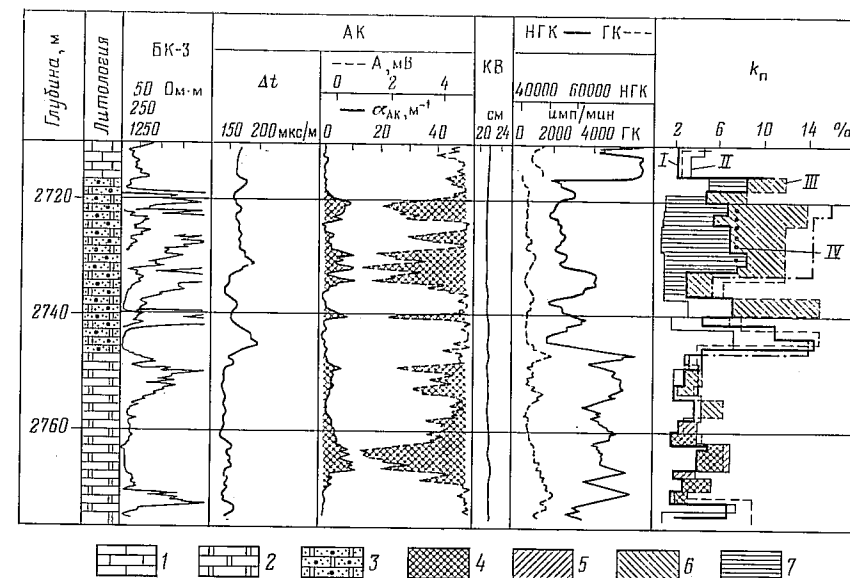


Рис. 124. Выделение трещинно-кавернозных коллекторов по комплексу данных АК, НК и БК.

I—III — пористость пород, вычисленная соответственно по данным АК, НК, БК; IV — суммарная пористость по керну; 1 — известняк; 2 — доломит; 3 — доломит нефтенасыщенный; породы: 4 — трещинно-кавернозные, 5 — кавернозные, 6 — трещиноватые; 7 — нефтенасыщенные интервалы

ная по сопротивлению, завышена. На скорость распространения упругих волн вертикальные трещины и отдельные каверны оказывают малое влияние, следовательно, пористость, определенная методом АК, является заниженной, пористость, определенная по НК $k_{п.общ}$ не зависит от структуры порового пространства и является суммарной.

СМЕШАННЫЕ (ТРЕЩИННО-КАВЕРНОВО-ПОРОВЫЕ) КОЛЛЕКТОРЫ

Эти коллекторы по геофизическим свойствам занимают промежуточное положение между высокопористыми и низкопористыми карбонатными коллекторами. По электрическим и радиоактивным свойствам, характеристике зоны проникновения смешанные коллекторы мало чем отличаются от высокопористых карбонатных коллекторов.

Наличие трещин и каверн вызывает повышение дифференцированности кривых сопротивлений, полученных микроустановками (зондами БМК, МК), повышает эффективность затухания упругих волн при АК, ведет к разрушению глинистой корки и соответствующему изменению диаметра скважины. Эти качественные признаки присущи в большей или меньшей степени также и низкопористым коллекторам. В связи с этим

выделение по общепринятому комплексу ГИС низкопористых и смешанных карбонатных коллекторов, тем более их разделение — задача достаточно сложная. Для решения этой задачи в скважине проводятся специальные геофизические исследования путем проведения повторных замеров каротажем сопротивлений.

ПОВТОРНЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ В СКВАЖИНАХ

Для выявления карбонатных коллекторов в разрезе, оценки их строения и коллекторских свойств применяют модификации повторных замеров каротажем сопротивлений: временные замеры; измерения со сменой свойств ПЖ в скважине; с внешним воздействием на пласты.

ВРЕМЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ

Одно из обязательных условий проведения временных измерений — постоянство свойств ПЖ в течение всего времени контактирования с ней изучаемого разреза. В зависимости от свойств ПЖ различают три варианта временных замеров: на соленой ($\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}}$), пресной ($\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$), и безводной ($\rho_{\text{ф}} = \infty$) промывочной жидкости.

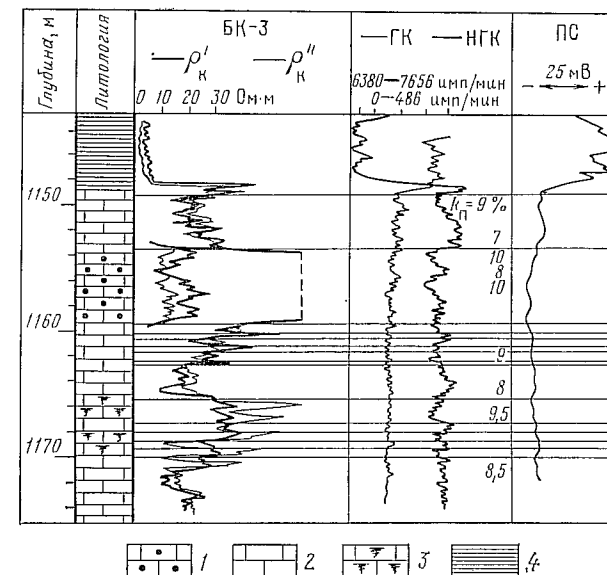
В процессе бурения временные замеры используют для определения динамики изменения кажущегося сопротивления зоны проникновения пласта-коллектора во времени. Первый замер КС проводят зондом бокового каротажа или большим градиент-зондом ($AO = 4 \div 8$ м) в кратчайший срок после вскрытия пласта, не позже чем через 5—7 сут. Повторный замер тем же зондом при ПЖ такой же электропроводности выполняют по истечении значительного периода, часто после окончания бурения. Изменение значений $\rho_{\text{к}}$ при повторном замере свидетельствует о наличии коллектора, в который проникает фильтрат. Плотные непроницаемые участки разреза характеризуются постоянством значений $\rho_{\text{к}}$.

Изменение величин $\rho_{\text{к}}$ во времени тем заметнее, чем больше отношение $\rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}$. При слабоминерализованной ПЖ $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$ различить характер насыщения коллектора (нефтью или водой) не всегда удается. Для повышения эффективности выявления нефтенасыщенных пластов временные измерения сопротивления рекомендуется проводить с использованием высокоминерализованной ПЖ ($\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}}$). В водонасыщенных коллекторах любого типа при $\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}}$ изменение сопротивления в прискважинной части пласта не происходит.

На рис. 125 приведен пример выделения проницаемых пород методом временных измерений. Первый замер $\rho'_{\text{к}}$ при $\rho_{\text{с}} = 2,1$ Ом·м выполнен по истечении 7 сут после вскрытия пласта, второй замер $\rho''_{\text{к}}$ при том же $\rho_{\text{с}}$ — через 21 сут. Нефтенасыщенный пласт в интервале 1154—1159 м отмечен при повторном замере пониженными значениями $\rho_{\text{к}}$, водонасыщенные трещиноватые пласты — повышенными, а плотные непроницаемые породы — неизменными. Величины $k_{\text{д}}$ определены по данным НГК.

Рис. 125. Выделение проницаемых пород в карбонатном разрезе по данным временных замеров зондом БК-3.

1 — карбонатная порода нефтенасыщенная проницаемая; 2 — карбонатная порода слабопроницаемая; 3 — карбонатная порода водонасыщенная проницаемая (возможно трещиноватая); 4 — глина



В скважинах, бурящихся на безводных ПЖ и водонефтяных инвертных эмульсиях, временные измерения сопротивления пород могут выполняться с помощью приборов индукционного каротажа. В продуктивной части разреза (зоне предельного нефтегазонасыщения) временные замеры ИК не эффективны для выделения коллекторов. В этих условиях повторные измерения целесообразно проводить в пластах, содержащих подвижную пластовую воду (переходная зона, водонасыщенный коллектор). В прискважинной части таких пластов со временем образуется зона искусственного углеводородонасыщения, что ведет к увеличению сопротивления. Временные измерения следует проводить зондом ИК с малым радиусом исследования или диэлектрический каротаж ДК.

Для ускорения проникновения фильтрата ПЖ в пласт временные измерения в ряде случаев проводят с использованием дополнительного давления на устье скважины. Это равносильно повышению плотности промывочной жидкости. Такой способ получил название «измерение с задавливанием ПЖ в пласт». При этом первый замер $\rho_{\text{к}}$ проводится непосредственно перед задавливанием ПЖ.

Повторные замеры с задавливанием ПЖ обычно результативны при выделении поровых коллекторов, так как по трещинам фильтрат ПЖ проникает достаточно глубоко уже при вскрытии пласта. Поэтому при бурении на ПЖ, приготовленных на пресной воде, трещинный коллектор вследствие проникновения в него пресного раствора фиксируется как пласт высокого сопротивления.

При использовании этой методики в скважине проводят повторные измерения сопротивлений исследуемой части разреза с ПЖ, имеющей различное значение ρ_c . Сущность методики заключается в том, что в процессе бурения фильтрат ПЖ проникает в проницаемый пласт и изменяет удельное сопротивление части пласта, прилегающей к скважине. Против плотных малопроницаемых пластов сопротивление, измеренное зондами БК или БМК, практически не меняется. Принципиально безразлично, в какой последовательности изменяется сопротивление ПЖ в скважине: вначале пресная, а затем минерализованная или наоборот. Эффективность выделения коллекторов определяется в основном различием в сопротивлениях жидкостей ρ_{c1} и ρ_{c2} и временем t_1 и t_2 проведения измерений. Удельные сопротивления ПЖ должны различаться между собой в 3—5 раз и более. Время первого измерения после вскрытия пласта t_1 должно быть наименьшим, а второго измерения t_2 — 5—10 сут и более после первого.

На рис. 126 дан пример выявления проницаемых пород путем сопоставления показаний, полученных разноглубинными зондами БК и БМК и повторных измерений во времени зондом БК. Исследованию подверглись скважины-дублеры, пробуренные с одного основания. В обеих скважинах проведены замеры зондами БК—БМК, а в скважине *a* еще и временные замеры зондом БК через 7; 33 и 263 сут после вскрытия пласта. Как видно по кривым БК и БМК, в скважинах *a* и *б* уверенно выделяются коллекторы с $k_n > 10\%$ по проникновению

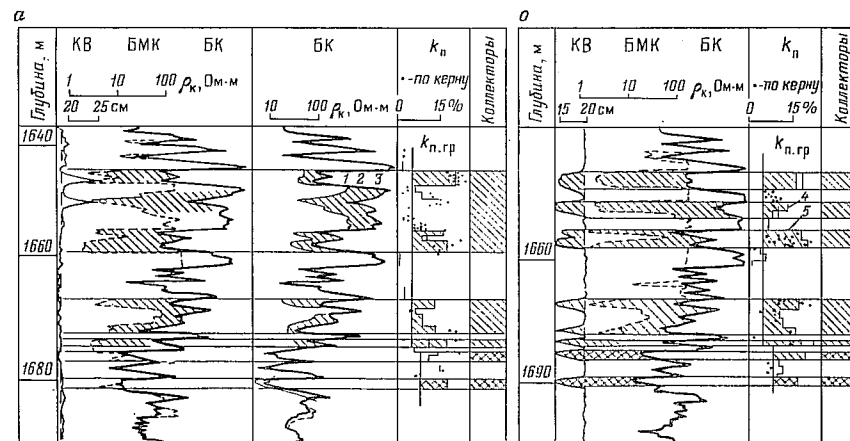


Рис. 126. Пример выделения коллекторов в скважинах-дублерах при наличии (а) и отсутствии (б) материалов повторных временных измерений. 1—3 — измерения БК соответственно через 7, 33 и 263 сут после вскрытия бурением пласта; 4 и 5 — соответственно общая и гранулярная пористость по кернам (по ВНИИГ)

в них фильтрата соленой промывочной жидкости. Проникновение фильтрата в пласты с малой пористостью, близкой к граничной ($k_n \leq 5\%$), отмечается лишь на временных замерах БК, выполненных в скважине *a*. Таким образом, данные временных повторных замеров дают дополнительные сведения о проницаемости пород с небольшой пористостью и способствуют более достоверной оценке эффективной мощности коллекторов.

Для повышения достоверности оценки структурных особенностей и типа коллекторов, выделенных по результатам повторных измерений сопротивления, необходимо располагать дополнительными геофизическими данными, в первую очередь

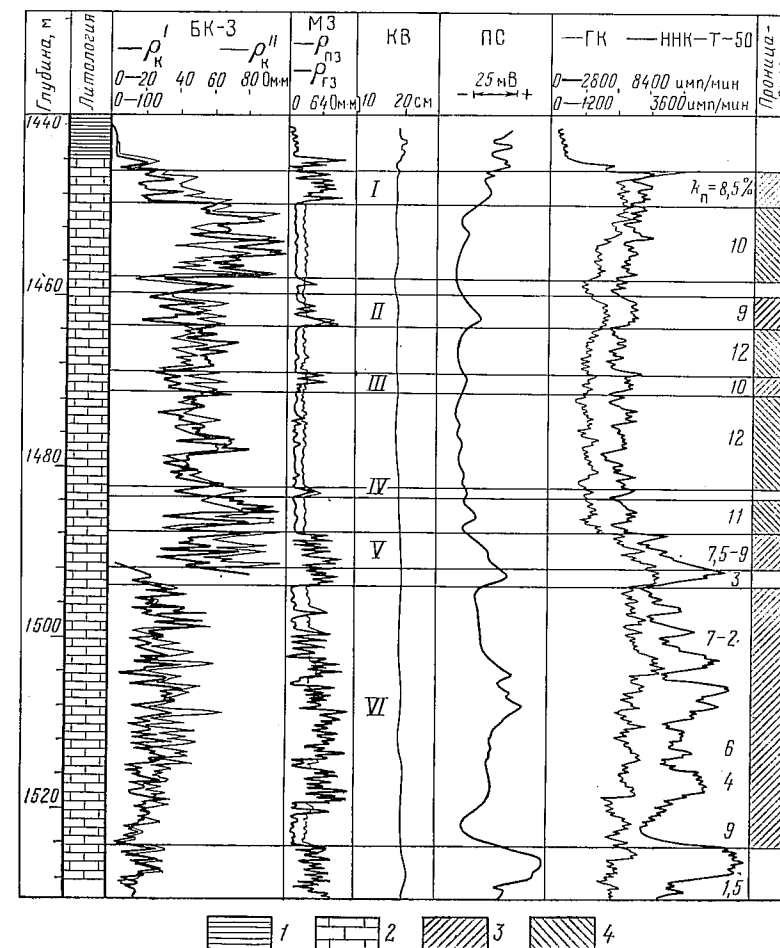


Рис. 127. Разделение коллекторов на поровые и трещинные по повторным замерам (по А. В. Ручкину).

1 — глина; 2 — известняк; 3 — порода с трещинной пористостью; 4 — порода с поровой проницаемостью; измерения МЗ, КВ и ПС проведены при $\rho_c = 3,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

данными нейтронного каротажа, микрокаротажа, кавернометрин, акустического каротажа. Диаграммы НГК служат для оценки общей пористости пород и разделения исследуемых пород на низкопористые ($k_n \leq 5\%$) и повышенной пористости ($k_n \leq 8\%$). Низкопористые карбонатные породы с межзерновой пористостью практически непроницаемы. Поэтому наличие проникновения фильтрата ПЖ свидетельствует об их трещиноватости. О трещиноватости смешанной группы коллекторов с высокопористой и проницаемой матрицей ($k_n \geq 8\%$) по данным НГК судить трудно. В этом случае к породам с трещинной проницаемостью следует относить пласты, которые по повторным замерам удельного сопротивления характеризуются как проницаемые, но против них по данным микрокаротажа и кавернометра нет глинистой корки.

На рис. 127 дан пример измерения ρ_k' зондом БК-3 при $\rho_c' = 3,8$ Ом·м и повторного измерения ρ_k'' через 17 сут при $\rho_c'' = 1,4$ Ом·м. Как видно, интервалы I—VI соответствуют трещиноватым породам — наличие проникновения фильтрата и отсутствие глинистой корки. Остальные разделяющие их интервалы соответствуют поровым коллекторам — характеризуются наличием проникновения и присутствием глинистой корки.

Согласно рис. 127, изменение сопротивления малопористых и слабопроницаемых пород не всегда следует за изменением сопротивления фильтрата ПЖ. Это объясняется замедленной фильтрацией в слабопроницаемых породах, что ведет к постепенному изменению сопротивления пород по мере проникновения фильтрата в поры пласта.

Выявление проницаемых пород по повторным замерам сопротивления затруднительно при высоком пластовом давлении и относительно низкой плотности ПЖ, а также в случае низкой водоотдачи ПЖ, ограничивающей проникновение фильтрата в пласт.

КАРОТАЖ — ИСПЫТАНИЕ — КАРОТАЖ (КИК)

При этом методе измерения кажущегося сопротивления в скважине боковым каротажем проводят в интервале испытания до проведения работ с трубным испытателем и после их выполнения. В результате воздействия на пласт трубным испытателем снижается давление в пласте и происходит расформирование зоны проникновения. При таком способе исследования по изменениям электрического сопротивления пласта оценивают эффективную мощность его отдающих интервалов пласта и их насыщенность.

Пример такого исследования показан на рис. 128. Видно, что в интервале 2915—2935 м и после расформирования зоны проникновения (повторный замер) величины кажущегося сопротивления, измеренные зондом БК-3, существенно возросли. Это объясняется тем, что в результате расформирования зоны проникновения фильтрат ПЖ заменился нефтью.

Установлено, что эффективность методики КИК зависит от соотношения между пластовым давлением и давлением столба

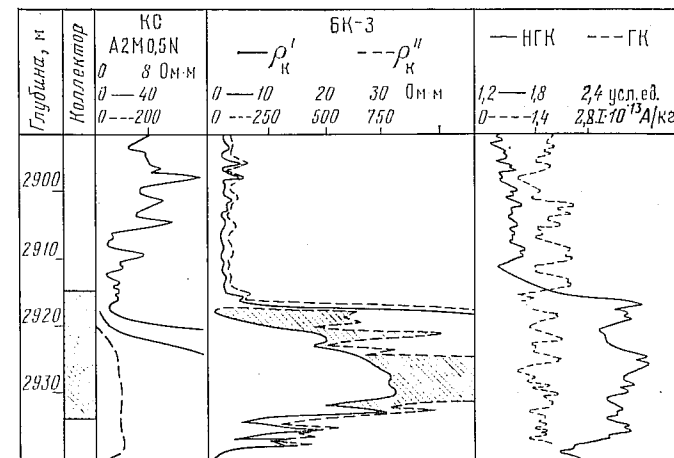


Рис. 128. Выделение продуктивного коллектора в карбонатном разрезе способом исследование — испытание — исследование (по Я. Н. Абдухаликову). Измерения ρ_k' проведены после испытания пласта: ρ_k' — до испытания; штриховкой показан карбонатный нефтенасыщенный коллектор

ПЖ в скважине во время вскрытия пласта и проведения измерений. В скважинах глубиной более 2500—3000 м при вскрытии пластов на ПЖ плотностью 1,35—1,4 г/см³ и более за время подъема испытателя пластов и спуска геофизического прибора в исследуемом пласте восстанавливается зона проникновения с теми же параметрами, которые были до испытания. Поэтому положительные результаты по методике КИК в глубоких скважинах получают редко. Более надежные результаты при этом могут быть получены в глубоких скважинах с помощью автономной аппаратуры БК и БМК. Такая аппаратура монтируется непосредственно в испытателе пластов. Это способствует повышению эффективности выделения коллекторов, в которых зоны проникновения быстро восстанавливаются.

§ 37. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Коллекторские свойства песчано-алеврито-глинистой породы в значительной степени зависят от гранулометрического состава и характера упаковки зерен. В общем случае скелетная часть терригенного коллектора состоит из непрерывного спектра частиц различного размера, в котором по общепринятой классификации выделяются следующие гранулометрические фракции: псаммитовая — с размером зерен больше 0,1 мм, алевритовая — 0,1—0,01 мм и глинистая — менее 0,01 мм. Однако на большом фактическом материале показано, что породы, сложенные преимущественно мелкоалевритовой фракцией 0,01—0,05 мм, практически непроницаемы (проницаемость по газу

меньше 1 фм², содержание остаточной воды 80—90 %) и по своим коллекторским свойствам близки к глинам. Мелкоалевритовая фракция (0,01—0,05 мм), присутствуя в терригенных породах как более тонкий материал, заполняет поровое пространство между песчаными зернами, существенно уменьшает сечение поровых каналов и ухудшает фильтрационные свойства пород. В связи с указанным при разделении терригенных пород по фракционному составу целесообразно выделять отличающиеся от общепринятых размеры фракций (псаммитовая > 0,05, алевритовая 0,05—0,01 и глинистая < 0,01 мм).

Показания геофизических методов также зависят от фракционного состава зерен, слагающих породу. Алевритовые породы характеризуются более высокими значениями коэффициента цементации m и повышенной гамма-активностью по сравнению с чистыми, хорошо отсортированными песчаниками.

Глинистые минералы образуют пластичную часть твердой фазы терригенных пород. Все глинистые минералы находятся в высокодисперсном состоянии (средний диаметр частиц каолинита — порядка нескольких микрометров или меньше, монтмориллонита — 0,3—0,1 мкм), в связи с чем их удельная поверхность по сравнению с удельными поверхностями других минералов чрезвычайно велика. По своим физическим свойствам глинистые минералы резко отличаются от минералов скелетной составляющей (песков, алевритов) и различно влияют на показания большинства геофизических методов.

Глинистые минералы, формируя цемент терригенных пород, в значительной степени определяют фильтрационные и емкостные свойства породы. Увеличение глинистого цемента в терригенной породе приводит к ухудшению ее коллекторских свойств. При высоком содержании цементующего материала (базальный или поровый тип цемента), когда все поровое пространство заполняется минеральной массой, порода становится неколлектором.

При небольшом содержании глинистых минералов (контактовый, пленочный или сгустковый типы цемента) в терригенных породах сохраняется часть открытого порового пространства. Такие песчано-алеврито-глинистые породы могут содержать промышленные скопления углеводородов и отдавать их при разработке. В полимиктовых песчаниках и алевролитах глинистый материал может находиться не только в цементе, но и в скелете пород за счет гидрослюдизации и каолинизации полевых шпатов.

Физико-химическая характеристика глинистых минералов и их объемное содержание оказывают существенное влияние на показания геофизических методов. Из геофизических методов для оценки глинистости используют диаграммы ГК, ПС, комплекса ГКП и НГК. В этом случае мерой глинистости является содержание фракции меньше 0,01 мм.

ГАММА-КАРОТАЖ

Гамма-активность терригенных пород, имеющих кварцевый скелет, связана с удельной поверхностью породы (рис. 129). Наибольшая удельная поверхность — у пелитовых частиц (глинистых), меньшая — у алевритов и еще меньшая — у псаммитов. Чем больше в породе глинистых частиц, независимо от их минерального состава, тем выше, при прочих равных условиях, удельная поверхность и гамма-активность породы.

При интерпретации данных ГК в песчано-глинистом разрезе исходят из двухкомпонентной модели. Соответственно общая естественная радиоактивность q_{γ} глинистого песчаника при условии низкой радиоактивности насыщающих флюидов определяется выражением

$$q_{\gamma} = q_{\gamma\text{м}}(1 - k_{\text{гл}}) + q_{\gamma\text{гл}}k_{\text{гл}} \quad (\text{XI.5})$$

где $q_{\gamma\text{м}}$ и $q_{\gamma\text{гл}}$ — удельные радиоактивности соответственно минерального скелета породы и глинистого материала.

По аналогии с (XI.5) для показаний, снятых с диаграмм ГК, можно записать

$$I_{\gamma} = I_{\gamma\text{м}}(1 - k_{\text{гл}}) + I_{\gamma\text{гл}}k_{\text{гл}} \quad (\text{XI.6})$$

где I_{γ} , $I_{\gamma\text{м}}$, $I_{\gamma\text{гл}}$ — интенсивности естественной радиоактивности соответственно изучаемого пласта, минерального скелета (песчаной фракции) породы и глины по показаниям ГК. При интерпретации диаграмм гамма-каротажа обычно используется двойной разностный параметр J_{γ} [см. (IV.2)]. Решая совместно уравнения (XI.6) и (IV.2), получим $J_{\gamma} = k_{\text{гл}}$.

Из соотношений (XI.6) и (IV.2) следует, что при отсутствии в разрезе радиоактивных минералов и постоянстве удельных радиоактивностей $q_{\gamma\text{м}}$ и $q_{\gamma\text{гл}}$ связь $J_{\gamma} = f(k_{\text{гл}})$ имеет линейный характер и оценка $k_{\text{гл}}$ по J_{γ} в песчано-глинистом разрезе является реальной задачей. Однако наличие в разрезе чистых глин — явление редкое, поэтому, рассчитывая $k_{\text{гл}}$ по (IV.2),

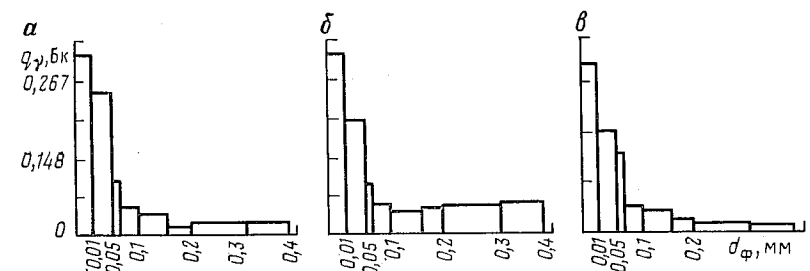


Рис. 129. Номограмма естественной радиоактивности фракций терригенных пород.

Отложения: а — альб-аптские Прикумской зоны поднятий; б — нижнемеловые Арзгирской зоны поднятий; в — карагано-чокракские Терско-Сунженской зоны поднятий; $d_{\text{ф}}$ — диаметр фракции

допускают систематическую ошибку в сторону завышения глинистости. Во избежание этого среднюю $k_{гг. ср}$ рекомендуется определять по кернам, а объемную глинистость коллектора вычислять по формуле

$$k_{гг} = J_{\gamma} k_{гг. ср} \quad (XI.7)$$

При отсутствии керновых данных величину $k_{гг. ср}$ принимают равной 0,7 (в природных условиях $k_{гг}$ глинистых пластов изменяется в пределах 0,6—0,8).

Для определения общей естественной радиоактивности песчано-алеврито-глинистой породы применяют более сложное выражение, чем (XI.5)

$$q_{\gamma} = \sum_{i=1}^n C_i q_{\gamma i} \quad (XI.8)$$

где C_i — объемное содержание i -й фракции.

На рис. 129 приведены гистограммы изменения удельной радиоактивности различных фракций от их диаметра, полученные по данным лабораторных измерений. При этом установлено существенное различие гамма-активности песчаной и алевритовой фракций, составляющих скелетную часть пород, при достаточно постоянной гамма-активности глинистого компонента. Это послужило основанием для отнесения модели гамма-активности песчано-алеврито-глинистой породы к трехкомпонентной. Соответственно естественная гамма-активность песчано-алеврито-глинистых пород

$$q_{\gamma} = q_{\gamma \text{ пес}} C_{\text{пес}} + q_{\gamma \text{ ал}} C_{\text{ал}} + q_{\gamma \text{ гл}} k_{гг} \quad (XI.9)$$

где $C_{\text{пес}}$ и $C_{\text{ал}}$ — объемное содержание соответственно песчаного и алевритового материала. При этом в общем случае наиболее высокая гамма-активность соответствует глинистой фракции, а минимальная — песчаной. Алевритовая фракция характеризуется промежуточной гамма-активностью.

При составлении зависимостей (XI.6) — (XI.9) допускалось, что значения $\delta_m(1-k_p)/\delta_n$ для исследуемых и опорных пластов близки друг другу, следовательно, выражение (IV.2) может быть записано в виде

$$J_{\gamma} = (q_{\gamma} - q_{\gamma \text{ пес}}) / (q_{\gamma \text{ гл}} - q_{\gamma \text{ пес}}) \quad (XI.10)$$

Подставляя выражение (XI.9) в (XI.10), получим зависимость двойного разностного параметра от компонентного состава породы:

$$J_{\gamma} = J_{\gamma \text{ ал}} C_{\text{ал}} + k_{гг}; \quad (XI.11)$$

$$J_{\gamma \text{ ал}} = (q_{\gamma \text{ ал}} - q_{\gamma \text{ пес}}) / (q_{\gamma \text{ гл}} - q_{\gamma \text{ пес}}). \quad (XI.12)$$

Решение уравнений (XI.11) и (XI.12) осуществляется графически и представляется в виде треугольной номограммы в поле координат $k_{гг}$, $J_{\gamma \text{ гл}}$ (рис. 130). Вершинами треугольной диаграммы являются: чистые песчаники с $k_{гг} = 0$, $J_{\gamma \text{ гл}} = 0$;

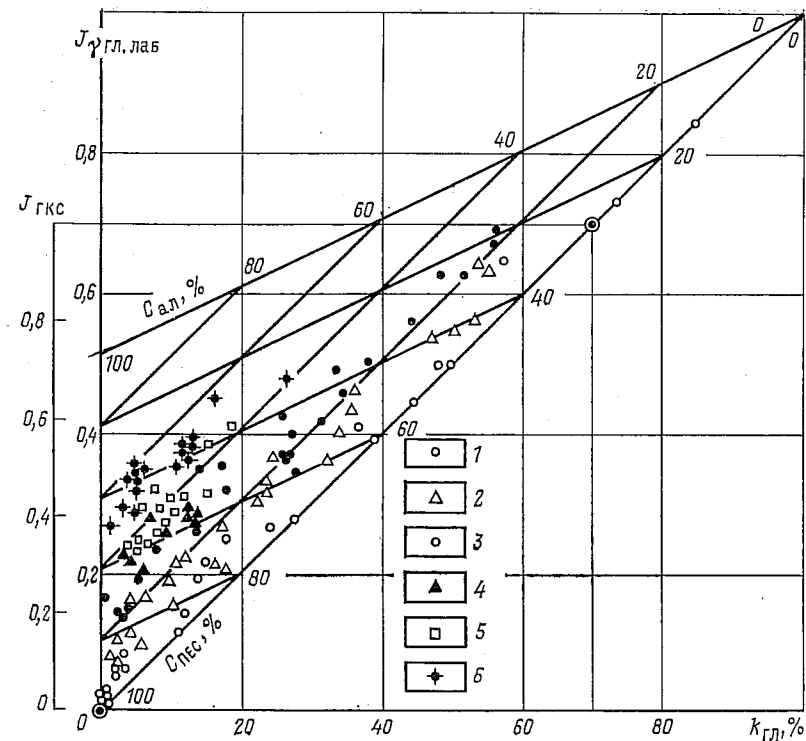


Рис. 130. Зависимость показаний ГК от глинистости для песчано-алеврито-глинистых пород нижнемеловых отложений Арзгирской зоны поднятий. Содержание алевритов в %: 1 — 0—10, 2 — 10—20, 3 — 20—30, 4 — 30—40, 5 — 40—50, 6 — 50—60

чистые глины с $k_{гг} = 100$ %, $J_{\gamma \text{ гл}} = 1$; чистые алевриты с $k_{гг} = 0$, $J_{\gamma \text{ ал}}$ — двойной разностный параметр гамма-активности алевритовой фракции, который определяется в лаборатории экспериментально. Стороны треугольника составляют прямые, описывающие связь $J_{\gamma} = f(k_{гг})$ для двухкомпонентных пород: песчаник — глина, глина — алеврит, алеврит — песчаник.

Полученную треугольную номограмму калибруют в единицах содержания алевритовой $C_{\text{ал}}$ и песчаной $C_{\text{пес}}$ фракций. Точки, соответствующие песчано-алеврито-глинистым породам, располагаются внутри треугольной диаграммы в соответствии с их фракционным составом. Зная фракционный состав опорных пластов, можно от лабораторного масштаба $J_{\gamma \text{ гл. лаб}}$ перейти к скважинному $J_{\gamma \text{ скв.}}$. Так, на рис. 130 в качестве опорного пласта с минимальной гамма-активностью выбран пласт чистого песчаника, а в качестве пласта с максимальной радиоактивностью — глины с $k_{гг} = 70$ % и $C_{\text{пес}} = 30$ %.

При отсутствии в разрезе чистых песчаных пород в качестве опорного пласта с минимальной радиоактивностью целесообразно

разно выбирать мощные пачки известняков, характеризующиеся низкой и достаточно постоянной гамма-активностью. Однако в этом случае следует учитывать различие гамма-активности известняков и песчаных фракций терригенных пород.

Таким образом, имея номограмму (см. рис. 130), составленную для определенного комплекса терригенных отложений, по величине двойного разностного параметра J_γ можно установить компонентный состав породы. Погрешность при этом достигает 35—40 % и определяется в основном вариациями радиоактивных фракций, неучетом параметра $\delta_m(1 - k_\pi)/\delta_\pi$ в опорных и исследуемых пластах и неточным заданием компонентного состава опорных пластов. При использовании двойного разностного параметра J_γ нет необходимости в соблюдении условий равенства плотности и поглощающих свойств отдельных фракций, если отношения $\delta_m(1 - k_\pi)/\delta_\pi$ для опорных и исследуемых пластов равны.

В общем случае при содержании в скелете алевроитовой фракции (трехкомпонентный состав породы) зависимость между J_γ и $k_{гг}$ приобретает нелинейный характер и определение $k_{гг}$ по гамма-каротажу малоэффективно. Оценить содержание песчаной и алевроитовой фракций в этом случае принципиально возможно, если величина $k_{гг}$ оценивается по другим геофизическим методам и известно значение $J_{гг}$. Перспективным направлением для оценки $k_{гг}$ в песчано-алеврито-глинистом пласте является метод регистрации содержания U, K и Th в разрезе скважины с помощью спектрального гамма-каротажа (см. § 11).

Применение ГК для определения глинистости полимиктовых пород малоэффективно из-за различного содержания в этих породах полевого шпата, в химический состав которого входит калий.

Карбонатные отложения характеризуются обычно низкой радиоактивностью скелета (исключения возможны в зонах вторичной доломитизации и трещиноватости). Показания ГК в этих породах определяются только содержанием глинистого материала, и между J_γ и $k_{гг}$ существует линейная зависимость, что создает предпосылки для оценки $k_{гг}$ по J_γ согласно выражению (IV.2).

При оценке глинистости по J_γ следует учитывать возможную погрешность из-за различия плотностей исследуемого и опорных пластов, изменений диаметра скважины по радиусу, несоответствия степени радиоактивности глин в исследуемом пласте и степени радиоактивности в опорном (глинистом) пласте.

Для повышения точности и обеспечения единой методики интерпретации диаграмм ГК результаты измерений в работах ВНИГИК [14] приводятся к единым стандартным условиям, в качестве которых принимаются: плотность пласта $\delta_\pi = 2,7 \text{ г/см}^3$; $d_c = 190 \text{ мм}$; плотность ПЖ $\delta_c = 1,2 \text{ г/см}^3$; прибор прижат

к стенке скважины; радиоактивность ПЖ исключена. При этом результат измерения, приведенный к единым условиям, будет

$$I_{пр} = (p_2 J_\gamma - p_2 \min I_{\gamma \min}) p_1, \quad (\text{XI.13})$$

где p_1 и p_2 — поправочные коэффициенты для перехода соответственно от значений фактических параметров к стандартным (рис. 131).

При использовании (XI.13) наибольшие трудности заключаются в приведении к стандартным условиям показания $I_{\max(\text{гл})}$. В этом случае исключение влияния излучения ПЖ на $I_{\max(\text{гл})}$ достигается только при одинаковом диаметре скважины против исследуемого и опорных пластов (J_γ и $J_{\gamma \max(\text{гл})}$). При увеличении диаметра скважины в опорном глинистом пласте необходимо приводить $I_{\gamma \min}$ к диаметру против пласта глин с последующим вычетом приведенного значения из $I_{\gamma \max(\text{гл})}$. После этого показания $I_{\gamma \max(\text{гл})}$ должны быть приведены к диаметру против исследуемого и опорного пластов (J_γ и $J_{\gamma \min}$). Однако и после внесения всех исправлений нет гарантии, что выбранный опорный пласт глин $I_{\gamma \max(\text{гл})}$ является чистым глинистым и степень естественной радиоактивности глинистого материала в исследуемых пластах и опорном одинакова. Отсутствие надежного способа определения истинных значений $I_{\gamma \max(\text{гл})}$ приводит к недостаточной достоверности методики использования двойного разностного параметра для оценки глинистости пород.

На показания нейтронного каротажа большое влияние оказывает минеральная глинистость, характеризующаяся содержанием глинистых минералов с химически связанной водой независимо от фракционного состава. Минеральная глинистость на показаниях ГГКП практически не сказывается. Это дает возможность находить объем минеральной глинистости по раз-

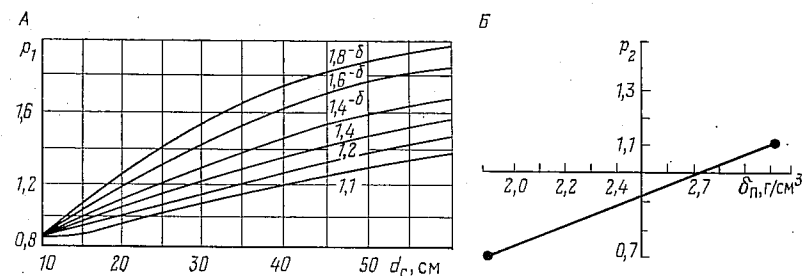


Рис. 131. Графические зависимости для определения поправочных коэффициентов (по данным ВНИГИК):

А — p_1 за отличие d_0 от 190 мм и δ_c от 1,2 г/см³; прибор ДРСТЗ-90 или СП-62 прижат к стенке скважины; шифр кривых δ_c ; Б — для ПЖ с баритом; В — p_2 за отличие δ_π от 2,7 кг/см³

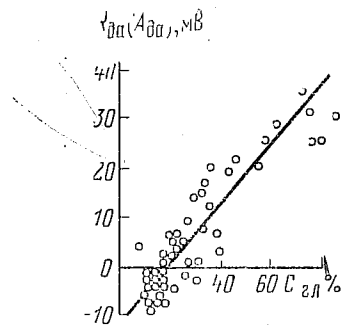


Рис. 132. Зависимость коэффициента диффузионно-адсорбционного потенциала $K_{да}$ ($A_{да}$) песков и песчаников от глинистости $C_{гл}$ (по Л. С. Полаку).

ливаемые между относительной амплитудой $\alpha_{пс}$ и глинистостью. Методика получения этих зависимостей и их практическое применение описаны в гл. I и XI.

Для обоснования возможности использования данных ПС при количественной оценке глинистости проводят лабораторные исследования кернов. На образцах пород из изучаемого разреза определяют связь между коэффициентом $K_{да}$ диффузионно-адсорбционной ЭДС или диффузионно-адсорбционной активностью $A_{да}$ [см. (I.11), (I.12)] и глинистостью. Полученные данные используют для построения зависимости $K_{да}$ ($A_{да}$) = $f(C_{гл})$ (рис. 132). Исходные данные получены на основании анализов кернов, отобранных из песчано-глинистых пород юрских отложений Урало-Эмбенской области. Как следует из рис. 143, между $K_{да}$ ($A_{да}$) и $C_{гл}$ для изучаемых отложений существует линейная зависимость $K_{да} = 0,58 C_{гл} - 11,3$.

Таким образом, возможно использование аномалий ПС юрских отложений Урало-Эмбенского района для оценки содержания глинистой фракции в песках и песчаниках. Погрешность при этом достигает 30 %. Возможность использования естественных потенциалов при количественном определении глинистости песчано-глинистых коллекторов в других районах и отложениях находят путем аналогичных лабораторных исследований.

Глава XII

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

По своему происхождению пористость может быть разделена на первичную и вторичную. Первичная пористость (межзерновая) $k_{п.м}$ представляет собой пустотное пространство между

ниче значений пористости, определяемой по НК и ГГКП. Решение этой задачи удобно выполнять графическим способом (см. рис. 143,б).

КАРОТАЖ ПС

В гл. I рассмотрена зависимость, существующая между диффузионно-адсорбционной активностью породы и содержанием в ней глинистого материала. Это определило широкое применение кривой ПС с целью выделения в разрезе пластов, содержащих тонкодисперсный глинистый материал. Для количественной оценки глинистости по кривой ПС используют несколько способов, из которых чаще всего применяют эмпирические зависимости, устанавливаемые

зернами или кристаллами породы, а также между раковинами простейших организмов. Она характерна для всех пород. В процессе диагенеза под влиянием уплотнения отложений и повышения степени цементации первичная пористость пород снижается. Этим объясняется закономерное уменьшение коэффициента пористости $k_{п}$ (VIII.1) с глубиной.

Вторичная пористость $k_{п.вт}$ формируется на стадии диагенеза и включает трещины, образованные под воздействием тектонических, тепловых и химических процессов, а также каверны, возникающие при растворении минералов горных пород и их химическом преобразовании.

Трещинная пористость характерна для карбонатных коллекторов, и реже для терригенных, подвергшихся значительному метаморфизму. В карбонатных коллекторах наряду с межзерновой пористостью $k_{п.м}$ значительную роль играют поры вторичного происхождения. Суммарный объем пор в них

$$k_{п.общ} = k_{п.м} + (1 - k_{п.м}) k_{п.вт}, \quad (XII.1)$$

соответственно

$$k_{п.вт} = (k_{п.общ} - k_{п.м}) / (1 - k_{п.м}). \quad (XII.2)$$

В зависимости от преобладающего вида пористости выделяют трещиноватые, трещиновато-кавернозные, порово-кавернозно-трещиноватые (смешанные) или чисто поровые (межзерновые) коллекторы.

Вне зависимости от происхождения различают открытые, закрытые и эффективные поры. Открытая пористость образована системой сообщающихся между собой пор, закрытая — изолированными порами. Эффективная пористость определяется объемом порового пространства, по которому возможно движение флюидов (нефти, воды, газа).

Определение пористости по результатам ГИС основывается на различии физических свойств флюида, заполняющего поровое пространство коллектора, и его твердой фазы и базируется на индивидуальной и комплексной интерпретации данных различных видов каротажа.

§ 38. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Из методов ЭК основным для определения пористости является метод сопротивления. Это связано с зависимостью, установленной между относительным сопротивлением R и $k_{п}$ (см. § 3). Характер зависимости $R = f(k_{п})$ неодинаков для пород различных типов. Поэтому в каждом отдельном случае необходимо пользоваться зависимостью R от $k_{п}$, полученной для исследуемого пласта. От того, каким способом определяют величину относительного сопротивления R , различают метод определения пористости по сопротивлению.

Для заведомо водоносного неглинистого пласта значение P в скважине может быть определено по удельному сопротивлению $\rho_{в0}$ пласта и заполняющей его поры $\rho_{в}$, приведенным к температуре пласта. Однако из-за возможного содержания в пласте некоторого количества нефти и газа более точное определение P достигается по данным удельного сопротивления промытой части пласта (промытой зоны) $\rho_{пз}$ и фильтрата ПЖ, заполняющего поры коллектора в прискважинной части пласта $\rho_{ф}$,

$$P_{пз} \approx P = \rho_{пз} / \rho_{ф}. \quad (\text{XII.3})$$

Для нахождения $\rho_{пз}$ используют величины кажущегося сопротивления, измеренные различными способами: БКЗ, микроустановками (БМК, микрокаротаж) (см. гл. II).

Необходимым условием применения формулы (XII.3) является наличие зоны проникновения, размер которой более $2d_c$. При расчете относительного сопротивления следует иметь в виду, что фильтрат ПЖ не полностью занимает поровое пространство породы в зоне проникновения. В зоне проникновения водоносного пласта сохраняется некоторая часть (3—10 %) пластовой воды, которая смешивается с фильтратом.

Для учета смешения фильтрата ПЖ с пластовой водой в зоне проникновения водоносного пласта вводят коэффициент q . Для водоносного пласта $P = \rho_{пз} / \rho_{ф} q$; $q = \rho_{ф, в} / \rho_{ф}$, где $\rho_{ф, в}$ — удельное сопротивление смеси фильтрата ПЖ и пластовой воды, заполняющей поровое пространство в зоне проникновения. Если предположить, что доли электропроводности, обусловленные фильтратом и пластовой водой, пропорциональны их объему и обратно пропорциональны удельному сопротивлению, то

$$1/\rho_{ф, в} = z/\rho_{в} + (1-z)/\rho_{ф},$$

где z — доля объемного содержания пластовой воды в поровом пространстве породы в зоне проникновения.

Следовательно

$$q = [1 - z + z(\rho_{ф}/\rho_{в})]^{-1}. \quad (\text{XII.4})$$

Величину z оценивают по результатам обобщения данных каротажа и лабораторных исследований кернов. Как правило, $\rho_{ф} \gg \rho_{в}$, поэтому, несмотря на малое количество остающейся в порах породы пластовой воды, влияние ее велико. Наиболее вероятное значение z в чистых песчаниках при $k_{п} > 18\%$ составляет 0,2 % при диапазоне изменений от 0,1 до 1,5 %. В глинистых песчаниках при той же пористости z может достигнуть 10 %.

Величины z или q рекомендуется определять для каждого района экспериментально путем установления зависимости между одной из них и $k_{п}$; с увеличением $k_{п}$ значение q возрастает (z уменьшается) (рис. 133).

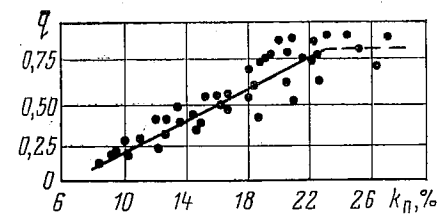


Рис. 133. Зависимость между q и $k_{п}$ для зоны проникновения песчано-глинистых пород карбона месторождений Днепровско-Донецкой впадины (по Т. Ф. Пономарчук).

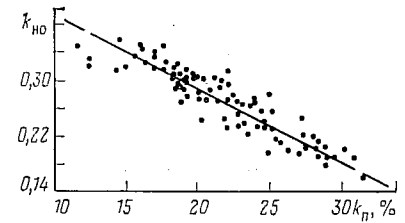


Рис. 134. Статистическая связь коэффициента остаточной нефтенасыщенности с коэффициентом пористости алеврито-песчаных пород по результатам экспериментальных исследований (по В. Д. Шароварину).

По данным анализа кернов, полученных из девонских отложений месторождений Татарии, установлено, что количество невытесненной пластовой воды z в водоносных пластах в среднем составляет 1,5—2, а в нефтегазоносных 3,5—4 %.

В промытой нефтегазоносной части пласта кроме остаточной воды сохраняется еще и остаточная нефтенасыщенность, равная 2,5—4 %. Исходя из этого оценка параметра пористости для нефтегазоносного пласта в зоне проникновения (промытой зоне) определяется выражением

$$P = \rho_{пз} / (\rho_{ф} q P_{но}), \quad (\text{XII.5})$$

где $P_{но}$ — коэффициент увеличения сопротивления в ЗП за счет остаточного нефтегазонасыщения $k_{но}$. В общем случае для неглинистых песчаников $k_{но}$ принимается равным 0,2, соответственно (1.51)

$$P_{но} = 1/(1 - k_{но})^2 = 1,6. \quad (\text{XII.6})$$

В глинистых коллекторах относительное сопротивление P зависит от минерализации воды, заполняющей поры коллектора ($\rho_{в}$ в неизменной части пласта, $\rho_{ф}$ в зоне проникновения) и степени глинистости. В этом случае для определения $k_{п}$ надо рассчитать величину предельного относительного сопротивления $P_{п} = P/\Pi$, где Π — поправка за глинистость (поверхностную проводимость) (см. § 3). Определение Π выполняют по номограмме (см. рис. 22). Для этого массовую глинистость $S_{гд}$ или объемную $k_{гд}$ находят по двойному разностному параметру J_{γ} (IV.2) или $\alpha_{пс}$ — по коэффициенту снижения $\Delta U_{пс}$ против глинистого коллектора (см. рис. 121).

Согласно изложенному, для нефтегазонасыщенных терригенных глинистых коллекторов (XII.5) запишется в виде

$$P_{п} = \rho_{пз} / (\rho_{ф} q P_{но} \Pi). \quad (\text{XII.7})$$

Для песчано-глинистых пород $P_{но}$ для промытой зоны в ряде случаев находят по экспериментальной зависимости $k_{но} = f(k_{п})$,

используя формулу (XII.6). На рис. 134 приведен пример такой зависимости, полученный для нижнемеловых песчано-глинистых продуктивных отложений Ставропольского края. Подобные исследования проводят путем моделирования процессов вытеснения пластовых жидкостей на образцах керна с известными параметрами. Они выполнены для пород, представленных песчано-алевритно-глинистыми коллекторами с дисперсным распределением глинистого материала (5—30 % по массе). При изменении коэффициента пористости k_p в пределах 10—32 % коэффициент остаточной нефтегазонасыщенности $k_{но}$ изменяется в диапазоне 0,38—0,16.

Оценку $P_{но}$ производят методом приближений. Для этого, допустив, что $P_{но} = 1,6$ [см. (XII.6)], по (XII.7) рассчитывают значение $P'_п$ и определяют приближенно величину $k'_п$. По $k'_п$, используя график (см. рис. 134), находят $P'_{но}$. Таким же способом расчет повторяют для получения $P''_{но}$. После двух-трех приближенных вычислений (итераций) значения $P_{но}$ практически остаются неизменными.

В настоящее время на керновом материале установлены экспериментальные зависимости $P_{п} = f(k_{п})$ для большинства продуктивных горизонтов основных нефтегазовых месторождений страны. Для практического использования полученные результаты представляются в виде графических или аналитических зависимостей.

При небольших глубинах скважин (200 м и более) удельные электрические сопротивления пород, полученные в скважине и на кернах в лаборатории при атмосферном давлении, различаются между собой. Для учета расхождений проводят экспериментальные исследования кернов при моделировании термобарических пластовых условий для данной глубины и вводят соответствующие поправки.

§ 39. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА

По данным РК можно определить общую пористость $k_{п. общ.}$, включая объем межзерновых пор, каверн и трещин, независимо от характера сообщаемости и гидропроводности пор коллектора.

ПЛОТНОСТНОЙ ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖ

Из формулы (IV.10) следует, что для определения $k_{п. общ.}$ по данным ГГКП кроме $\delta_{т.}$ необходимо знать величины $\delta_{с.}$ и $\delta_{ф.}$. В природных условиях $\delta_{с.}$ может изменяться от 0,8 (нефть) до 1,2 г/см³ (соленая вода). На практике из-за проникновения фильтрата ПЖ в проницаемые пласты и малой глубинности ГГКП (10—15 см) $\delta_{с.}$ чаще всего определяется плотностью фильтрата, обычно близкой к 1 г/см³.

При вскрытии газоносных и газоконденсатных пластов,

а также при бурении скважин на нефтеэмульсионном или сильно минерализованном растворе величины $\delta_{с.}$ могут изменяться в широких пределах, что требует введения соответствующих поправок.

Минералогическая плотность пород $\delta_{м.}$ изменяется от 2,55 (полевошпатовый песчаник) до 2,87 г/см³ (доломит). Достижима точность оценки объемной плотности по данным ГГКП ограничивается неучитываемыми изменениями отношения Z/A и величины Z . Поэтому в общем случае для оценки пористости по ГГКП необходимо располагать данными о литологии разреза.

В терригенных породах степень влияния глинистости на величину плотности зависит как от количества глинистого материала, так и от химического состава глин. Каолинистые глины по своей плотности мало отличаются от кварца, поэтому содержание этих глин даже до 20 % изменяет среднюю плотность скелета не существенно. Гидрослюдные глины несколько повышают плотность породы, а монтмориллонитовые с плотностью около 2,3 г/см³ снижают. Наиболее трудно по данным ГГКП оценить пористость полимиктовых песчаников. Для этих пород возможны значительные вариации содержания в скелете полевого шпата и кварца, вследствие чего разница между кажущейся и истинной плотностью может достигать 0,02 г/см³. Из этого следует, что аппаратура ГГКП должна обеспечивать точность измерения плотности не ниже $\pm 0,05$ г/см³.

В карбонатных отложениях неизвестного состава (известняк — доломит, наличие загипсованных и глинистых разностей) не всегда возможно принять однозначные решения о величине $\delta_{м.}$. Погрешность в этом случае может достигнуть 0,015 г/см³.

Согласно исследованиям, выполненным во ВНИГИКе, результаты ГГКП для оценки $k_{п}$ применимы для следующих комплексов пород: в песчано-алевритно-глинистых разрезах с кварцевым скелетом пород и полимиктовых при устойчивом значении $\delta_{м.}$ песчаников и алевролитов с вариациями не более $\pm 0,03$ г/см³, примесь гидрослюдных глин в них не должна превышать 15 %, углистость не более 1—1,5 %; в известняках с примесью доломита не более 15 %, гипса не более 5 % и глин не более 20 %; в доломитах с примесью кальцита не более 15 %, гипса не более 3—4 %, каолинистых глин не более 10—15 %. Во всех случаях коэффициент остаточной газонасыщенности не должен превышать 0,1. В остальных более сложных случаях метод ГГКП сам по себе малоэффективен для оценки $k_{п}$ и его применение для этой цели нецелесообразно. В сложных случаях применение ГГКП эффективно только в комплексе с нейтронным каротажем НК и другими методами ГИС.

На рис. 135 приведены зависимости объемной плотности $\delta_{п}$ от пористости $k_{п.}$ Однако прежде чем воспользоваться этим графиком, необходимо проанализировать геолого-технические

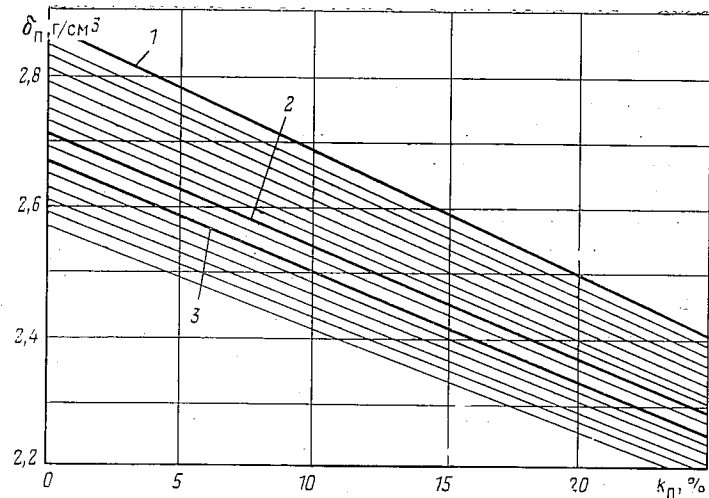


Рис. 135. Зависимость объемной плотности пород δ_p от k_p (ВНИГИК).
1 — доломит; 2 — известняк; 3 — кварцевый песчаник

условия измерений, чтобы оценить обоснованность применения ГГКП для оценки пористости пород. При этом следует иметь в виду, что наиболее тесная зависимость между пористостью и плотностью наблюдается в однокомпонентных породах (известняках, доломитах, кварцевых песчаниках), насыщенных определенным флюидом.

В двухзондовой аппаратуре РГП-2 при определении плотности известняка, доломита и кварцевого песчаника поправка за влияние Z/A (IV.5) сведена до минимума и ее можно не вносить (измеряемые значения электронной плотности $\delta_e = \delta_p$, независимо от их водонасыщенной пористости). Во всех других случаях величина поправок предусмотрена в руководстве по интерпретации результатов измерений прибором РГП-2.

При использовании данных ГГКП для оценки количественных определений следует учитывать, что надежные результаты не могут быть получены в кавернозных участках ствола скважины, когда размер каверн превышает номинальный диаметр скважины более чем на 2 см, а также при толщине глинистой корки более 2 см. При вычислении исходных данных для оценки δ_m по ГГКП необходимо также учитывать влияние естественного гамма-излучения по ГК в процессе замера. На рис. 143, а приведена кривая ГГКП, характеризующая изменение плотности пород δ_p в карбонатном разрезе.

НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ

Для оценки k_p по данным НК наибольший интерес представляют свойства пород, вызывающие замедление нейтронов. Из-

менения по разрезу нейтронопоглощающих свойств пород и их излучающей способности являются искажающими факторами. Замедляющие свойства пород определяются их водородосодержанием в единице объема. Содержание водорода в воде и нефти приблизительно одинаковое, что создает предпосылки для определения k_p нефтеносных и водоносных пород по данным НК.

Зависимости показаний НК от k_p представлены палетками, отражающими геофизические связи между калиброванными показаниями $I/I_B = f(\lg k_p)$ для заданных диаметров скважин d_c , выраженных в условных единицах, и пористостью породы k_p . (За условную единицу принимаются показания НК в воде — $\delta_B = 1$ г/см³.) Полученная зависимость имеет нелинейный характер, что приводит к слабой дифференцированности диаграмм НК в области высоких значений пористости. В ряде случаев более удобными для пользования являются зависимости обратных показаний от пористости $I_B/I = f(k_p)$, которые близки к линейным в широком диапазоне изменений k_p . Приведенные на рис. 136 зависимости прямых и обратных показаний НГК от k_p построены для идеализированных условий: пласт представлен чистым кальцитом CaCO_3 —100%, без каких-либо примесей, плотность $\delta_m = 2,7$ г/см³; поры пласта заполнены водой без примесей солей, $\delta_B = 1$ г/см³; пласт пересечен скважиной, заполненной такой же пресной водой, с заданным диаметром; прибор прижат к стенке скважины, глинистая корка отсутствует. Полученные зависимости используются для построения палеток и при проверке аппаратуры.

По основным палеткам (см. рис. 136) определяется кажущееся значение пористости $k_{пк}$ пород, которое отличается от k_p из-за различия реальных геолого-технических условий измерений и идеализированных, принятых при построении палеток.

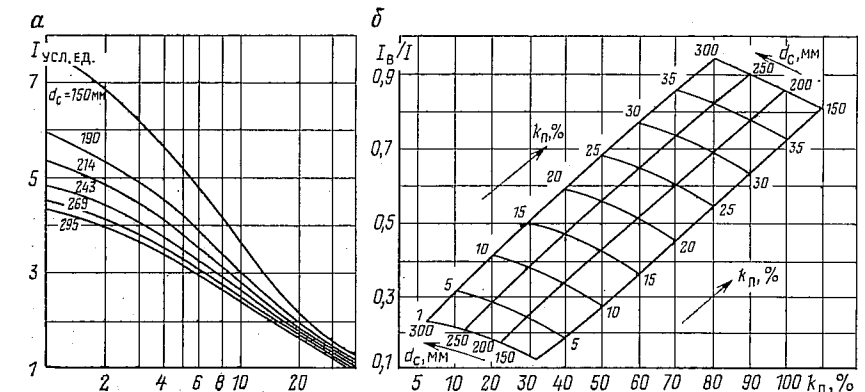


Рис. 136. Палетки зависимости показаний НГК-60 от пористости известняка. Аппаратура ДРСТ-3-90; $C_p = C_c = 0$.
а — $I_{усл. ед.} = f(k_p)$; б — $I_B/I = f(k_p)$

Переход от $k_{пк}$ к $k_{п}$ производится в два этапа путем внесения поправок за технические и геологические условия измерений.

На первом этапе вводятся поправки за влияние технических условий измерений $\Delta k_{п, техн}$ (характеристики ПЖ; диаметра скважины, толщины глинистой корки, наличия колонны). Новый параметр $k_{п НК} = k_{пк} + k_{п, техн}$ совпадает с $k_{п}$ для геологических условий, близких к идеализированным, принятым при построении палеток.

На втором этапе осуществляется переход от $k_{п НК}$ к $k_{п общ.}$ путем внесения поправок за геологические условия (литологический состав, глинистость и сульфатность пород, минерализацию пластовых вод, газонасыщенность, углистость).

Влияние скважины на результаты НК возрастает с увеличением ее диаметра и уменьшением пористости (водородосодержания) среды. Увеличение диаметра скважины, связанное с наличием каверн, резко снижает уровень показаний нейтронного каротажа (наблюдается сдвиг кривых влево). Если диаметр каверны достигает 40—45 см, дальнейшее его увеличение практически уже не сказывается на данных измерений.

Наличие глинистой корки против проникаемых пластов снижает показания НК, и они исправляются введением поправки за влияние глинистой корки. Величина этой поправки зависит от толщины слоя ПЖ и глинистой корки, отделяющих прибор от стенки скважины, типа аппаратуры, величин d_c и $k_{п}$ и определяется по соответствующим палеткам. Например, для НГК-60 с аппаратурой ДРСТ-3 при $d_c = 190$ мм в диапазоне $1 < k_{п} < 20$ % поправка за глинистую корку составляет 1 % на 1 см корки. Толщина глинистой корки определяется по замерам каверномером. Наличие глинистой корки и неравномерное изменение ее толщины по стволу скважины искажают результаты НК. Это особенно характерно для малопористых пород. С увеличением пористости пород разница показаний нейтронного каротажа при перемещении прибора от стенки скважины к ее оси уменьшается.

Обсадная колонна поглощает тепловые нейтроны, занижая данные ННКТ и ННКН. При нейтронном гамма-каротаже наблюдаются более сложные явления, связанные с двумя противоположными процессами: поглощением колонной значительной части гамма-излучений, поступающих из породы; захватом ядром атома железа нейтрона с испусканием большего числа γ -кванта радиационного захвата и большей энергией, чем при захвате нейтрона водородом. Результирующая этих двух явлений показывает некоторое снижение показаний НГК в обсаженной скважине и сопровождается уменьшением дифференциации кривой.

Характерное уменьшение интенсивности радиационного гамма-излучения наблюдается в обсаженных скважинах, когда каверна заполнена цементом. Это объясняется тем, что цементное кольцо содержит до 50 % воды и его можно рассматривать

как водородсодержащую оболочку, охватывающую обсадную колонну¹. Центр обсадной колонны чаще всего смещен относительно оси скважины, поэтому расстояние от стенки прибора до стенки скважины претерпевает значительные изменения. Это оказывает существенное влияние на показания НК, трудно поддающееся учету. В связи с этим в поисковых и разведочных скважинах методы НК и ГК проводятся в открытом (не обсаженном колонной) стволе скважины. В эксплуатационных скважинах допускается измерение диаграмм НК и ГК после спуска обсадной колонны.

В скважинах, заполненных минерализованной ПЖ, интенсивность радиационного гамма-излучения от ПЖ и зоны проникновения за счет хлора возрастает. В связи с этим свинцово-кадмиевую экранировку в приборе НГК подбирают так, что при $k_{п} < 15$ % увеличение показаний $I_{зп}$ и I_c (против зоны проникновения и от ПЖ) почти полностью компенсируется. С увеличением $k_{п}$ до 25 % зависимость $I_{усл. ед} = f(\lg k_{п})$ выполняется и определение $k_{п}$ по НГК не проводится. Показания ННКТ при высоких минерализациях ПЖ существенно уменьшаются и применение ННКТ в этих условиях малоэффективно. Показания ННКН мало зависят от минерализации, но при высокой минерализации ПЖ происходит заметное их искажение. В этих случаях метод ННКН может быть использован только для приближенной оценки пористости.

Введение поправок за геологические условия измерений при интерпретации кривых НГК и ННК начинается с учета литологии, так как основные зависимости $I_{усл. ед} = f(\lg k_{п})$, приведенные на палетках (см. рис. 136), построены для чистого известняка ($CaCO_3$). В результате показания НК в доломите ниже, чем в известняке, а в кварцевом песчанике выше.

ОДНОЗОНДОВЫЙ НК

Пользуясь основными палетками, составленными для однозондового НК, получим заниженное $k_{п.к}$ для песчаника, а в доломите — завышенное. Для учета этих расхождений вводятся поправки за минеральный состав пород (рис. 137).

Поправки рассчитаны для чистых разностей пород [$CaMg$, $(CO_3)_2$, SiO_2 и др.]. В природных условиях породы почти всегда содержат примеси. Известняки на 85—90 % состоят из кальцита и на 10—15 % — из доломита. В доломитах содержится до 10—15 % примеси кальцита. Кварцевые песчаники состоят из 80—85 % кварца и 15—20 % различных примесей (полевых шпатов, слюд, карбонатов и др.). В результате фактическое

¹ В пластах с высокоминерализованной водой цементное кольцо с течением времени (через 10—15 сут после цементирования) насыщается минерализованной водой и, обогащаясь ионами хлора, повышает интенсивность радиационного гамма-излучения.

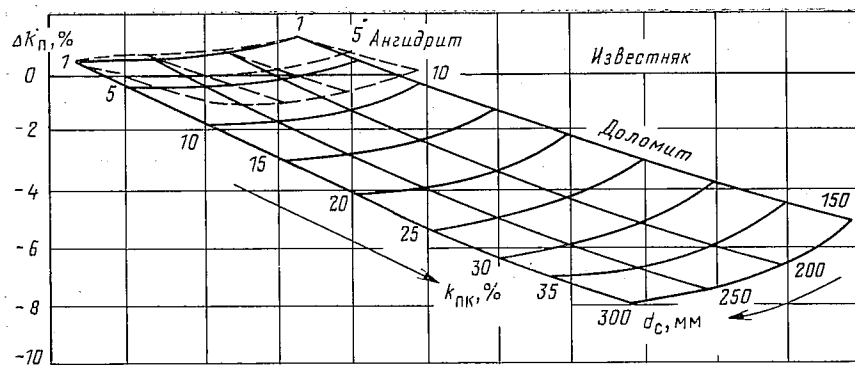


Рис. 137. Номограмма для выделения поправок за минеральный состав карбонатных пород для серийной аппаратуры нейтронного каротажа НГК-60 (ВНИГИК).

Пример: для доломита $k_{пк} = 15\%$; $d_c = 150$ мм; отсчитанное по палетке $\Delta k_n = -1,1\%$

различие между известняками и доломитами, определяемое по данным НК, на 20—30 % меньше величин, получаемых с помощью поправочных коэффициентов, рассчитанных для чистых пород. Учитывая это при определении пористости только по данным НК и принимая во внимание показания ГК или ПС, поправку за литологию рекомендуется уменьшать в среднем на 20—25 %.

Глинистые минералы имеют повышенное содержание химически связанной воды и соответственно повышенное водородосодержание. Наибольшим водородосодержанием обладают монтмориллонитовые глины. По содержанию водорода монтмориллонитовые глины эквивалентны водоносным или нефтеносным породам с $k_n = 50\%$, каолиновые и хлоритовые глины — породам с $k_n = 30\%$ и гидрослюдные глины — породам с $k_n = 25\%$. В связи с этим на кривых НК глинистые породы отмечаются повышенным водородосодержанием и соответственно завышенной пористостью. Совместная интерпретация кривых НГК и ГГКП дает возможность учесть погрешность в оценке k_n за влияние глинистости. Этому способствует тот факт, что увеличение содержания водорода в породах за счет глинистости не сопровождается заметным уменьшением объемной плотности пород, как это имеет место в случае увеличения пористости k_n .

На показания НК существенное влияние оказывает наличие в разрезе сульфатных пород — ангидрита, гипса. В ангидритах показания НГК-60 по сравнению с показаниями против плотного известняка возрастают в среднем на 10 %, показания ННКТ-50 и ННKH-50 — приблизительно на 20 %. Гипс характеризуется высоким содержанием кристаллизационной воды и на кривых НК выделяется как чистый известняк, полностью насыщенный пресной водой, с $k_n = 50\%$. По геофизическим

данным определить содержание гипса в породе не удастся и его присутствие учитывается по геологическим данным.

Наличие газоносности в пласте ведет к завышению значений НК и, следовательно, к занижению определяемой по НК пористости. Это явление вызвано двумя факторами — меньшим водородосодержанием газоносных пород по сравнению с водоносными и меньшей объемной плотностью газоносных пород.

ДВУХЗОНДОВЫЙ 2ННКТ

Применение двухзондовой системы уменьшает влияние технических условий измерений на регистрируемые показания. Эти зонды при исследовании разрезов скважин имеют преимущество перед однозондовым НК. Однако в ряде случаев поправки остаются существенными и требуется их учитывать. Влияния геологических факторов на показания двухзондовых систем не снижаются по сравнению с влиянием на показания однозондовых приборов.

При количественной интерпретации данных НК для правильной оценки литологического состава пород и содержания в них примесей тех или иных элементов необходимо привлекать материалы исследования кернов.

Учет поправок за влияние технических и геологических факторов на показания НК осуществляется с помощью таблиц и графических зависимостей, полученных как расчетным, так и экспериментальным путем.

В методе НГК одновременно с гамма-излучением, сопровождающим захват нейтронов, регистрируются и естественные гамма-излучения пород, в то время как ННКТ и ННKH от этого явления свободны. Поэтому вычитание из скорости счета НГК числа импульсов ГК является первым этапом интерпретации. При вычитании учитывают различную характеристику детекторов ГК и НГК. С этой целью кривые ГК и НГК совмещают по глубинам и исправление показаний производят по формуле $I_{испр} = I_{усл.ед} - I_{ГК}/n_{ГК}k_a$, где $I_{усл.ед}$ и $I_{ГК}$ — значения НГК и ГК против исследуемого пласта в усл. ед.; $n_{ГК}$ и $n_{НГК}$ — число импульсов ГК и НГК на 1 усл. ед.; k_a — коэффициент, учитывающий различную эффективность детекторов в каналах ГК и НГК.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВЫХ НГК И НК СПОСОБАМИ ОПОРНОГО ПЛАСТА

Способ опорного пласта применяется для определения пористости пород по диаграммам НГК и НК, полученным аппаратурой, не прошедшей калибровки и метрологической поверки. В качестве опорного пласта может быть принят любой пласт с известным водородосодержанием и неизменной литологией, в том числе чистые ангидриты, известняки с минимальной по

разрезу пористостью, а также каверны против чистых глин, заполненных промывочной жидкостью. Пористость k_n в каверне принимается равной 100 %, в обсаженной скважине с зацементированной каверной $k_n=50$ %. Различают способы одного и двух опорных пластов.

Способ одного опорного пласта. В этом случае требуется наличие в исследуемой части разреза пласта с известной пористостью $k_{n.оп}$ (водородосодержание $\omega_{оп}$), что дает возможность определить относительное значение $I_x/I_{оп}$ (I_x — значение НГК или ННК в исследуемых пластах; $I_{оп}$ — в опорном горизонте). На величине $I_x/I_{оп}$ не сказываются плотность и минерализация ПЖ, а также диаметр скважины, но влияния литологии, глинистости, сульфатности, глинистой корки не снимаются. Дальнейший расчет сводится к определению $I_{оп. усл. ед.}$ по оси ординат обычной палетки (см. рис. 136) для соответствующих значений d_c и $k_{n.оп}$ и перестройки шкалы ординат для данного диаметра скважины в приведенные единицы $I_{пр. усл. ед.} = (I_x/I_{оп}) I_{оп. усл. ед.}$.

Способ двух опорных пластов. В этом способе при интерпретации кривых НГК и ННК используется двойной разностный параметр

$$J_{ny} = (I_x - I_{min}) / (I_{max} - I_{min}), \quad (XII.8)$$

где I_x , I_{max} , I_{min} — значения соответственно в исследуемом пласте, в пластах с наименьшей и наибольшей пористостью. I_{max} — показания в пласте с минимальным водородосодержанием ($k_n=1 \div 2$ %) — ангидрит, известняк. В терригенном разрезе опорным может служить пласт с устойчивыми по площади пористостью и литологией, для которого k_n (при полном водонасыщении) получен по результатам анализов кернов. В качестве пласта с максимальным водородосодержанием I_{min} принимается каверна против чистых глин.

Показания параметра J_{ny} практически не зависят от характеристики прибора и масштаба регистрации. Влияние плот-

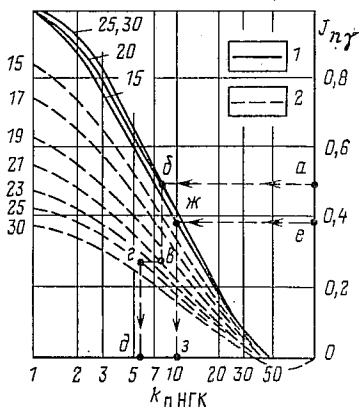


Рис. 138. Палетка для определения пористости пород способом двух опорных пластов.

1 — основные зависимости $J_{ny} = f(k_{n.НГК})$ (шифр кривых — $d_{c.оп}$ в см); 2 — вспомогательные линии для учета различий в диаметрах опорного и исследуемого пластов (шифр кривых — d_c в см). На рисунке показаны примеры решения следующих задач. Задача 1: $J_{ny}=0,5$; $d_{c.оп}=21$ см; $d_c=25$ см; $a \rightarrow б \rightarrow в \rightarrow г$, $k_n НГК=6$ %. Задача 2: $J_{ny}=0,39$; $d_{c.оп}=d_c=15$ см; $в \rightarrow ж \rightarrow з$; $k_{n.НГК}=10$ % [3]

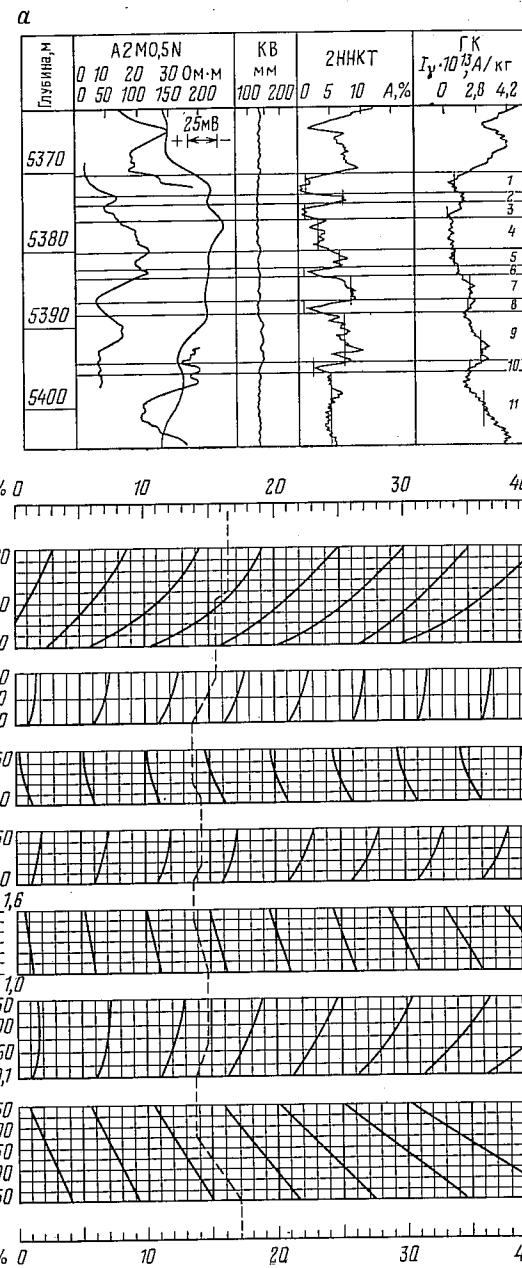


Рис. 139. Пример определения пористости k_n по данным 2ННКТ (по В. Н. Иванову).

а — каротажные диаграммы; б — номограмма поправок для необсаженной скважины. Дано: $k_{n.к}=16,4$ %; $d_c=220$ мм; $h_{ГК}=18$ мм; $C_n=C_c=80$ г/л; $d_c=1,5$ г/см³; $p=75$ МПа; $T=175$ °C. Ответ: $k_n=17$ %

ности и минерализации ПЖ, а также диаметра скважины скаывается на результатах измерений как в исследуемом, так и в опорном пластах, но в меньшей мере, чем при методике условных единиц. Влияние глинистой корки, литологии, глинистости, сульфатности остается таким же. На рис. 138 приведена палетка $J_{пч} = f(k_{пч})$, полученная для двух опорных пластов — плотного ($k_{пч} = 1\%$) и бака с водой ($k_{пч} = 100\%$) и разобраны примеры определения пористости $k_{пч}$ по $J_{пч}$.

На рис. 139 приведен пример определения пористости по данным аппаратуры РК4-841. С диаграммы (рис. 139, а) снимаем значение A . По градуировочной зависимости $A = f(k_{пч})$ определяем кажущееся значение пористости $k_{пчк}$ (см. рис. 69). Поправки в значении $k_{пчк}$ за влияние скважинных условий измерений вносим по номограмме рис. 139, б. Конечным результатом обработки по палеткам является значение пористости пласта $k_{пч}$. При этом допускается, что его литологический состав соответствует известняку CaCO_3 .

§ 40. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПОРОД ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Зависимость между пористостью породы и временем пробега продольной волны по породе отвечает уравнению среднего времени (V.7). Трудность использования этого уравнения заключается в сложности выбора основных параметров $\Delta t_{ж}$ и $\Delta t_{м}$, изменяющихся от площади к площади в широких пределах. Величина $\Delta t_{м}$ зависит от минералогического состава скелета породы и для конкретных типов отложений постоянна. В породах с мономинеральной твердой фазой $\Delta t_{м}$ соответствует интервальному времени распространения упругих волн в порообразующем минерале (кварце, кальците, доломите и т. д.). На рис. 140, а показана зависимость $k_{пч}$ от $\Delta t_{пч}$ для однородных

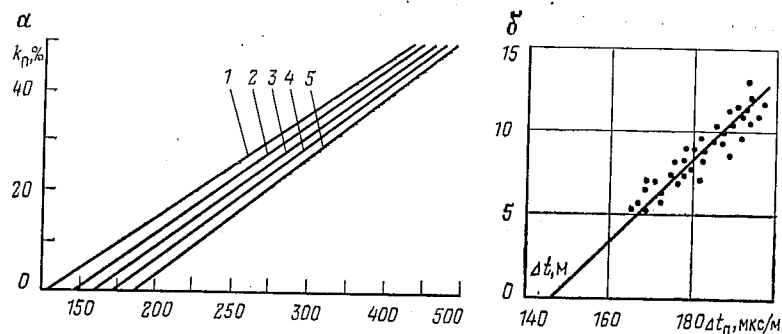


Рис. 140. График определения $k_{пч}$ по данным интервального времени $\Delta t_{пч}$. а — для пород разной литологии $v_{м}$ в м/с: 1 и 2 — доломиты, 700—80000, известняки, 6400—7000; 3—5 — песчанники, 5000—6400; $v_{ж} = 1600$ м/с; б — пример определения $\Delta t_{пч}$ минерального скелета по керновым данным

неглинистых пород с межзерновой пористостью, отвечающая выражению (V.6). При содержании в скелете породы нескольких минералов, различающихся по своим упругим свойствам, $\Delta t_{м}$ определяется как средняя взвешенная величина. Среднее значение скорости распространения волн в осадочных породах составляет 2500—4000 м/с (см. табл. 1).

Основные факторы, влияющие на скорость распространения упругих колебаний в горных породах: литолого-минералогический состав, поровое пространство, заполненное жидкостью, форма и размер пор, степень насыщения пор жидкостью или газом, степень цементации, текстурные и структурные особенности, разность горного и пластового давлений (эффективное давление) и др.

В ряде случаев необходимо определить интервальное время пробега упругой волны в минеральном скелете породы $\Delta t_{м}$ для конкретного интервала геологического разреза. Это достигается сопоставлением интервального времени, отсчитанного по диаграмме акустического каротажа Δt , со значениями пористости $k_{пч}$, определенными по керну или одним из геофизических методов. Полученные данные используются для нахождения по Δt параметра $k_{пч}$ (рис. 140, б).

Усредненная прямая, проведенная через нанесенные точки, отсекает на оси времен значение $\Delta t_{м}$ при $k_{пч} = 0$. Если пористость по разрезу изменяется слабо, значение $\Delta t_{м}$ определяют для каждого относительно однородного пласта:

$$\Delta t_{м} = (\Delta t - k_{пч} \Delta t_{ж}) / (1 - k_{пч}), \quad (\text{XII.9})$$

где $\Delta t_{ж}$ — время пробега упругой волны в жидкости, заполняющей поровое пространство породы.

Скорость распространения упругих колебаний в воде зависит от минерализации, температуры и давления и определяется с помощью номограммы (рис. 141). С повышением минерализации воды скорость увеличивается. Например, при росте минерализации воды от 0 до 200 г/л скорость распространения волн при 20°C увеличивается от 1475 до 1700 м/с, т. е. на 18%. При повышении температуры до 70°C наблюдается заметное возрастание скорости распространения упругих волн; при дальнейшем увеличении температуры воды — тенденция к снижению скорости.

Скорость распространения упругих волн в нефти и газе меньше, чем в воде. Это объясняется в первую очередь большей по сравнению с водой сжимаемостью углеводородов. Так, скорость распространения волн в песке, полностью насыщенном нефтью, на 15—20% меньше, чем в песке, заполненном водой. В общем случае существуют зависимости $v_{р\text{ вп}} > v_{р\text{ нп}} > v_{с\text{ вп}} < v_{с\text{ нп}} < v_{с\text{ гп}}$. Пределы изменения колеблются от 0 до 20%.

На практике в связи с наличием зоны проникновения в проницаемых пластах скорости распространения волн в нефтегазо-

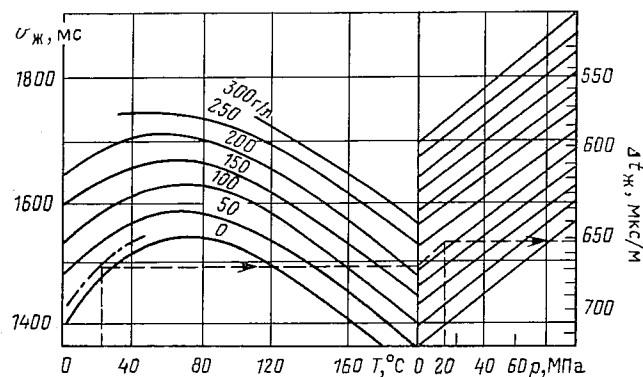


Рис. 141. Палетка для определения интервального времени $\Delta t_{\text{ж}}$, скорости $v_{\text{ж}}$ при заданных содержании NaCl, давлении p и температуре T . Пунктиром показан пример определения $\Delta t_{\text{ж}}$, $v_{\text{ж}}$ при $C_{\text{в}}=15$ г/л; $T=25$ °C и $p_{\text{пл}}=18$ МПа [8]

носных или водоносных пластах различаются несущественно, поэтому независимо от характера насыщения проницаемых пород, вскрываемых скважиной, допускается, что скорость распространения волн в воде $v_{\text{ж}}=1600$ м/с.

С повышением давления происходит увеличение скорости распространения упругих волн. Например, в воде, находящейся под давлением около 60 МПа, скорость увеличивается на 7 % по сравнению со скоростью в воде, находящейся при атмосферном давлении. При низком давлении даже очень небольшое содержание газа в жидком заполнителе пор приводит к резкому уменьшению скорости распространения волн в пласте. С ростом давления наблюдается плавное увеличение скорости в породе, содержащей газ.

На скорость распространения упругих волн в породе большое влияние оказывает разность горного и пластового давлений (эффективное давление). С увеличением разности давлений скорость возрастает сначала быстро, а затем медленно, пока разность давлений не достигнет некоторого предельного значения. С глубиной разность горного и пластового давлений возрастает, что вызывает увеличение скорости распространения упругих волн. Уравнение среднего времени (V.7) считается справедливым для предельной разности давления 30–40 МПа, в общем случае соответствующей глубинам более 3000 м. Под влиянием эффективного давления происходит процесс сближения и переупаковки зерен, что обеспечивает взаимный контакт большинства зерен и ведет к постепенному увеличению скорости $v_{\text{п}}$. Дальнейшее ее увеличение определяется контактной упругостью зерен и при давлении, превышающем предельное, растет очень медленно.

На скорость оказывает влияние и тип цемента, который

принято делить на вязкий (глинистый) и жесткий (карбонатный, кварцевый и пр.). Увеличение количества жесткого цемента соответствует увеличению доли твердой фазы в единице объема среды, уменьшению пористости, росту модуля упругости и повышению скорости распространения волн. В случае увеличения объемной доли глинистого цемента, обладающего высокой сжимаемостью и пластичностью, наблюдается снижение объемного модуля упругости среды и скорости распространения упругих волн.

При значительной объемной глинистости породы для определения $k_{\text{п}}$ используют обобщенное уравнение среднего времени для пород с любой глинистостью:

$$\Delta t = (1 - k_{\text{п}} - k_{\text{гл}}) \Delta t_{\text{м}} + k_{\text{гл}} \Delta t_{\text{гл}} + k_{\text{п}} \Delta t_{\text{ж}}, \quad (\text{XII.10})$$

где $\Delta t_{\text{гл}}$ — интервальное время глин, зависящее от характера распределения глинистого материала в породе (в агрегатном состоянии).

Скорость распространения упругих волн в значительной мере зависит от структуры и размера пор. Например, вертикальные трещины мало изменяют скорость в породе, в то время как горизонтальные трещины оказывают приблизительно такое же влияние, как межзерновая пористость. Каверны достаточного крупных размеров не оказывают влияние на скорость распространения упругих волн.

На рис. 142 приведены зависимости отношений поинтервальных времен $\Delta t/\Delta t_{\text{м}}$ в пористой среде от $k_{\text{п}}$ и отношения длины продольной волны λ к размеру пор d . Видно, что увеличение пористости ведет к снижению Δt , но при $\lambda/d=8$ продольная волна распространяется практически по скелету, не фиксируя поры больших размеров и каверн. Учитывая применяемые частоты излучателей используемой аппаратуры $f=25\div30$ кГц, что соответствует длине волны $\lambda=10\div20$ см, можно считать, что данный эффект будет проявляться при размерах пор более 1,5–3 мм. Следовательно, $k_{\text{п.общ}}$ породы с каверновой структурой порового пространства, оцененный по АК, будет заниженным.

Для большинства районов бурение скважин проводится на ПЖ с минерализацией 4–7 г/л. Для этих условий интервальное время в фильтрате $\Delta t_{\text{ф}}=610\div640$ мкс/м при пластовой

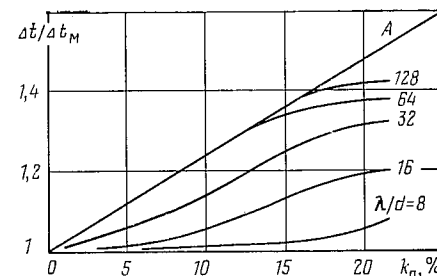


Рис. 142. Теоретическая зависимость отношения интегральных времен $\Delta t/\Delta t_{\text{м}}$ в пористой среде от пористости и размеров отдельных пор. А — график уравнения среднего времени (ВНИИГК)

температуре $T=40\div 100^\circ\text{C}$ и давлении $p=20\div 40$ МПа. При высокоминерализованной промывочной жидкости $t_n=t_{\phi}=560$ мкс/м.

§ 41. КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ КАРОТАЖА

Комплексная интерпретация результатов различных видов каротажа производится в целях определения по данным ГИС пористости, литологии, глинистости и фракционного состава пород, вскрываемых скважиной.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ И ЛИТОЛОГИИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Один из способов решения данной задачи заключается в сопоставлении парных связей между параметрами δ_n и $I_{\text{НГК}}$ (комплекс ГГК—НГК), Δt и $I_{\text{НГК}}$ (комплекс ГГК—АК), δ_n и Δt (комплекс ГГК—АК) (рис. 143).

Основой для интерпретации служат палетки, построенные в прямоугольной системе координат, отражающие парные зависимости параметров от пористости и литологии. На оси абсцисс в логарифмическом масштабе откладываются значения $1/I_{\text{НГК}}$ в усл. ед. (обратные относительные показания НГК). В нижней части палеток имеются номограммы, объединенные с осью абсцисс $1/I_{\text{НГК}}$ для учета плотности ПЖ δ_c , диаметра скважины d_c и толщины глинистой корки $h_{\text{ГК}}$. Способ внесения поправок за влияние этих факторов показан стрелками.

Комплект палеток включает три парные зависимости: ГГК—НГК; НГК—АК; АК—ГГК, дифференцированные по типу аппаратуры НГК (ДРСТ-90, СП-62), типу ПЖ (глинистой и известково-битумной), d_c (190—243 и 270—295 мм) и различной минерализации ПЖ и пластовых вод при температуре 18°C .

При построении палеток учтены погрешности измерений аппаратурой: РГП-2, $\Delta\delta=\pm 0,03$ г/см³; СПАК, $\delta(\Delta t)=\pm 5$ мкс/м; ДРСТ, СП-62— $\pm 5\%$. С учетом погрешностей карбонатные породы подразделяются на следующие разности по содержанию доломита: известняк—менее 33%; доломит известковый—от 33 до 66%; доломит—от 66 до 100%. Каждый из литотипов на палетке выделен полосой с учетом погрешности. Погрешность в оценке пористости для всех трех комплексов приблизительно одинакова и не превышает $\Delta k_n=\pm 2\%$, от объема пород. При сравнении k_n , полученных разными комплексами, расхождения, не превышающие этой величины, во внимание не принимаются.

Комплексную интерпретацию с целью определения пористости и литологии производят в следующем порядке.

1. Выбирают комплект палеток исходя из данных исследуемой скважины, комплекса измеряемой аппаратуры, условий измерений.

2. На листе кальки прочерчивают оси, соответствующие осям палетки, лист накладывают на палетку и на него наносят точки, отвечающие значениям δ_n , Δt и $(1/I_{\text{НГК}})'$, где $(1/I_{\text{НГК}})'$ —значение $1/I_{\text{НГК}}$ в усл. ед., исправленное за δ_c , d_c , $h_{\text{ГК}}$, согласно палетке. Точки отсчитываются по диаграммным данным (см. рис. 143, а).

3. Подготовленный бланк с нанесенными точками, согласно исследуемым пластам, совмещают с соответствующей палеткой. Логарифмический масштаб, использованный для $1/I_{\text{НГК}}$ в усл. ед., допускает корректировку значений условных единиц путем перемещения бланка с массивом точек относительно оси абсцисс палетки. Этим контролируется размещение опорных точек, полученных для пластов с известной литологией, внутри соответствующей литологической полосы сетки.

По расположению точек на сетке палеток по каждому из трех комплексов (ГГК—НГК, НГК—АК и ГГК—АК) оценивают пористости соответственно k_{n1} , k_{n2} , k_{n3} и литотипы пород (I—III).

Комплексная интерпретация парных зависимостей для карбонатных отложений базируется на оценке влияния литологического состава, различных примесей, пористости и структуры порового пространства на результаты каждого парного комплекса.

В неглинистых карбонатных породах с межзерновой пористостью комплекс ГГК—НГК—АК дает следующие результаты: $k_{n1}\approx k_{n2}\approx k_{n3}$, литологический состав пород совпадает.

Наличие различных примесей в карбонатных отложениях неодинаково сказывается на той или иной паре зависимости.

Влияние минеральной глинистости зависит от состава глин: при каолиновом составе $k_{n1}>k_{n2}>k_{n3}$; при гидрослюдном $k_{n3}>k_{n2}>k_{n1}$ (Δt в каолините равно 217 мкс/м, в гидрослуде 251 мкс/м).

Ангидритизация карбонатных пород сказывается незначительно на результатах всех парных зависимостей, но при определении пористости $k_{n1}<k_{n2}<k_{n3}$.

Загипсованность карбонатного разреза мало сказывается при определении пористости комплексом ГГК—АК. По комплексу ГГК—НГК получают завышенную пористость (каждые 10 % примесей гипса ведут к увеличению отсчитываемой пористости на 4 %). Литологическая характеристика, определяемая по зависимости ГГК—НГК, для загипсованных пород близка к действительной. На показаниях НГК—АК загипсованность при определении пористости сказывается значительно слабее, чем на показаниях ГГК—НГК, но литологическая принадлежность породы выражена менее четко.

Каверновая пористость оказывает существенное влияние на результаты определения k_n и литологии комплексом НГК—АК и ГГК—АК. На результаты комплекса ГГК—НГК структура порового пространства не влияет. При наличии каверновой порис-

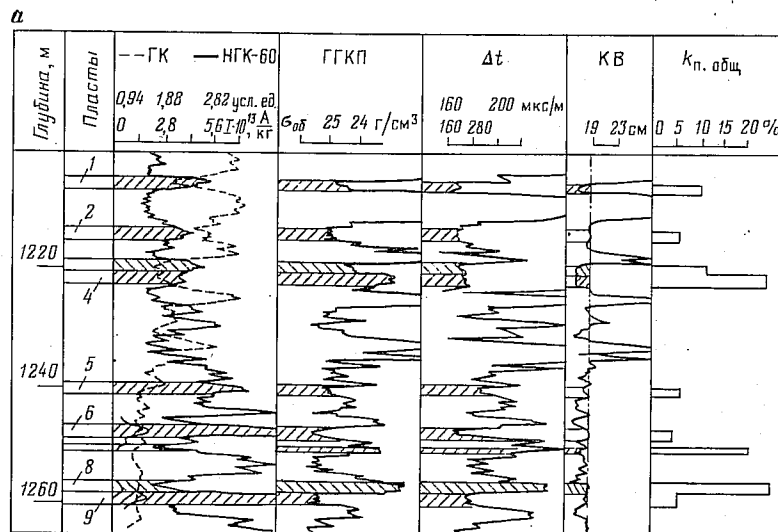


Рис. 143. Пример результата комплексной интерпретации данных ГГК, НГК, АК в карбонатных отложениях:

а — выделение пластов и результаты интерпретации комплексом ГГК—НГК—АК

тости сохраняется соотношение $k_{п1} > k_{п2} > k_{п3}$. Учитывая, что погрешность определения пористости рассматриваемыми методами составляет $\pm 2\%$, оценка $k_{п.кав}$ по комплексу ГГК—НГК—АК возможна для значений $k_{п.кав}$, превышающих погрешности.

В табл. 6 приведены критерии оценки наиболее вероятных значений пористости и литологии поровых карбонатных пород для различных геологических условий с использованием комплекса ГИС [14]. В случае тонкопоровых пластов с порами изометрической формы комплекс ГИС должен быть расширен.

Исходя из данных исследуемой скважины и условий измерения интерпретация может быть выполнена с помощью палеток (рис. 143, б, в, г) [14].

Результаты комплексной интерпретации по девяти пластам (см. рис. 143, а) сведены в табл. 7. На основании их и табл. 6 даются следующие характеристики пластам. Пласт 1 отнесен к V группе критериев и оценивается как глинистый известняк с $k_{п.общ} = 11\%$, и $k_{гп} = 15 \div 20\%$. Пласт 2 относится к VI группе критериев и по своей литологии принадлежит к глинистым карбонатным разностям с $k_{п.общ} = 7\%$ и $k_{гп} > 15 \div 20\%$. Пласты 5—7, 9 по показателям всех парных комплексов имеют почти одинаковую литологическую характеристику при $(k_{п1} - k_{п3}) \leq 1\%$ и оценены как известняки; их общая пористость $k_{п.общ} = (k_{п1} + k_{п2} + k_{п3})/3$. Пласт 8 по результатам интерпретации соответствует VII группе и оценивается как известняк с $k_{п.общ} = 26,5\%$ с порово-каверновой структурой порового пространства.

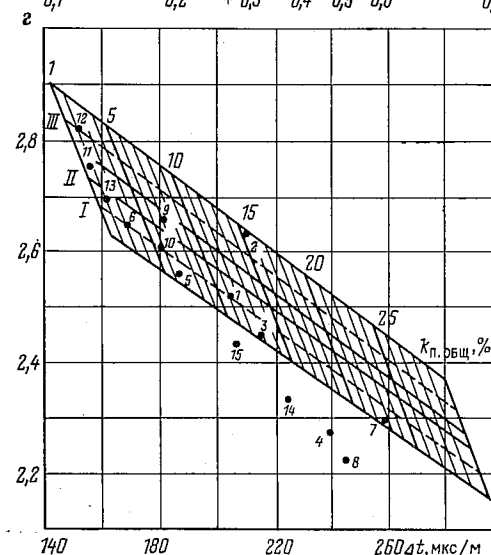
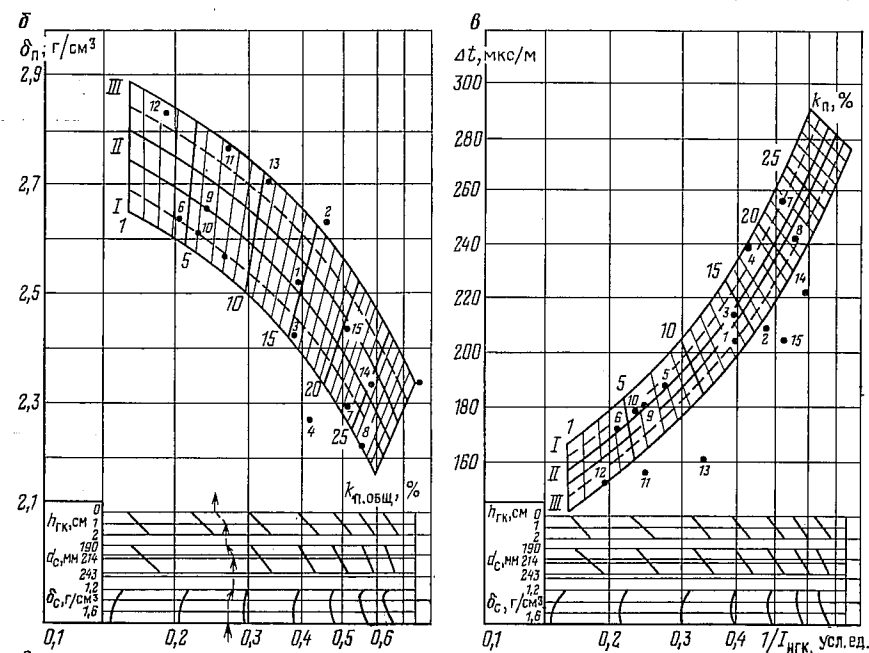


Рис. 143. Пример результата комплексной интерпретации данных ГГК, НГК, АК в карбонатных отложениях (см. табл. 7).

$d_c = 190$ мм; $\rho_c 18^\circ = 1,5$ Ом·м; $\delta_c = 1,2$ г/см³, аппаратура ДРСТЗ-90 (ПЖ на глинистом растворе), сопоставление парных зависимостей комплексов с палетками: б — $\delta_{общ} \text{ и } 1/\text{НГК}$ усл.ед. ГГК—НГК; в — $\Delta t \text{ и } 1/\text{НГК}$ усл.ед. АК—НГК; г — $\delta_{п} \text{ и } \Delta t$; ГГК—АК, ДРСТЗ-90 (ПЖ—вода): $C_{п1} = C_c < 60$ г/л; $\Delta t_{ж} = 610$ мкс/м; $\delta_{ж} = 1$ г/см³ (ВНИГИК). I — известняк; II — доломит известковистый; III — доломит

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ И ГЛИНИСТОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД

Для определения пористости и глинистости терригенных пород используется один парный комплекс ГГК—НК. Комплексные парные палетки, приведенные в [14], различаются по условиям измерений: тип песчаников (кварцевые, полимиктовые); диаметр

Т а б л и ц а 6. Критерии комплексной интерпретации результатов парных комплексов ГИС в карбонатных отложениях

Группа пород	Комплекс	Результаты интерпретации по парным комплексам		Вероятная характеристика пласта		Возможное содержание примесей, %
		Литология	Разность Δk_n , %	Литология	$k_{п. общ}$	
I	ГГК-НГК	Одинаковая по всем комплексам	$(k_{п \max} - k_{п \min}) \leq 2$	—	$\frac{k_{п1} + k_{п2} + k_{п3}}{3}$	—
	НГК-АК		$1 < (k_{п3} - k_{п1}) < 2$	—	$\frac{k_{п1} + k_{п2} + k_{п3}}{3}$	—
	ГГК-АК		$1 < (k_{п3} - k_{п1}) < 2$	—	$\frac{k_{п1} + k_{п2}}{2}$	—
II	ГГК-НГК	Доломит	$(k_{п1} - k_{п3}) > 2$	Известняк глинистый	$k_{п}$ (ГГК)	15—20
	НГК-АК	»	—	—	—	—
	ГГК-АК	»	—	—	—	—
III	ГГК-НГК	Доломит известковистый	$(k_{п \max} - k_{п \min}) < 3$	Доломит известковистый	$\frac{k_{п1} + k_{п2} + k_{п3}}{3}$	—
	НГК-АК	То же	—	—	—	—
	ГГК-АК	Известняк	$(k_{п1} - k_{п3}) > 3$	Известняк глинистый	$k_{п}$ (ГГК)	10—15

IV	ГГК-НГК	Доломит	$(k_{п \max} - k_{п \min}) < 3$	Доломит	$\frac{k_{п1} + k_{п2} + k_{п3}}{3}$	—
	НГК-АК	»	—	—	—	> 20
	ГГК-АК	Доломит известковистый	$(k_{п1} - k_{п3}) > 3$	Известняк (доломит известковистый), глинистый	$k_{п}$ (ГГК)	—
V	ГГК-НГК	Разная по всем комплексам	$(k_{п \max} - k_{п \min}) \leq 3$	Доломит известковистый	$\frac{k_{п1} + k_{п2} + k_{п3}}{3}$	—
	НГК-АК		$3 < (k_{п1} - k_{п3}) < 4$	Известняк глинистый	$k_{п}$ (ГГК)	—
	ГГК-АК		$(k_{п1} - k_{п3}) > 4$	Доломит известковистый или известняк загипсованный	$k_{п1}$ $k_{п3}$	— 15—20
VI	ГГК-НГК	Доломит Не определяется Доломит	—	Глинистые, карбонатные разности ($\delta_m = 2,75 \text{ г/см}^3$)	$k_{п}$ (ГГК)	15—20
	НГК-АК		—	—	—	—
	ГГК-АК		—	—	—	—
VII	ГГК-НГК	Известняк	$(k_{п1} - k_{п3}) > 3$	Известняк	$k_{п1}$	—
	НГК-АК	Доломит (доломит—известняк)	—	—	—	—
	ГГК-АК	Не определяется	—	—	—	—

П р и м е ч а н и е. Структура порового пространства по всем пластам поровая, за исключением групп V и VII. По всем группам наблюдаются высокие показания ГК, кроме группы I.

Т а б л и ц а 7. Результаты комплексной интерпретации данных каротажа в карбонатных отложениях

Пласт		Интервал, м	Исходные данные						Результаты интерпретации отдельных комплексов								
			$\delta_{ГГК}$		$\delta_{об}$	$I_{ГГК}$	$I_{ГГК}^{АК}$	$I_{ГГК}^{0,72 \cdot 10^{-14}}$	усл. ед.	Δt , мкс/м	$h_{ГГК}$, см	ГГК — НГК		НГК — АК		ГГК — АК	
			$\delta_{ГГК}$	$\Delta \delta_{ГГК}$								$k_{п}$, %	Расположе- ние относительно сетки	$k_{п}$, %	Расположе- ние относительно сетки	$k_{п}$, %	Расположе- ние относительно сетки
					г·см ³												
1	1205,0—1206,0	2,49	0,03	2,52	5,0	2,35	0,425	0,5	14,5	Доломит известко- вистый	Известняк	13,5	Доломит	11,0	Известняк		
2	1213,0—1215	2,58	0,05	2,63	7,6	2,1	0,476	—	—	Выше сет- ки	Известняк	—	Ниже сет- ки	15,5	Доломит		
3	1218,8—1220,4	2,42	0,02	2,44	3,5	2,39	0,419	1	15,2	Известняк	Известняк	14,2	Доломит, известняк	12,5	Известняк		
4	1220,4—1222,4	2,26	0,01	2,27	3,6	2,2	0,454	1	—	Ниже сет- ки	Известняк	17,5	Известняк	—	Ниже сет- ки		
5	1239,6—1241,2	2,54	0,02	2,56	3,4	3,34	0,300	1	8,0	Известняк	Известняк	7,8	»	7,0	Известняк		
6	1246,8—1248,6	2,62	0,02	2,64	2,2	4,7	0,212	—	4,3	»	»	4,3	»	3,8	»		
7	1250,0—1250,8	2,29	—	2,29	2,4	1,76	0,567	2	23	»	»	22,5	»	22,2	»		
8	1256,0—1257,8	2,22	—	2,22	2,4	1,68	0,594	2	26,5	»	»	21,8	Доломит	—	Ниже сет- ки		
9	1257,8—1260	2,64	0,01	2,65	2,2	4,12	0,243	—	6,2	»	Известняк	6,2	Известняк	6,5	Известняк		

Примечание. Показатели $I_{ГГК}$ — в усл. ед. с поправкой за естественную радиоактивность пород.

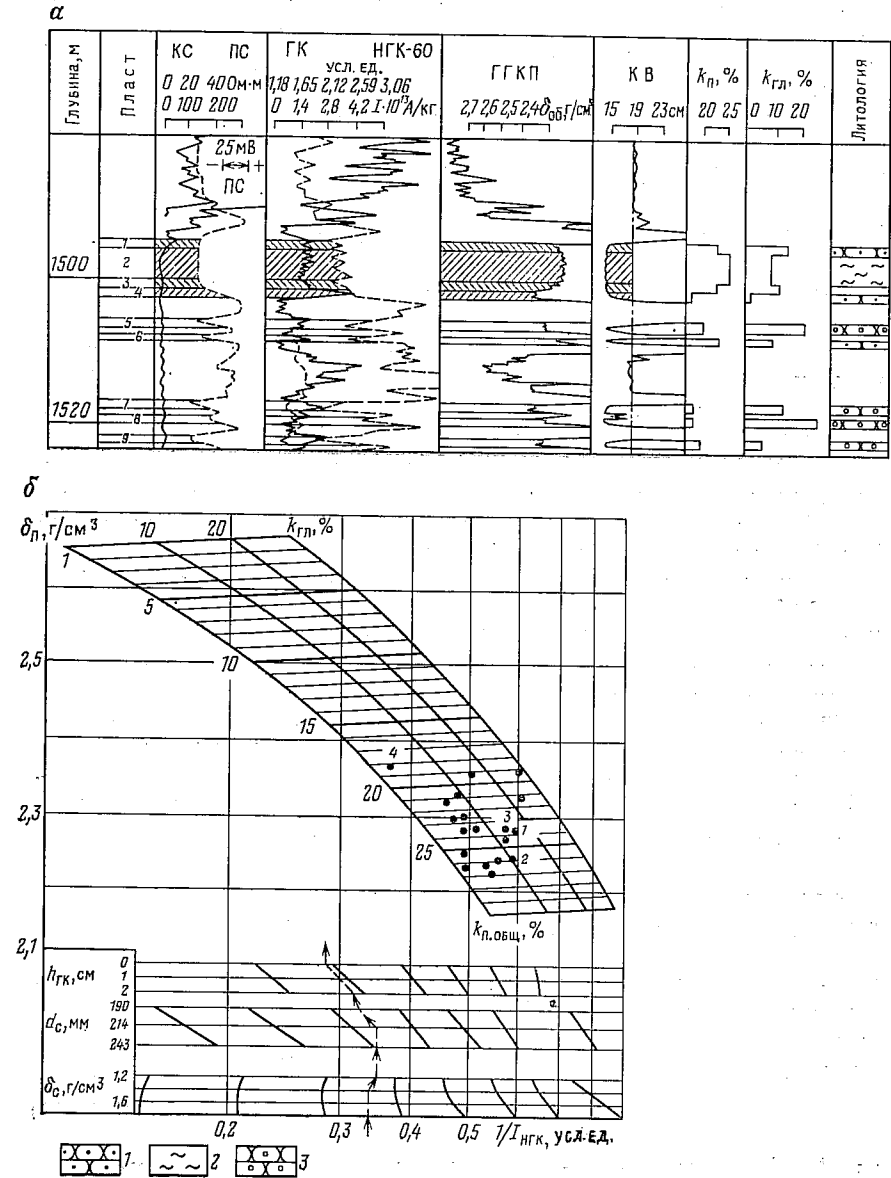


Рис. 144. Пример комплексной интерпретации данных ГГК—НГК—ГК в песчано-алеврито-глинистых породах.
 $d_c=190$ мм; $\rho_{с18}=1,25$ Ом·м; $\delta_c=1,2$ г/см³; ДРСТЗ-90 (ПЖ на глинистом растворе).
 а — выделение пластов и результаты интерпретации: 1 — песчанник микрозернистый; 2 — алеврит крупнозернистый; 3 — песчанник крупнозернистый. б — сопоставление величин δ_p и $1/I_{ГГК}$ (в усл. ед.) с палеткой ГГК—НГК—60; $C_p=C_c < 130$ г/л; $\delta_c=1$ г/см³; $\delta_m=2,67$ г/см³; $\delta_{ГЛ}=2,74$ г/см³ (ВНИИГК)

скважины (190—243 и 270—295 мм); минерализация ПЖ (меньше 130 и больше 130 г/л); тип ПЖ (глинистый раствор вода, ИБР); модификации НК (НГК-60, ННКТ-50, 2ННКТ); тип аппаратуры (ДРСТЗ-90, СП-62, К-7).

Палетка (рис. 144, б) представляет собой сетку, образованную линиями равных значений общей пористости $k_{п. общ}$ и равных значений глинистости $k_{гл}$. По оси ординат в арифметическом масштабе откладывается величина объемной плотности $\delta_{п}$, измеренная по ГГКП, по оси абсцисс в логарифмическом масштабе $1/I_{НГК}$ в усл. ед.

Интерпретация данных парного комплекса ГГК-НК для терригенных пород выполняется в том же порядке, что и в случае карбонатных отложений. Для повышения достоверности кроме исследуемых пластов привлекаются пласты с минимальной по разрезу естественной радиоактивностью (неглинистые песчаные пласты). При этом лист кальки со всем массивом точек перемещается вдоль оси абсцисс до совмещения крайних левых точек, соответствующих пластам с минимальной глинистостью, с линией $k_{гл}=0$. Дальнейшая операция сводится к отсчёту значений $k_{п}$ и $k_{гл}$ для каждого пласта. Палетки могут использоваться при каолинистовом, хлоритовом и смешанном типах глин. Если $k_{гл} > 20\%$, при интерпретации необходимо учитывать тип глин. В тех случаях, когда $k_{гл} \leq 15\%$, ошибка в выборе типа глин не оказывает заметного влияния на результаты измерений и при интерпретации принимают смешанный тип глин.

Пример послойного расчленения разреза и определения пористости и глинистости пород по комплексу ГГК-НГК дан на рис. 144. Пористость и глинистость выделенных пластов (рис. 144, а) оцениваются по значениям $\delta_{п}$ (в г/см³) и $1/I_{НГК}$ (в усл. ед.), сопоставленных с палеткой (см. рис. 144, б).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА ПЕСЧАНО-АЛЕВРИТОВЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ РК

В методике определения фракционного состава песчано-алевритовых пород по данным РК естественное гамма-излучение пород, выраженное через двойной разностный параметр, может быть представлено в виде суммы двух слагаемых [14]

$$J_{\gamma} = I_{гл} + I_s, \quad (XII.11)$$

где $I_{гл}$, I_s — доли излучения соответственно глинистым материалом и удельной поверхностью зерен кварца. При таком подходе к решению задачи главным является раздельное изучение значений $I_{гл}$ и I_s . В грубозернистых песчаниках величина I_s мала, а J_{γ} определяется только объемной минеральной глинистостью $k_{гл}$ и практически равна

$$J_{\gamma} = I_{гл} \frac{I_{0\text{ гл}} \delta_{гл}}{\delta_{п}} k_{гл}, \quad (XII.12)$$

где $I_{0\text{ гл}}$ — показания ГК в пласте чистых глин плотностью $\delta_{гл}$; $\delta_{п}$ — объемная плотность породы, определяемая по ГГКП.

В мелкозернистых песчаниках величина I_s пропорциональна объему кварцевого скелета породы ($v=1-k_{п}-k_{гл}$) и с учетом плотности пород

$$I_s = (\delta_{кв}/\delta_{п}) I_{0s} (1-k_{п}-k_{гл}), \quad (XII.13)$$

где I_{0s} — вклад излучения поверхности кварцевых зерен, приведенный к единице объема; $\delta_{кв}$ — минеральная плотность кварца.

В соответствии с выражениями (XII.12) и (XII.13) формула (XII.11) запишется

$$J_{\gamma} = (I_{0\text{ гл}} \delta_{гл}/\delta_{п}) k_{гл} + I_{0s} (\delta_{кв}/\delta_{п}) (1-k_{п}-k_{гл}). \quad (XII.14)$$

Решая данное уравнение относительно I_{0s} , получаем

$$I_{0s} = \frac{(J_{\gamma} - I_{0\text{ гл}} \delta_{гл}/\delta_{п}) k_{гл}}{\delta_{кв}/\delta_{п} (1-k_{п}-k_{гл})} = \frac{\delta_{п}}{\delta_{кв} (1-k_{п}-k_{гл})} \times \\ \times \left(J_{\gamma} - I_{0\text{ гл}} \frac{\delta_{гл}}{\delta_{п}} k_{гл} \right) = C \left(J_{\gamma} - I_{0\text{ гл}} \frac{\delta_{гл}}{\delta_{п}} k_{гл} \right). \quad (XII.15)$$

Коэффициент C может быть представлен в виде

$$C = 1 + (\delta_{ж} k_{п} + \delta_{гл} k_{гл}) / [\delta_{кв} (1-k_{п}-k_{гл})].$$

Благодаря такому преобразованию в выражении (XII.15) вместо переменной $\delta_{п}$ вводятся параметры $\delta_{ж}$ и $\delta_{гл}$, сохраняющие устойчивость в пределах изучаемого объекта.

Определение I_{0s} возможно по формуле (XII.15) или по палетке (рис. 145). Палетка представлена четырьмя обобщенными номограммами. Номограмма 1 характеризует линейную зависимость $J_{\gamma} = f(k_{гл})$; линия A соответствует грубозернистым кварцевым песчаникам с $I_{0s}=0$; параллельно линии A дана сетка линий для вычисления разности $J_{\gamma} - J_{0\text{ гл}} (\delta_{гл}/\delta_{п}) k_{гл}$; в нижней части номограммы, на оси абсцисс, нанесена номограмма для учета отношения $\delta_{гл}/\delta_{п}$. Номограмма 2 предназначена для учета относительного объема кварцевых частиц $v=1-k_{п}-k_{гл}$ и плотностного эффекта. Номограмма 3 служит для оценки литотипа (фракционного состава) по I_{0s} . Номограмма 4 — вспомогательный график, используется для оценки коэффициента C по значениям $k_{п}$ и $k_{гл}$. Плотность глин $\delta_{гл}$ для каолинитов и гидрослюд принята в среднем равной 2,75 г/см³.

Порядок работы с палеткой отмечен пунктиром и стрелками для пласта со следующими исходными данными: $J_{\gamma}=0,4 (B_1)$; $k_{гл}=17\% (B_2)$; $\delta_{гл}/\delta_{п}=1,21 (B_3)$; пересечение абсциссы B_3 и ординаты B_1 в точке B_4 ; параллельно линии A на ординатах J_{γ} и I_s находят точки B_5 и B_6 ; по величинам $k_{гл}=17\%$ и $k_{п}=24\%$ фиксируют точки B_7 и B_8 ; в точке B_8 по оси абсцисс отсчитывают $C=1,45$ и по пересечению абсциссы B_9 и ординаты B_6 находят точку B_{10} ; точка B_{10} переносится на ординату I_{0s} в точку B_{11} . Согласно точке B_{11} рассмотренный пласт может

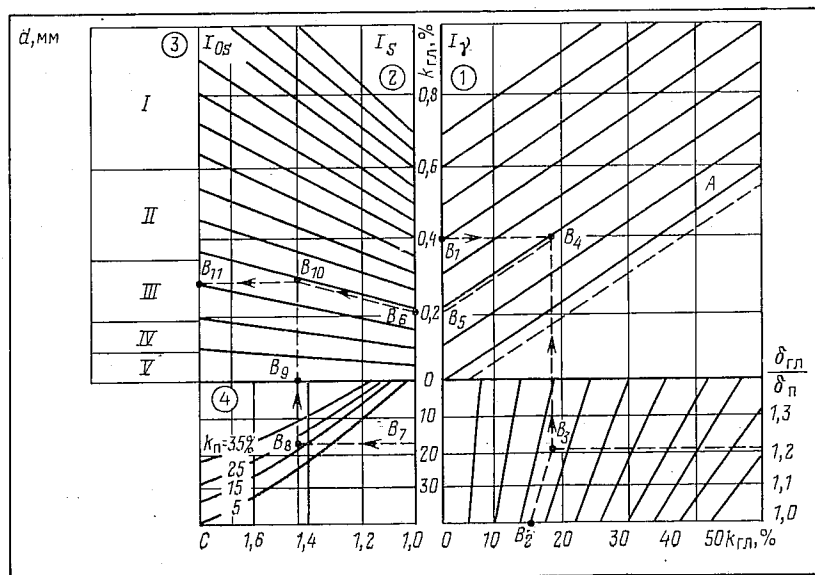


Рис. 145. Палетка для качественной оценки литотипа песчано-глинистых пород кварцевого состава (по И. В. Головацкой и Ю. А. Гулину).

I — аргиллит; алевролит: II — микрозернистый, III — крупнозернистый; песчаник: IV — микрозернистый, V — крупнозернистый

быть охарактеризован как глинистый крупнозернистый алевролит. Пористость и глинистость пласта уточняются по зависимости δ_n от $1/I_{\text{НГК}}$ (в усл. ед.) согласно палетке (см. рис. 144, б).

Наличие в пласте углистого материала и карбонатного цемента ограничивает применение рассматриваемой методики.

СПОСОБЫ ОЦЕНКИ ПОРИСТОСТИ ПОРОД С УЧЕТОМ ИХ ЛИТОЛОГИИ

Показания радиоактивного (НГК и ГГКП) и акустического каротажа по-разному зависят от минерального состава скелета породы и жидкости, заполняющей поры. Совместное использование этих методов расширяет информацию о коллекторе — его литологии и поровом заполнителе. На рис. 146 приведена зависимость между показаниями $I_{\text{НГК}}$ и пористостью k_n для доломитов, песчаников и известняков, полученной по данным НГК. В качестве опорного пласта принят известняк.

Если порода состоит только из двух известных минералов, данных двух методов (НГК-ГГКП) достаточно для определения соотношения минералов в скелете породы и оценки пористости. В более сложных случаях, когда неизвестны литология и пористость, указанные задачи решаются путем графических построений с привлечением данных ГГКП, НГК и АК.

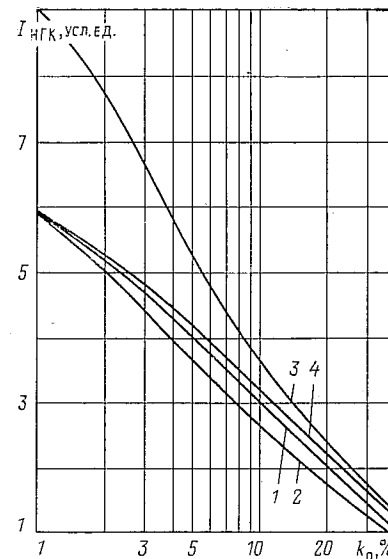


Рис. 146. Палетка зависимости показаний НГК-60 от пористости:

1 — известняка; 2 — доломита; 3 — кварцевых песчаников; 4 — полимиктовых песчаников. Прибор ДРСТ-3 на стенке необсаженной скважины. $d_c = 190$ мм; $C_v = C_c = 0$ (ВНИИГК)

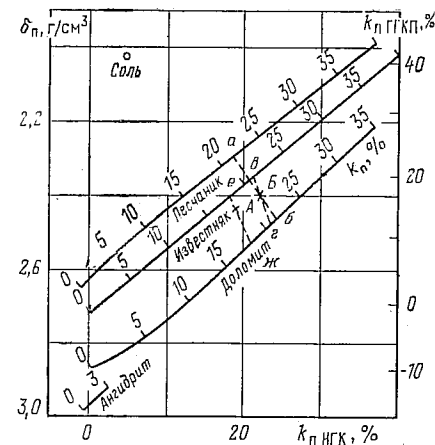


Рис. 147. График определения литологии и оценки коэффициента пористости k_n по данным ГГКП и НГК в скважинах, заполненных водой или промывочной жидкостью, приготовленной на воде

В зависимости от сложности задачи определение литологии и оценка пористости породы проводятся путем сочетания двух или трех методов.

На рис. 147 сопоставлены пористости, определенные по данным ГГКП и НГК. График составлен для чистых пород с межзерновой пористостью (поры заполнены пресной водой) с условием бурения скважин на воде или на ПЖ, приготовленной на воде. Кривые проградированы в единицах пористости. В качестве опорного пласта принят водонасыщенный известняк с межзерновой пористостью; измерения ГГКП и НГК в опорных пластах дают одинаковые результаты. Другие кривые рассчитаны для условия, что породы также обладают межзерновой пористостью и поры полностью насыщены той же жидкостью.

Для расчета кривых использованы выражение (IV.10) и зависимость показаний нейтронного гамма-каротажа от пористости для пород различной литологии (см. рис. 146).

Пример. Рассмотрим порядок расчета k_n для доломита. Как следует из рис. 146, при истинной пористости доломита 10 % кажущаяся пористость для известняка по данным кривой НГК составит 13 %. Если принять для доломита $\delta_m = 2,87$ г/см³, $\delta_f = 1$ г/см³, согласно формуле (IV.9) $\delta_n = 2,68$ г/см³.

При сохранении условия, что литология пласта соответствует известняку

($\delta_m = 2,71 \text{ г/см}^3$), с учетом расчетной объемной плотности (по данным ГГКП) значение кажущейся пористости согласно (IV.10)

$$k_{п.ГГК} = (2,71 - 2,68)/(2,71 - 1) = 0,03/1,71 = 0,017,$$

т. е. 1,7 %.

Согласно рис. 147 точке с истинной пористостью $k_{п} = 10 \%$ на линии доломитов соответствуют координаты: $k_{п.ГГК} = 13 \%$; $k_{п.ГГК} \approx 1,7 \%$; $\delta_{п} = 2,68 \cdot 10^3 \text{ г/см}^3$.

Указанным способом производится расчет зависимостей для доломитов, песчаников и других пород.

Различное положение линий на графике для песчаника, известняка и доломита указывает на существенное влияние литологии пород на показания различных методов каротажа.

Поясним на примере, как пользоваться графиком (см. рис. 147). По данным диаграмм ГГКП и НГК определяем кажущуюся пористость породы, допуская, что она представлена известняком: $k_{п.ГГКП} = 15 \%$ и $k_{п.НГК} = 19 \%$ (точка А). Эти величины находятся между кривыми, соответствующими известняку и доломиту (литологический скелет состоит из бинарной смеси). Через точку А проводим прямую линию так, чтобы на двух кривых соединились точки с одинаковой пористостью. Это соответствует $k_{п} = 18 \%$. По графику можно предположить, что скелет породы состоит из известняка и доломита. Точка А характеризует содержание в породе доломита и известняка пропорционально соотношению длин отрезков eA и $Aж$ приблизительно 40 и 60 %. Аналогично графику, приведенному на рис. 147, могут быть построены зависимости по данным АК и ГГК, АК и НГК.

Более точную оценку пористости и литологии многоминеральных пород производят по комплексу данных НК, НГК и АК.

Рассмотрим двухминеральный метод. При этом методе допускают, что литология скелета представлена в основном бинарной смесью двух минералов: кварца и известняка, известняка и доломита, доломита и ангидрита и т. п. Пористость определяют графическим способом. Сначала литологию выбирают предположительно исходя из общих представлений. Затем сделанные допущения контролируют с помощью графиков (см. рис. 147; рис. 148). Дальнейшее уточнение проводят путем последовательных приближенных расчетов.

Пример. По данным каротажа параметры пласта следующие: $k_{п.НГК} = 22 \%$, $\delta_{п} = 2,4 \text{ г/см}^3$, $\Delta t_{п} = 245 \text{ мкс/м}$. По этим координатам на график (см. рис. 147) наносим точку Б. Допустим, что литология скелета пласта представлена песчаником и доломитом. Одинаковая пористость для кривых, соответствующих доломиту и песчанику, отсекается прямой ab при $k_{п} = 21,4 \%$. Путем проведения линейной интерполяции на отрезке прямой, со-

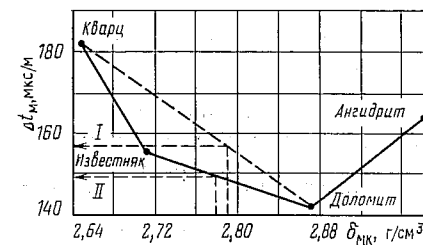


Рис. 148. График зависимости Δt_m от $\delta_{м.к}$ для различных минеральных скелетов пород.

I и II — варианты примера

единяющей линии песчаника ($\delta_m = 2,65 \text{ г/см}^3$) и доломита ($\delta_m = 2,87 \text{ г/см}^3$), найдем кажущуюся величину $\delta_{м.к}$ (в г/см^3):

$$\delta_{м.к} = \frac{2,87 - 2,65}{l} (l - k) + 2,65 = 2,79.$$

Количественные содержания песчаника и доломита в породе пропорциональны расстоянию по прямой $ab = l$ и $Bb = k$.

По рис. 148 находим, что для выбранного минералогического состава (песчаник, доломит) $\Delta t_m = 157 \text{ мкс/м}$. Принимая $\Delta t_m = 620 \text{ мкс/м}$ и подставляя полученные значения в формулу среднего времени (V.7), имеем

$$k_{п.АК} = (235 - 157)/(620 - 157) = 0,19,$$

что соответствует 19 %. Расхождение предварительных расчетных результатов 21,4 и 19 % свидетельствует о неправильном выборе литологической пары. Вносим уточнение и во втором варианте допускаем, что скелет породы представлен известняком и доломитом. В этом случае для точки Б (см. рис. 147) отсекается прямой be $k_{п} = 20,8 \%$, $\delta_{м.к} = 2,78 \text{ г/см}^3$. Соответственно на рис. 148 для указанной литологической пары $\Delta t_m = 150 \text{ мкс/м}$ и

$$k_{п.АК} = (245 - 150)/(620 - 150) = 0,202,$$

или 20,2 %.

Достаточно хорошее совпадение результатов 20,8 и 20,2 % свидетельствует о правильном выборе литологии. Зная $\delta_{м.к}$, рассчитываем содержание доломита и известняка в породе:

$$C_{изв} = \frac{\delta_{дол} - \delta_{м.к}}{\delta_{м.дол} - \delta_{м.изв}} = \frac{2,87 - 2,78}{2,87 - 2,71} = 0,56;$$

$$C_{дол} = \frac{\delta_{м.к} - \delta_{м.изв}}{\delta_{м.дол} - \delta_{м.изв}} = \frac{2,78 - 2,71}{2,87 - 2,71} = 0,44.$$

Таким образом, общая пористость пласта $k_{п} \approx 20,5 \%$; в нем 56 % CaCO_3 и 44 % $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ — доломитизированный известняк.

Рассмотренная методика применима главным образом при двухминеральных породах с межзерновой пористостью, насыщенных жидкостью (нефть, вода), и неглинистых.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ И ЛИТОЛОГИИ ПОРОД ПУТЕМ РЕШЕНИЯ СИСТЕМЫ УРАВНЕНИЙ

Для нефтеводонасыщенных неглинистых гранулярных пород по данным нейтронного, плотностного и акустического каротажа в общем случае получаем:

$$k_{п.НГК} = k_{п.общ} + k_{п.НГК.пес} C_{пес} + k_{п.НГК.дол} C_{дол} + k_{п.НГК.изв} C_{изв}; \quad (\text{XII.16})$$

$$\delta_{п} = \delta_{ж} k_{п.общ} + \delta_{пес} C_{пес} + \delta_{дол} C_{дол} + \delta_{изв} C_{изв}; \quad (\text{XII.17})$$

$$\Delta t = \Delta t_{ж} k_{п.общ} + \Delta t_{пес} C_{пес} + \Delta t_{дол} C_{дол} + \Delta t_{изв} C_{изв}. \quad (\text{XII.18})$$

Объемная модель породы описывается формулой

$$l = k_{п.общ} + C_{пес} + C_{дол} + C_{изв}. \quad (\text{XII.19})$$

Таблица 8. Параметры скелета и значения M и N для различных минералов и пород

Минерал, порода	Δt_m , мкс/м	δ_m , г/см ³	$k_{п\text{ НК}}$	M	N	M	N
				Пресная ПЖ	Соленая ПЖ	0,283	0,669
				$\delta_c = 1 \text{ г/см}^3$	$\delta_c = 1,1 \text{ г/см}^3$		
Песчаник	182	2,65	-0,035	0,265	0,628	0,283	0,669
»	168	2,65	-0,035	0,274	0,628	0,292	0,669
Известняк	156	2,71	0,00	0,271	0,585	0,288	0,621
Доломит с $k_{п}$ (в %):							
6,5—30	143	2,87	0,035	0,255	0,516	0,270	0,544
1,5—5,5	143	2,87	0,02	0,255	0,524	0,270	0,554
0—1,5	143	2,87	0,005	0,255	0,532	0,270	0,561
Ангидрит	164	2,98	-0,005	0,230	0,505	0,242	0,532
Гипс	171	2,35	0,49	0,333	0,378	0,359	0,408
Соль	220	2,03	0,04	—	—	0,430	1,032

Примечание. $k_{п\text{ НК}}$ — коэффициент пористости в зависимости от применяемого лубинного прибора НК должен быть уточнен.

Численные значения параметров Δt_m , δ_m и $k_{п\text{ НК}}$ приведены в табл. 8. При выводе указанных уравнений сделано предположение, что эффективные параметры скелета породы из смеси минералов определяются линейной комбинацией параметров матрицы составляющих минералов. Кроме того, зависимость показаний нейтронного каротажа от пористости для песчаников и доломитов приблизительно аппроксимирована прямыми линиями, каждая из которых определяется точкой, в которой $k_{п\text{ НК}} = 0$ и точкой, характеризующей показания для фильтра ПЖ в зоне проникновения для ПЖ, приготовленной на пресной воде ($k_{п\text{ НКж}} = 1$).

Система уравнений (XII.16) — (XII.19) может быть решена относительно четырех неизвестных. Этими неизвестными могут быть объемные содержания четырех минералов, если пористость породы низкая (близка к нулю). Поры, заполненные жидкостью, и поры, насыщенные газом ($k_{п\text{ г}}$), должны рассматриваться раздельно как новые составляющие. Введение $k_{п\text{ г}}$ означает, что литологический состав должен иметь на одну составляющую меньше. Решение системы уравнений довольно громоздко и наилучшим образом реализуется с помощью ЭВМ.

ОЦЕНКА ЛИТОЛОГИИ ПОРОД ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Для оценки литологии пород по данным акустического, плотностного и нейтронного каротажа рассчитываются специальные параметры, которые не зависят от пористости и определяются

только литологией. Один из таких способов основан на оценке параметров M и N по формулам

$$M = 0,1 (\Delta t_{ж} - \Delta t_{п}) / (\delta_{п} - \delta_{ж}); \quad (\text{XII.20})$$

$$N = (1 - k_{п\text{ НК}}) / (\delta_{п} - \delta_{ж}), \quad (\text{XII.21})$$

где $\Delta t_{п}$, $\delta_{п}$ и $k_{п\text{ НК}}$ — показания акустического, плотностного гамма-гамма- и нейтронного каротажа, снятые с диаграмм: $\Delta t_{ж}$ и $\delta_{ж}$ — интервальное время пробега продольной волны и плотность жидкости, насыщающей поровое пространство породы; обычно $\Delta t_{ж} \approx 620$ мкс/м и $\delta_{ж} \approx 1$ г/см³. Коэффициент 0,1 в (XII.20) вводится для удобства, чтобы параметры M и N были одного порядка. Если в уравнения (XII.20) и (XII.21) вместо $\Delta t_{п}$, $\delta_{п}$, $k_{п\text{ НК}}$ подставить значения этих параметров для скелетов Δt_m , δ_m , $k_{п\text{ НК}}$ наиболее широко встречающихся в осадочных толщах минералов (см. табл. 8), получим M и N для этих минералов. Указанные величины, нанесенные на номограмму M — N (рис. 149), определяют положение опорных точек для мономинеральных пород (кварца, известняка, доломита, ангидрита и т. д.).

Точки для полностью водонасыщенных мономинеральных пород будут находиться вблизи опорных точек, вычисленных по параметрам скелета. Точки для пород сложного состава (например, для смеси из трех минералов) располагаются в пределах треугольника, образованного линиями, соединяющими опорные точки, полученные для трех соответствующих минералов.

Так, точка A на рис. 149 попадает в треугольник «известняк — доломит — кварц» и порода, ей соответствующая, вероятнее всего, представлена смесью этих минералов. Однако точка A находится также в треугольнике «известняк — кварц — ангидрит». Окончательная оценка литологии может быть сделана по геологическим предпосылкам и вероятности распространения пород того или иного типа в изучаемом разрезе.

Трещинно-каверновая пористость, глинистость и газонасыщенность приводят к смещению точек на графике и могут послужить причиной их отклонения за пределы «литологических» треугольников.

На рис. 149 стрелками показаны направления смещения точек, вызванные этими факторами. Номограмма M — N удобна для определения лито-

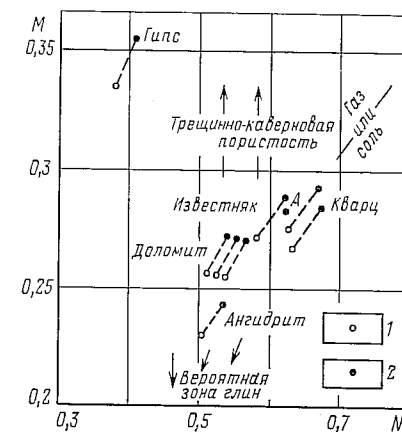


Рис. 149. Номограмма для определения литологии пород.

Промысловая жидкость: 1 — пресная ($\delta_{ж} = 1$ г/см³; $\Delta t_{ж} = 620$ мкс/м); 2 — соленая ($\delta_{ж} = 1,1$ г/см³; $\Delta t_{ж} = 607$ мкс/м).

логии пород. Недостатки этого способа: 1) положение опорных точек минералов зависит от пористости пород, минерализации промывочной жидкости и типа аппаратуры нейтронного каротажа; 2) показания нейтронного каротажа, зарегистрированные в единицах пористости известняка, не строго линейно связаны с истинной пористостью пород, что особенно проявляется в низкопористых доломитах; 3) параметры M и N — относительные величины, косвенно связанные с литологическими свойствами пород.

ГРАФИЧЕСКИЙ СПОСОБ ОЦЕНКИ ПОРИСТОСТИ ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Пористость по данным НГК может быть выражена следующим образом:

$$k_{п\text{ НГК}} = k_{п} + \omega k_{г\text{л}}, \quad (\text{XII.22})$$

где $k_{п\text{ НГК}}$ — коэффициент кажущейся пористости по НГК; $k_{п}$ — коэффициент истинной пористости; ω — удельное содержание водорода в глинах, которое в общем случае принимается равным 0,5.

Кажущаяся пористость по ГГКП может быть найдена с помощью (IV.10):

$$k_{п\text{ ГГКП}} = k_{п} + k_{г\text{л}}(\delta_{м} - \delta_{г\text{л}})/(\delta_{м} - \delta_{ж}). \quad (\text{XII.23})$$

Поскольку средние плотности минералов скелета и глин мало различаются между собой, отношение $(\delta_{м} - \delta_{г\text{л}})/(\delta_{м} - \delta_{ж})$ не превышает 0,1—0,2.

Оценка пористости глинистых коллекторов возможна путем совместного изучения показаний НГК и ГГКП и применима как для слоистых, так и рассеянных глин. Наиболее благоприятные результаты могут быть получены в случае водонасыщенной глинистой породы с известной и выдержанной литологией. Уравнения (XII.22), (XII.23) решают графически. Треугольник на рис. 150, а определяется точками B (скелет), C (жидкость) и D (глина). Расположение этих точек для рассматриваемого случая соответствует следующим условиям: $\delta_{м} = 2,65$ г/см³ (песок), $\delta_{г\text{л}} = 2,45$ г/см³, $\delta_{ж} = 1$ г/см³ (вода). Объемное содержание водорода ω в глинах (пористость по НГК) принимается равным 50 %. Треугольник разделен двумя группами параллельных прямых линий. Одна из них, параллельная линии BD , соответствует значениям $k_{п}$. Другая группа, параллельная CB , характеризует значения $k_{г\text{л}}$.

Точка A по диаграммам ГГКП имеет плотность $\delta_{п\text{ ГГКП}} = 2,2$ г/см³, а по диаграммам НГК $k_{п\text{ НГК}} = 33$ %. Путем интерполяции получаем: $k_{п} = 27$ %, $k_{г\text{л}} = 20$ %. Описанный способ дает возможность оценить общее содержание глин и применим, если параметры матрицы известны и относительно постоянны.

На рис. 150, б показана аналогичная зависимость $k_{п\text{ ГГКП}}$ и $k_{п\text{ НГК}}$ для мощной толщи глинистых известняков, когда па-

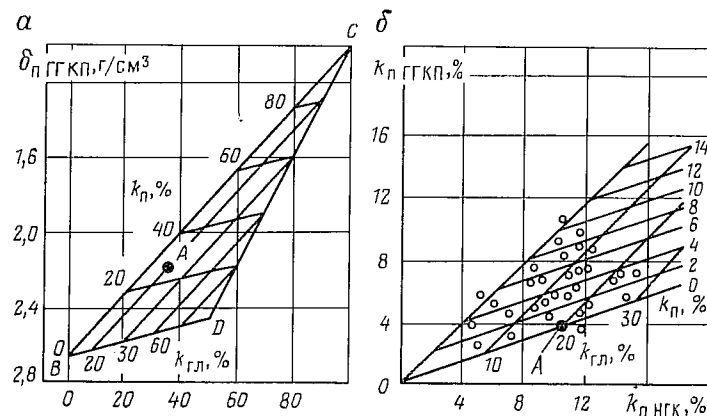


Рис. 150. Номограммы для определения коэффициента пористости $k_{п}$ и объемной глинистости $k_{г\text{л}}$ по данным ГГКП и НГК (по данным фирмы «Шлюмберже»).

а — для условий одной скважины; б — для толщи глинистых известняков

раметры матрицы неизвестны. Чтобы получить $k_{п\text{ ГГКП}}$ по формуле (XII.23), были взяты $\delta_{ж} = 1$ г/см³, $\delta_{м} = 2,71$ г/см³. Точки, расположенные на линии с наклоном 45°, соответствуют чистым породам с $k_{г\text{л}} = 0$. Нижняя правая часть графика ограничена прямой, проходящей через начало координат, и отвечает значениям $k_{п} = 0$.

После того как проведены граничные линии $k_{п} = 0$ и $k_{г\text{л}} = 0$, строят и остальную часть палетки. Линии постоянной пористости $k_{п}$ проводят параллельно прямой $k_{п} = 0$; они пересекают линию $k_{г\text{л}} = 0$ в точках $k_{п} = k_{п\text{ НГК}}$. Линии постоянной $k_{г\text{л}}$ параллельны прямой $k_{г\text{л}} = 0$; на заданной площади они пересекают линию $k_{п} = 0$ при сохранении условий (XII.22). При $k_{г\text{л}} = 100$ % $k_{п\text{ НГК}} = 0,5 k_{г\text{л}}$. Линии с постоянными значениями $k_{г\text{л}}$ позволяют определить эффективную пористость и объемное содержание глин для каждой точки.

По номограмме (см. рис. 150, б) можно определить плотность глин $\delta_{г\text{л}}$. Для примера возьмем точку A , соответствующую $k_{п} = 0$ и $k_{г\text{л}} = 20$ %. Координаты точки A : $k_{п\text{ НГК}} = 10$ %, $k_{п\text{ ГГКП}} = 3,6$ %.

Согласно (XII.23) имеем $0,036 = 0,2 (2,71 - \delta_{г\text{л}}) : (2,71 - 1)$. Отсюда $\delta_{г\text{л}} = 2,4$ г/см³.

Рис. 150 может быть использован при условии 100 %-ной водонасыщенности исследуемой зоны. Присутствие газа и легких углеводородов снижает $k_{п\text{ НГК}}$ и $\delta_{п}$ (удельную плотность породы) и увеличивает $k_{п\text{ ГГКП}}$. В связи с этим точка, соответствующая такой породе, смещается вверх и вправо. Для оценки пористости подобной породы требуются дополнительные сведения о ее глинистости и газосодержании.

§ 42. ОЦЕНКА ПОРИСТОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПО КОМПЛЕКСУ МЕТОДОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ И НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА

Совместная интерпретация данных методов сопротивления и нейтронного гамма-каротажа осуществляется чаще всего графическим способом и способом нормализации.

ГРАФИЧЕСКИЙ СПОСОБ

Графический способ P , $I_{\text{н}\gamma}$ основан на определении общей пористости $k_{\text{п. общ}}$ по НГК ($I_{\text{н}\gamma}$), межзерновой (блоковой) $k_{\text{п. м}}$ по относительному сопротивлению P и оценке вторичной пористости $k_{\text{п. вт}} = k_{\text{п. общ}} - k_{\text{п. м}}$. Величина $k_{\text{п. общ}}$ характеризует пористость суммарного объема всех пустот (трещин, каверн, межзерновых пор), $k_{\text{п. м}}$ — объема межзерновых пор, а $k_{\text{п. вт}}$ — объема всех пустот вторичного происхождения (трещины, каверны и пр.) по отношению к объему породы. Более точно вторичную пористость находят из выражения

$$k_{\text{п. вт}} = (k_{\text{п. общ}} - k_{\text{п. м}}) / (1 - k_{\text{п. м}}). \quad (\text{XII.24})$$

Обработку величин P и $I_{\text{н}\gamma}$ проводят графическим способом, предложенным А. М. Нечаем. Для этого по результатам интерпретации геофизических изменений в каждой скважине на полулогарифмическом бланке строят кривые зависимости $\lg P_{\text{м}} = f(I_{\text{н}\gamma})$, $\lg k_{\text{п. общ}} = f(I_{\text{н}\gamma})$ и $\lg P' = f(I_{\text{н}\gamma})$ (рис. 151). Здесь $I_{\text{н}\gamma}$ — значения радиационного гамма-излучения, отсчитанные по кривой НГК и приведенные к среднему фактическому диаметру скважины; $P_{\text{м}}$ — относительное сопротивление нетрещиновой породы с межзерновой пористостью; P' — условное относительное сопротивление трещиноватых пород, равное отношению $\rho_{\text{п. тр}} / \rho_{\text{в}}$ вне зависимости от насыщенности породы нефтью или водой и от типа коллектора (гранулярный, трещинный, смешанный).

1. Кривую $P_{\text{м}} = f(I_{\text{н}\gamma})$ строят для плотных (нетрещиноватых) пород с межзерновой пористостью. На полулогарифмическом бланке кривая изображается в пределах двух опорных точек прямой линией. Верхняя опорная точка соответствует плотным породам, которые характеризуются высокими значениями $P_{\text{м}}$ и $I_{\text{н}\gamma}$, а также отсутствием проникновения в них фильтрата глинистого раствора. Наиболее надежно плотный непроницаемый интервал определяют по отсутствию притока жидкости при опробовании. Положение нижней опорной точки определяется условно координатами $\lg P_{\text{м}} \approx 2$ и $I_{\text{н}\gamma} = 1$ усл. ед. (при наличии в разрезе характерных и выдержанных по площади глинистых пластов положение нижней опорной точки определяется величинами $I_{\text{н}\gamma}$ и $\lg P_{\text{м}}$ против такого пласта¹).

¹ Величина $P_{\text{м}}$ в глинистом пласте определяется по его суммарному водородосодержанию, которое составляет 30–40 %.

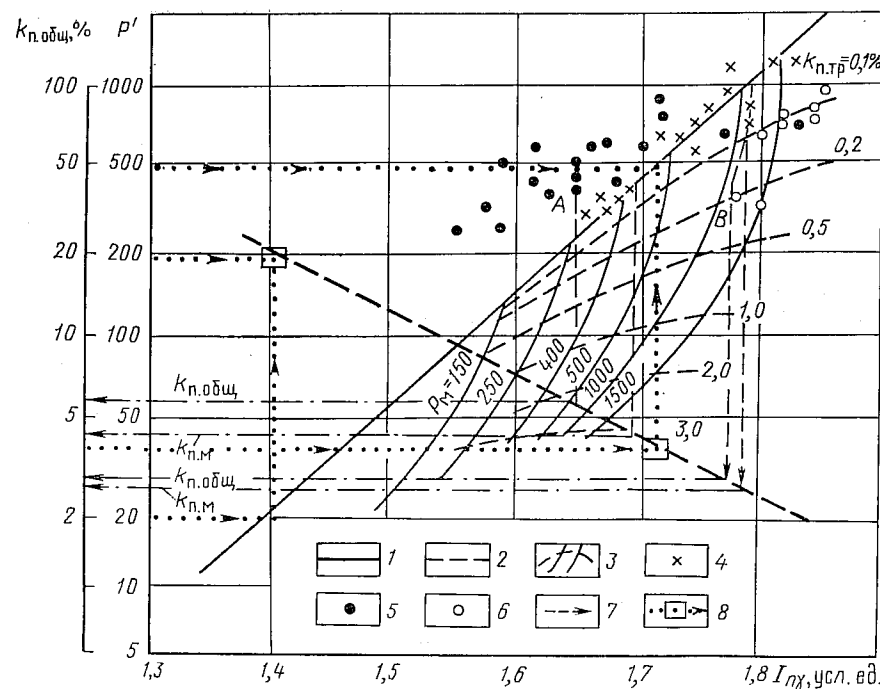


Рис. 151. Зависимости величин $P_{\text{м}}$, P' и $k_{\text{п. общ}}$ от $I_{\text{н}\gamma}$.
1 — $P_{\text{м}} = f(I_{\text{н}\gamma})$ для плотных пород; 2 — $k_{\text{п. общ}} = f(I_{\text{н}\gamma})$; 3 — $P' = f(I_{\text{н}\gamma})$ для водоносных трещиноватых пород; точки: 4 — соответствующие плотным породам; 5 — характерные пласты, вторичные поры которых заполнены нефтью, газом, пресным фильтратом, а также пласты с кавернозной пористостью; 6 — соответствующие трещиноватым породам, содержащим высокоминерализованную воду; ход решения задачи: 7 — для оценки $k_{\text{п. общ}}$ и $k_{\text{п. м}}$ пластов А и В; 8 — для построения зависимости $k_{\text{п. общ}} = f(I_{\text{н}\gamma})$.

О характере пластов-коллекторов судят по расположению точек $\lg P' = f(I_{\text{н}\gamma})$ относительно линии плотных пород $\lg P_{\text{м}} = f(I_{\text{н}\gamma})$. Для трещинно-кавернозных пород, в которых вторичные поры содержат нефть и газ или заполнены пресным фильтратом ПЖ, а также для чисто кавернозных пород независимо от характера жидкости в кавернах точки располагаются левее и выше линии плотных пород. Это вызвано тем, что удельное сопротивление указанных пород мало отличается от удельного сопротивления их блоковой (нетрещиноватой) части. В то же время увеличение общей пористости за счет наличия вторичной влечет за собой снижение показаний $I_{\text{н}\gamma}$. В трещиноватых породах, содержащих высокоминерализованную воду, под влиянием трещин происходит снижение удельного сопротивления пласта и точки на графике располагаются правее и ниже линии плотных пород.

Таким образом, распределение точек на графике с координатами $\lg P'$, $I_{\text{н}\gamma}$ зависит от структуры порового пространства и

удельного сопротивления жидкости, насыщающей пустоты, и в общем случае имеет сложный характер.

2. Зависимость $I_{пг} = f(\lg k_{п. общ})$ строят на основании установленной связи $P_m = f(k_{п. м})$ с использованием кривой $\lg P_m = f(I_{пг})$ (см. рис. 151). Зависимость $P_m = f(k_{п. м})$ находят по данным керновых определений и величинам P_m для каждого района (рис. 152). Зависимость $I_{пг} = f(\lg k_{п. общ})$ близка к прямой линии. Графическое построение связи $k_{п. общ} = f(I_{пг})$ поясним на примере.

Пример. По рис. 152 находим, что значениям P_m , равным 500 и 20, соответствуют $k_{п. м}$, равные 4 и 19 %. Из указанных точек P_m на оси ординат (см. рис. 151) проводим горизонтальные линии до линии нетрещиноватых пород (сплошная). Точки пересечения этих линий соответствуют значениям $I_{пг}$ по оси абсцисс. Используя вспомогательную шкалу $k_{п. общ}$ по оси ординат, наносим на бланк точки с координатами $k_{п. общ}$, $I_{пг}$, через которые проводим искомую прямую линию (пунктирная).

3. Семейство кривых зависимости $\lg P' = f(I_{пг})$ строят для водоносных трещиноватых пластов при различных значениях относительного сопротивления блоков P_m . В табл. 9 приведены расчетные данные такой зависимости для трещиноватых водоносных пород при относительном сопротивлении нетрещиноватого блока $P_m = 1000$ и межзерновой пористости $k_{п. м} = 2,8$ %.

Заполнение граф табл. 9 производят следующим образом. Задаются коэффициентом трещинной пористости $k_{п. тр}$. Величина

$$k_{п. общ} = k_{п. тр} + k_{п. м},$$

точнее

$$k_{п. общ} = k_{п. тр} (1 - k_{п. м}) + k_{п. м}. \quad (XII.25)$$

Относительное сопротивление трещинных водоносных пород рассчитывают при заданных $k_{п. тр}$ и P_m

$$1/P' = (2/3) (\rho_v/\rho_j) k_{п. тр} + 1/P_m, \quad (XII.26)$$

где ρ_j и ρ_v — удельное сопротивление соответственно жидкости, заполняющей трещины, и воды межзерновых пор.

Величину $I_{пг}$ определяют по зависимости $I_{пг} = f(\lg k_{п. общ})$ (см. рис. 151), согласно выбранному $k_{п. тр}$ и вычисленному $k_{п. общ}$.

Таким же образом ведут расчет и для других значений P_m и $k_{п. м}$. Полученный комплекс кривых $\lg P' = f(I_{пг})$ при $P_m = \text{const}$, $I_{пг} = f(\lg k_{п. общ})$ и $\lg P_m = f(I_{пг})$ является исходным для количественных определений общей и вторичной пористости. Рассмотрим способы оценки вторичной пористости $k_{п. вт}$ на конкретном примере.

Пример. Пласт А на рис. 151 характеризуется величинами $P' = 397$ и $I_{пг} = 1,65$ усл. ед. Приравниваем условное относительное сопротивление пласта А ($P' = 397$) к относительному сопротивлению блоковой водоносной части породы P_m и находим соответствующее ему значение $I_{пг} = 1,695$ усл. ед. Путем использования зависимости $I_{пг} = f(\lg k_{п. общ})$ определяем общую

Таблица 9. Расчетные данные для построения семейства кривых $\lg P' = f(I_{пг})$

$k_{п. пор}, \%$	$k_{п. общ}, \%$	P'	$I_{пг}, \text{ усл. ед.}$
0	2,8	1000,0	1,782
0,5	3,3	239,0	1,75
1,0	3,8	130,0	1,724
2,0	4,8	69,5	1,68
3,0	5,8	47,7	1,644

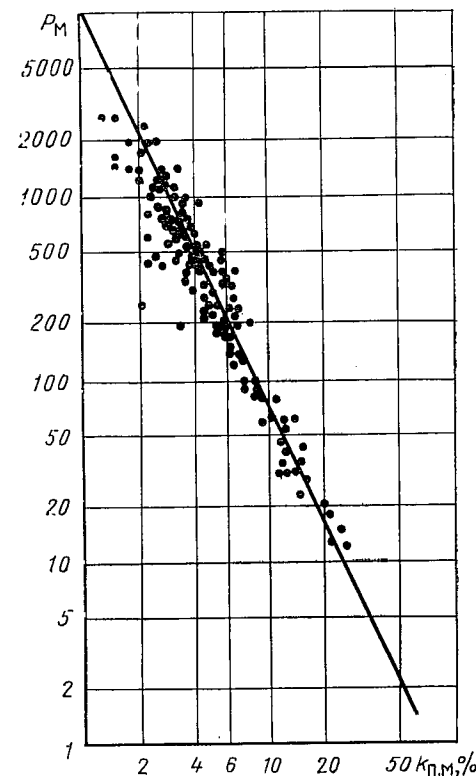


Рис. 152. Зависимость относительного сопротивления P_m плотной породы от межзерновой пористости $k_{п. м}$ для верхнемеловых отложений. P_m определено по БКЗ, $k_{п. м}$ — по данным анализов кернов в лаборатории.

$k_{п. общ}$ и межзерновую $k_{п. м}$ пористости: $k_{п. общ} = 5,60$ %, $k_{п. м} = 4,45$ %. При этом $k_{п. вт} = [(5,60 - 4,45) : (100 - 4,45)] \cdot 100 = 1,2$ %.

Водоносный трещиноватый пласт В (см. рис. 151) характеризуется величинами $P' = 413$ и $I_{пг} = 1,78$ усл. ед. По значению $I_{пг}$ с помощью кривой $I_{пг} = f(\lg k_{п. общ})$ находим $k_{п. общ} = 2,8$ %. Переносим точку В по кривой, параллельной кривым с $P_m = 1000$ и 1500, на линию $P_m = f(I_{пг})$ и, спускаясь по вертикали, находим значение $I_{пг}$, а также соответствующее ему значение $k_{п. м} = 2,55$ %. Следовательно, $k_{п. тр} = [(2,8 - 2,55) : (100 - 2,55)] \cdot 100 = 0,257$ %.

Результаты обработки измерений графическим методом для оценки общей и вторичной пористости показаны на рис. 153. По данным единичных определений параметров пористости рассчитывают средневзвешенные значения по каждой скважине и оценивают среднюю пористость пласта по площади.

Графический способ имеет достаточное физическое и теоретическое обоснование и в определенных условиях может быть использован для оценки коллекторских свойств трещинно-кавернозных пород. Такими условиями являются: присутствие в разрезе плотных, гранулярно-непроницаемых, слабоглинистых или неглинистых пород, связь продуктивности пласта с его вторичной пористостью, насыщение межзерновых пор водой, отно-

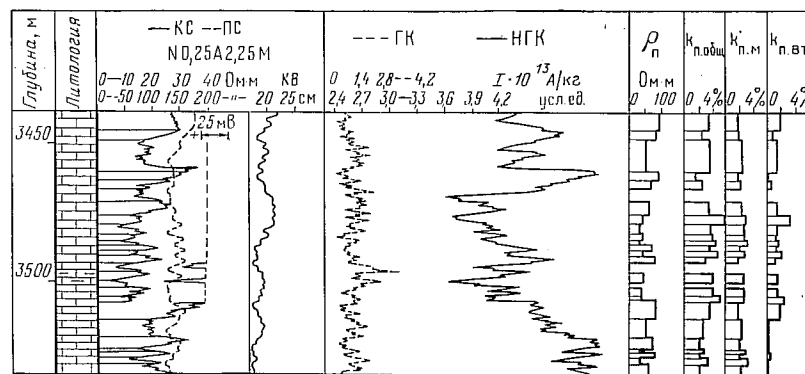


Рис. 153. Результат обработки комплекса геофизических измерений для оценки общей и вторичной пористости.
1 — известняк; 2 — глинистый известняк

нительно невысокая минерализация пластовых вод и их слабое изменение по площади и разрезу. Для применения этой методики оптимальным является заполнение трещин слабопроводящей жидкостью (нефтью, фильтратом пресной ПЖ).

В случае насыщения трещин высокоминерализованной водой методика позволяет оценить лишь трещинную пористость.

Математическим анализом погрешностей оценки вторичной пористости этой методикой установлено, что в единичных определениях могут быть допущены существенные ошибки, особенно значительные при $k_{п.вт}$, достигающем до 0,5 % (наибольшее влияние на точность определения вторичной пористости оказывают ошибки определения $I_{пг}$). Однако с учетом того обстоятельства, что ошибки в исходных параметрах носят случайный характер, при расчете средних значений вторичной пористости по большому числу интервалов получают удовлетворительные результаты. Поэтому настоящая методика должна рассматриваться как статистическая, предназначенная для определения средних параметров в пределах большой выборки, например месторождения.

Значительные трудности возникают при разделении гранулярно-непроницаемых пластов со вторичной пористостью на водоносные и нефтегазоносные. В общем случае из-за глубокого проникновения фильтрата пресной ПЖ в трещины решить эту задачу комплексной методикой не представляется возможным.

Описанный метод нашел широкое применение при изучении трещинно-кавернозных и карбонатных пород верхнемеловых отложений Северо-Восточного Предкавказья. Эффективная нефтенасыщенная емкость карбонатных коллекторов этих отложений определяется вторичной пористостью, которая изменяется

в пределах 0,25—1,05 %. Трещинная пористость изменяется от 0,05 до 0,3 %, межзерновая — от 3 до 7 %. В формировании емкости этих коллекторов преобладающее значение приобретает кавернозная пористость, а трещиноватость обеспечивает фильтрационные свойства пласта.

СПОСОБ НОРМАЛИЗАЦИИ

Настоящий способ является разновидностью графического $P_{пг}$ и заключается в комплексной интерпретации материалов нейтронного гамма-, бокового и индукционного каротажа. Этот способ предложен Н. З. Залевым и основан на линейной зависимости логарифма удельного электрического сопротивления пород от показаний НГК, что подтверждается следующими простыми расчетами. Согласно (I.30)

$$\lg \rho_p = \lg(a\rho_b) - m \lg k_{п.м}. \quad (XII.27)$$

Для некоторого известного комплекса пород можно допустить, что $\lg(a\rho_b) = \text{const}$, т. е. $\lg \rho_p = -m \lg k_{п.м} + C$.

Интенсивность радиационного гамма-излучения $I_{пг}$ также обусловлена пористостью (см. гл. IV):

$$I_{пг} = -A \lg k_{п.общ} + C. \quad (XII.28)$$

В частном случае для пород с межгранулярной пористостью $k_{п.общ} = k_{п.м}$. Следовательно, при надлежащем образом подобранных масштабах регистрации значений $I_{пг}$ и $\lg \rho_p$ для относительно чистых коллекторов с межзерновой пористостью, поры которых полностью заполнены слабоминерализованной водой, величины $I_{пг}$ и $\lg \rho_p$ могут быть совмещены. Этот вывод имеет практическое значение и используется для совмещения диаграммы НГК и удельного сопротивления, трансформированных в соответствующий логарифмический масштаб. В качестве диаграмм удельного сопротивления наиболее приемлемыми являются диаграммы, зарегистрированные зондами бокового и индукционного каротажа.

Совмещению диаграмм удельного сопротивления и НГК предшествует обработка диаграммного материала — нормализация диаграмм, заключающаяся в выборе логарифмического масштаба, трансформации кривых сопротивления, т. е. в условном приведении величин ρ_p и $I_{пг}$ к единому масштабу пористости. Для выбора масштаба в изучаемом разрезе выявляют опорные пласты, для которых в определенном диапазоне сохраняется линейная зависимость изменения геофизических параметров и пористости.

Опорными пластами могут служить чистые неглинистые и незагипсованные водонасыщенные карбонатные породы с межзерновой пористостью мощностью не менее 2—3 м, против которых соблюдается соответствие формы кривых удельного сопротивления и НГК. Для этих пластов вместо предельного относи-

тельного сопротивления P_n допускается использовать удельное сопротивление ρ_n , так как предполагается, что в исследуемом интервале удельное сопротивление пластовой воды ρ_v и температура изменяются мало, сохраняясь практически неизменными.

Чтобы определить модуль логарифмирования, строят зависимость $\lg \rho_n = f(I_{np})$ по опорным водоносным пластам (не менее двух) с заметно различающейся пористостью. В качестве ρ_n принимают $\rho_{э\text{ИК}}$ (при повышающем проникновении) и $\rho_{э\text{БК}}$ (при понижающем проникновении) с введением соответствующих поправок за мощность пласта, влияние скважины и др. (см. гл. II). Показания I_{np} откладывают на оси абсцисс в том масштабе, в каком зарегистрирована диаграмма НГК (рис. 154, а).

Модуль логарифмического масштаба определяют (в мм) по оси абсцисс; он соответствует 10-кратному изменению удельного сопротивления по оси ординат. Диаграммы удельного сопротивления по известному модулю перестраивают в логарифмическом масштабе и совмещают с диаграммами НГК. При вычерчивании диаграмм добиваются наилучшего их совмещения против водоносных пород. Логарифмический масштаб удельного сопротивления калибруется также в масштабе пористости по зависимости $P_n = f(k_n)$, установленной для рассматриваемых пород.

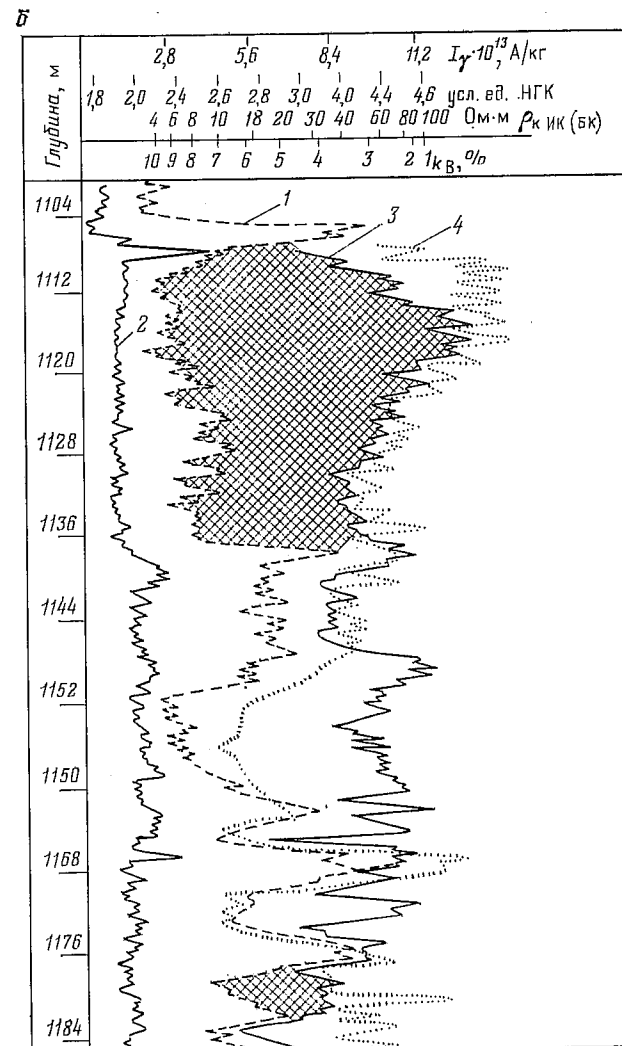
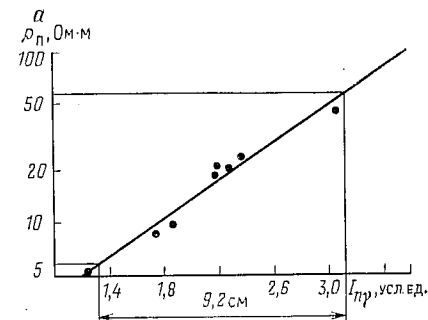
Интерпретация нормализованных диаграмм сводится к выявлению в разрезе нефтеносных пластов. Против них нормализованные диаграммы удельного сопротивления и диаграммы НГК расходятся (показания на кривых удельного сопротивления значительно выше показаний на кривой НГК). Расхождение будет тем больше, чем выше нефтенасыщенность пласта. В используемом логарифмическом масштабе фиктивные (приближенные) значения коэффициента увеличения сопротивления $P_{н.ф} = \rho_{н.ф} / \rho'_{вп}$.

Условное (фиктивное) удельное сопротивление $\rho_{н.ф}$ отсчитывают против нефтеносного пласта по диаграммам $\rho_{э\text{НК}}$ (БК), а значение $\rho'_{вп}$ снимают по диаграмме НГК, условно считая ее эквивалентной диаграмме удельного сопротивления при 100 % -ной водонасыщенности пласта (это соответствует основному положению метода, допускающему для водоносных неглинистых и незагипсованных коллекторов совпадение амплитуд нормализованных диаграмм удельного сопротивления и НГК).

Для оценки нефтенасыщенности $P_{н.ф}$ сравнивают с критическим значением этого параметра $P_{н.кр}$. При $P_{н.ф} > P_{н.кр}$ пласт относится к категории промышленно нефтеносных. Коэффициент $P_{н.ф}$ определяется расстоянием между диаграммами НГК и КС, что способствует визуальному выделению интервалов, для которых $P_{н.ф} > 1$. Расхождения между действительным значением коэффициента увеличения сопротивления и его фиктивной величиной может быть вызвано: наличием повышающего проникновения, снижающего точность определения удельного сопротивления $\rho_{э\text{БК}}$ (ИК), наличием кавернозности, завышающей

Рис. 154. Пример нормализации диаграмм БК, ИК и НГК.

а — определение модуля нормирования удельного сопротивления; б — выделение нефтеносных пластов по методике нормализации. Диаграммы: 1 — НГК; 2 — ГК; 3 — ИК; 4 — БК; штриховкой показаны нефтеносные пласты



удельное сопротивление пласта, несоответствием исходной зависимости $\rho_n = f(I_{ny})$ из-за литологических и структурных факторов (тип коллектора, глинистость, загипсованность и др.).

Для водоносных, неглинистых и незагипсованных пластов с межзерновой пористостью (типа опорных) нормализованные диаграммы удельного сопротивления и НГК совпадают. В этом случае нормализованные диаграммы могут рассматриваться как кривые пористости; для них применима зависимость $\rho_n = f(k_n)$.

Снижение точности оценки пористости наблюдается при изменении литологии коллектора, а также вследствие того, что калибровку шкалы удельного сопротивления производят не по истинным значениям ρ_n , а по приближенным $\rho_{вк}$ и $\rho_{ик}$. С целью повышения точности интерпретации кривые эталонируют по керновым данным. Для оценки общей пористости $k_{п.общ}$ нефтеносных пластов с межзерновой пористостью, а также других типов коллекторов (трещинных, кавернозных, смешанных) независимо от характера насыщенности (нефть, вода) используют диаграмму НГК. Наиболее приемлемые результаты оценки пористости при этом возможны в диапазоне изменения $k_n = 2 \div 16 \%$.

Разделение коллекторов по типам с помощью нормализованных диаграмм базируется на различном влиянии структуры пор на величину удельного сопротивления ρ_n (трещиноватость приводит к снижению удельного сопротивления, кавернозность — к ее завышению). На нормированных диаграммах против трещинных коллекторов наблюдается смещение кривой удельного сопротивления влево от показаний на диаграмме НГК, а против кавернозных — вправо.

Методику нормализации в комплексе с другими методами используют главным образом при выделении трещинных коллекторов и оценке их нефтегазонасыщенности в карбонатных разрезах. Этой методике свойственны те же ограничения, что и графической методике P, I_{ny} .

На рис. 154, б в интервале 1108—1138 м, характеризуемом как нефтенасыщенный ($P_n = 5 \div 18$), при испытании получен приток нефти с дебитом 19,2 м³/сут, $k_n = 8 \div 10 \%$. В интервале 1138—1151 м ($P_n = 2 \div 2,5$) получена вода с пленкой нефти, а в интервале 1170—1175,2 м ($P_n \approx 1$) — вода. Водоносные пласты-коллекторы характеризуются расхождением кривых бокового и индукционного каротажа. Превышение сопротивления $\rho_{вк}$ над $\rho_{ик}$ свидетельствует о наличии здесь повышающего проникновения.

Глава XIII

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов в разрезе скважины производится в основном методом сопротивления. О степени насыщения пор пласта нефтью, газом, водой судят по результатам сравнения удельного сопротивления породы ρ_n с его значением $\rho_{вл}$ при 100 %-ной водонасыщенности (P_n — коэффициент увеличения сопротивления пласта) [см. (I.50)].

§ 43. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

Достоверность определения $k_{нт}$ в сильной степени зависит от структуры и текстуры пор, наличия и характера распределения в коллекторе глинистого материала, минерализации пластовой воды и др.

ЧИСТЫЕ НЕГЛИНИСТЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ С МЕЖЗЕРНОВОЙ ПОРИСТОСТЬЮ

Если располагать данными об удельном сопротивлении ρ_n продуктивного чистого песчаного пласта и $\rho_{вл}$ при его 100 %-ном водонасыщении пластовой водой, то согласно (I.49) и (I.50)

$$k_v = \sqrt[n]{\rho_{вл}/\rho_n}. \quad (\text{XIII.1})$$

Так как $\rho_{вл} = P\rho_v$, формула (XIII.1) примет вид

$$k_v = \sqrt[n]{P\rho_v/\rho_n}. \quad (\text{XIII.2})$$

При $n=2$ получим

$$k_v = \sqrt{P\rho_v/\rho_n}. \quad (\text{XIII.3})$$

Соответственно коэффициент насыщения фильтратом в промытой зоне нефтегазонасыщенного пласта

$$k_{в.пз} = \sqrt{P\rho_{ф}/\rho_{пз}}. \quad (\text{XIII.4})$$

Разделим уравнение (XIII.2) на (XIII.4):

$$k_v/k_{в.пз} = \sqrt{(\rho_{пз}/\rho_n)/(\rho_{ф}/\rho_v)}. \quad (\text{XIII.5})$$

Отношение $k_v/k_{в.пз}$ используют для оценки нефтенасыщенности коллектора и содержания в нем подвижных углеводородов. Например, если $k_v/k_{в.пз} \approx 1$, то при проникновении фильтрата ПЖ в пласт вытеснения углеводородов не происходит даже в том случае, когда они в пласте имеются. Если $k_v/k_{в.пз} \leq 0,7$, то в пласте имеются подвижные углеводороды.

При совместном решении уравнений (I.18) и (XIII.5) получим зависимость $E_{ПС}$ от отношений $\rho_{пз}/\rho_{п}$ и $k_{в, пз}/k_{в}$:

$$E_{ПС} = -K_{ПСТ} [\lg(\rho_{пз}/\rho_{п}) + 2 \lg(k_{в, пз}/k_{в})]. \quad (XIII.6)$$

Зависимости (XIII.6) и (XIII.5) легли в основу построения палетки (рис. 155). При этом было сделано допущение, что для некоторой средней остаточной нефтегазонасыщенности и не очень глубоком проникновении фильтрата глинистого раствора в пласт применима эмпирическая зависимость

$$k_{в, пз}^F = k_{в}^{1/5}. \quad (XIII.7)$$

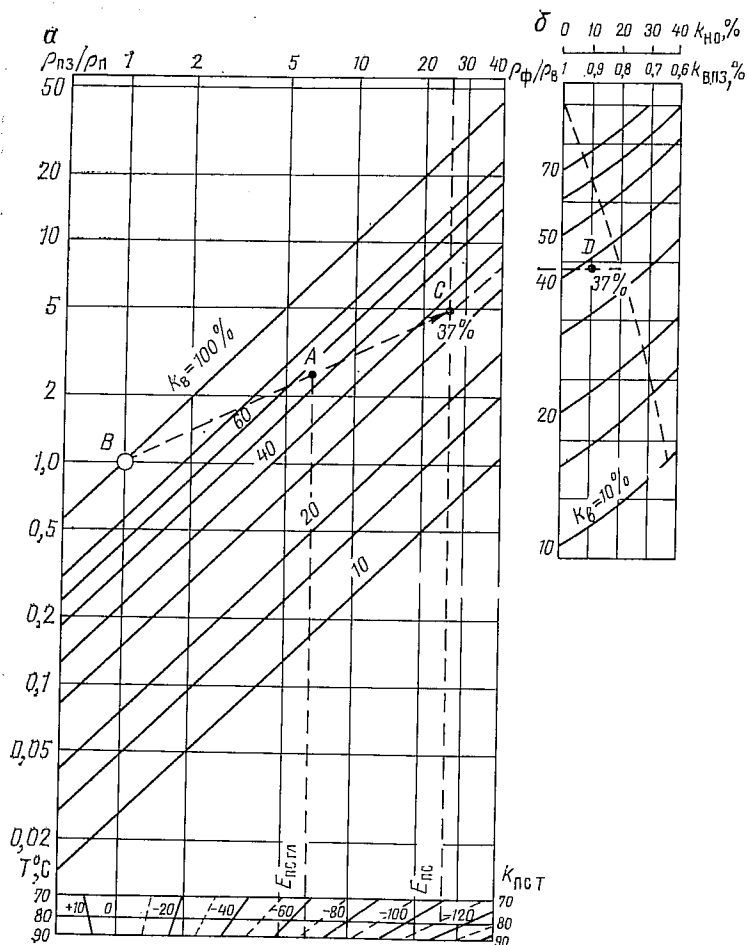


Рис. 155. Палетка для определения коэффициентов водонасыщенности $k_{в}$ глинистых слоистых песчаников (а) и того же коэффициента с введением поправки за среднюю остаточную нефтенасыщенность $k_{но}$ (б).

Следовательно, выражение (XIII.5) может быть записано в виде

$$k_{в} = [(\rho_{пз}/\rho_{п}) (\rho_{в}/\rho_{ф})]^{5/8}. \quad (XIII.8)$$

Палетка а на рис. 155 представляет графическое решение уравнения (XIII.8). Для приближенной оценки $k_{в}$ в этом случае достаточно определить $\rho_{пз}$ и $\rho_{п}$ по кривым удельного сопротивления и отношение $\rho_{ф}/\rho_{в}$ или значение $E_{ПС}$ по кривой ПС (см. гл. I).

При бурении скважин на минерализованной ПЖ измерение сопротивлений в ряде случаев проводят зондами БК и БМК. При этом допускается упрощенная интерпретация: при очень малой амплитуде $\Delta U_{ПС}$ можно считать, что $\rho_{ф} = \rho_{в}$. Пренебрегая влиянием глинистой корки, без существенной погрешности приравнивают удельные сопротивления $\rho_{к БК}$ и $\rho_{к БМК}$ соответственно к удельным сопротивлениям пласта $\rho_{п}$ и зоны проникновения $\rho_{зп}$. Согласно формуле (XIII.8)

$$k_{в} = [(\rho_{к БМК}/\rho_{к БК}) (\rho_{в}/\rho_{ф})]^{5/8}, \quad (XIII.9)$$

а при $\rho_{ф} \approx \rho_{п}$

$$k_{в} = (\rho_{к БМК}/\rho_{к БК})^{5/8}. \quad (XIII.10)$$

Рассмотренные способы оценки $k_{в}$ известны в литературе как методы отношений и используются при отсутствии данных о пористости.

В тех случаях, когда пористость коллектора установлена одним из геофизических методов, $k_{в}$ определяют путем совместного решения уравнений (I.30) и (I.50). При этом получим уравнение

$$k_{в}^n = a \rho_{в}/k_{п}^m \rho_{п}. \quad (XIII.11)$$

Для неглинистых гранулярных песчаников приняты следующие значения: $n=2$, $m=2$, $a=1$. В этом случае

$$k_{в} = \sqrt{\rho_{в}/\rho_{п}} / k_{п}. \quad (XIII.12)$$

При оперативной интерпретации для разделения разреза, представленного чистыми породами с межзерновой пористостью, на продуктивные и непродуктивные пласты часто пользуются экспресс-методами. Результаты применения одного из них представлены тремя кривыми пористости (рис. 156), которые определены по АК ($k_{п АК}$) или НГК ($k_{п НГК}$) и по кривым кажущегося удельного сопротивления, зарегистрированным зондами БК ($k_{п БК}$) и БМК ($k_{п БМК}$). Согласно (I.32) и (XIII.12)

$$k_{п БК} = \sqrt{\rho_{в}/\rho_{БК}}; \quad (XIII.13)$$

$$k_{п БМК} = \sqrt{\rho_{ф}/\rho_{БМК}}. \quad (XIII.14)$$

Если считать, что $\rho_{БК} \approx \rho_{п}$, $\rho_{БМК} \approx \rho_{пз}$, то $k_{п БК} \approx k_{п} k_{в}$ и $k_{п БМК} \approx k_{п} k_{в, пз}$. Произведения характеризуют объемы водонасыщен-

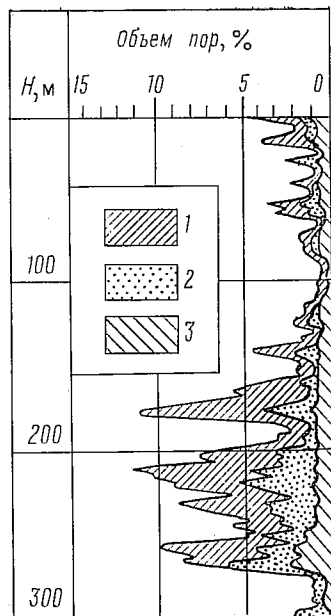


Рис. 156. Кривые, характеризующие насыщенность пласта углеводородами.

Насыщенность: 1 и 2 — соответственно остаточными подвижными углеводородами, 3 — водой

по отношению к суммарной пористости породы ($k_{п\text{ак}}$ или $k_{п\text{нгк}}$). Оценку наличия в пласте подвижной нефти, как это показано на рис. 156, производят приближенно.

Использование высокоминерализованной ПЖ при бурении скважины, когда $\rho_f \approx \rho_v$, наиболее благоприятно для применения данного метода. Обработка результатов реализуется обычно на ЭВМ.

ГЛИНИСТЫЙ КОЛЛЕКТОР С МЕЖЗЕРНОВОЙ ПОРИСТОСТЬЮ

Такой коллектор схематично можно представить состоящим из двух компонент — чистой, характеризующей эффективную пористость, и глинистой, характеризующей неэффективную пористость (рис. 157).

Против мощных полностью водонасыщенных глинистых песчаников по аналогии с (XIII.6) $E_{пс\text{гл}}$ может быть записана

$$E_{пс\text{гл}} = -K_{пс\text{т}} [\lg(\rho_{пз}/\rho_{вп}) + 2\alpha_{пс} \lg(k_{в.пз}/k_v)]. \quad (\text{XIII.15})$$

Коэффициент $\alpha_{пс}$ учитывает снижение амплитуды аномалий ПС против глинистого песчаника по сравнению с амплитудой

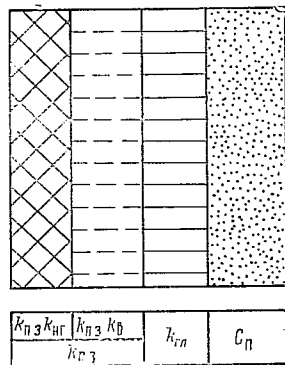


Рис. 157. Объемная модель двухкомпонентной песчано-глинистой породы.

$k_{пз}$, $k_{нг}$ и $k_{пз}$, k_v — соответственно нефтегазонасыщенная и водонасыщенная части макropорового пространства; $C_{п}$ — объемная песчанность; $k_{пз}$ — пористость коллектора, образованная зернами песка

ной пористости соответственно неизменной части пласта и промытой зоны. Расхождение между $k_{п\text{вмк}}$ и $k_{п\text{бк}}$, соответствующее разности $k_{п\text{в.пз}}$ — $k_{п\text{в}}$, отражает долю содержания подвижных углеводородов

против чистого песчаного пласта (I.25). Соотношение (XIII.15) можно считать справедливым для диапазона изменения глинистости от $\alpha_{пс} = 0$ (глина) до $\alpha_{пс} = 1$ (чистые породы).

Для неглинистого полностью водонасыщенного пласта $k_v = k_{в.пз} = 1$, следовательно, формула (XIII.15) принимает вид

$$E_{пс} = -K_{пс\text{т}} \lg(\rho_{пз}/\rho_{вп}), \quad (\text{XIII.16})$$

где величину $K_{пс\text{т}}$ определяют по (I.22) с учетом температуры пласта. Выражение (XIII.16) с некоторым допущением справедливо и для глинистых водонасыщенных песчаников.

С помощью методики определения удельного сопротивления пластовой воды по кривой ПС, рассчитанной для неглинистых песчаников (см. гл. I), определяют величину $\rho_{в.к}$ кажущегося удельного сопротивления пластовой воды. Таким образом,

$$E_{пс\text{гл}} = -K_{пс\text{т}} \lg(\rho_f/\rho_{в.к}). \quad (\text{XIII.17})$$

Величина $\rho_{в.к}$ больше истинного сопротивления пластовой воды ρ_v . Это следует из (XIII.16) и (XIII.17), где значение общего коэффициента диффузионно-адсорбционной ЭДС ПС при температуре T $K_{пс\text{т}}$, рассчитанное для неглинистого пласта, повышено по сравнению с его значением в глинистом пласте. Превышение величины $\rho_{в.к}$ над ρ_v свидетельствует о содержании в пласте глинистого материала.

Приравнивая правые части уравнений (XIII.16) и (XIII.17) друг к другу, получим

$$\rho_{пз}/\rho_{вп} \approx \rho_f/\rho_{в.к}; \quad \rho_{вп} = \rho_{пз}\rho_{в.к}/\rho_f \approx P_{пз}\rho_{в.к}. \quad (\text{XIII.18})$$

Следовательно, удельное сопротивление глинистого коллектора при его 100 %-ной водонасыщенности определяется приближенно произведением $P_{пз}\rho_{в.к}$. Соответственно приведенное относительное сопротивление для водоносного глинистого коллектора

$$P_{п.прив} = P_{пз}\rho_{в.к}/\rho_v, \text{ или } P_{п.прив} = \rho_{пз}\rho_{в.к}/\rho_f\rho_v. \quad (\text{XIII.19})$$

Для нефтегазонасыщенного глинистого пласта коэффициент остаточной нефтегазонасыщенности в зоне проникновения учитывается коэффициентом увеличения сопротивления $P_{но}$ и приобретает вид

$$P_{п.прив} = \rho_{пз}\rho_{в.к}/\rho_f\rho_v P_{но}. \quad (\text{XIII.20})$$

При использовании формулы (XIII.20) следует учитывать, что остаточная нефтегазонасыщенность приводит к увеличению удельного сопротивления промытой зоны $\rho_{пз}$ и к снижению $E_{пс}$. Поэтому приведенное относительное сопротивление $P_{п.прив}$, определенное для нефтегазонасыщенного пласта по (XIII.20), окажется

завышенным. Соответственно приведенный коэффициент увеличения сопротивления

$$P_{н. прив} = \rho_p / \rho_{вп} = (\rho_p / \rho_{пз}) (\rho_{ф} / \rho_{в. к}) \quad (XIII.21)$$

окажется несколько заниженным.

Следовательно, по формуле (XIII.21) можно вычислить лишь оценочные критерии нефтегазонасыщенности глинистого коллектора.

Пример. Глинистый песчаник имеет следующие параметры: $\rho_p = 14$ Ом·м; $\rho_{пз} = 20$ Ом·м; $\rho_{ф т} = 0,7$ Ом·м; $\rho_{в т} = 0,02$ Ом·м; $E_{пс} = -97,5$ мВ; $K_{пс т} = 110$ мВ. Для определения пористости и нефтегазонасыщенности песчаника воспользуемся известными выражениями. По (XIII.17)

$$E_{пс} = -110 \lg(0,7 : \rho_{в. к}), \quad \rho_{в. к} \approx 0,092 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$P_{пз} = \rho_{пз} / \rho_{ф} = 20 : 0,7 = 28,5;$$

$$\rho_{вп. прив} = P_{пз} \rho_{в. к} \approx 28,5 \cdot 0,092 = 2,65 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$P_{н. прив} = \rho_p / \rho_{вп} = 5,3.$$

При показателе степени водонасыщенности $n=2$ (1.50) находим: $5,3 = 1 : k_n^2$; $k_n = 0,43$. Следовательно, $k_{нг} = 1 - k_n = 0,57$. Для рассматриваемых отложений известно, что при критическом значении $k_n = 0,5$ пласт нефтеносен. Нефтеносность пласта была подтверждена его испытанием.

С целью оценки k_n определяем по (XIII.20) величину $P_{прив}$ при $k_{но} \approx 0,3$ и соответственно $P_{но} \approx 2 : P_{прив} = \rho_{пз} \rho_{в. к} / (\rho_{ф} P_{но}) = 20 \cdot 0,092 / (0,7 \times \times 0,02 \cdot 2) \approx 65,1$.

Для исследуемых отложений между k_n и P_n экспериментально установлена зависимость: $P_n = 0,94 / k_n^{2,3}$, откуда $k_n = 0,161$, что приблизительно соответствует данным лабораторных анализов керна.

УНИВЕРСАЛЬНАЯ МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Методика разработана С. Г. Комаровым и Э. Ю. Миколаевским для оценки характера насыщенности глинистых песчаников любого типа. Согласно этой методике песчано-глинистый коллектор представляется состоящим из двух компонент — глинистой и неглинистой (чистой). Остаточная водонасыщенность чистой компоненты в нефтегазонасыщенной породе мала, $k_{во} \approx 0,1$. По формуле (1.50) получаем: $P_{но} = k_{во}^{-2} \approx 100$. Следовательно, значение электропроводности чистой компоненты в общей электропроводности нефтегазонасыщенной породы на два порядка ниже значения электропроводности глинистого материала. Уже при содержании нескольких процентов глинистого материала влияние его на общую электропроводность нефтегазонасыщенной породы будет значительным. Можно предполагать, что удельные сопротивления глинистых компонент нефтеносных и водоносных пород мало различаются между собой.

При оценке нефтегазонасыщенности глинистых коллекторов допускают, что нефтегазонасыщенность глин равна нулю. В этом случае фактическая нефтегазонасыщенность

$$k_{нг} = k_{нг. ч} (1 - k_{гг}) k_{п. ч} / k_{п. ч}, \quad (XIII.22)$$

где $k_{нг. ч}$ — нефтегазонасыщенность чистой компоненты, в нефтегазонасыщенной зоне пласта равная 0,8—0,9; $k_{п. ч}$ — пористость чистой компоненты.

Для песчано-глинистых коллекторов в большей части случаев $k_{п} \approx k_{п. ч}$ и

$$k_{нг} = k_{нг. ч} (1 - k_{гг}). \quad (XIII.23)$$

Из (XIII.23) следует, что нефтегазонасыщенность песчано-глинистого пласта рассчитывается с учетом коэффициента нефтегазонасыщенности чистой компоненты и объемной глинистости. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности чистой компоненты в общем случае — сложная задача, как это следует из выражений (1.54) и (1.55). В связи с этим был сделан вывод о целесообразности оценки нефтегазонасыщенности глинистого песчаника не по коэффициенту увеличения сопротивления P_n , вычисленному обычным способом, а путем сравнения значений удельного сопротивления $\rho_{вп}$ пласта при 100 %-ной водонасыщенности и $\rho_{нг}$ при предельной нефтегазонасыщенности, рассчитанных по (1.42), (1.44), (1.52) и (1.53). В этом случае необходимо располагать данными об объемной глинистости пласта $k_{гг}$ для каждого исследуемого интервала. Величину $k_{гг}$ рекомендуется определять по относительной естественной гамма-активности J_γ с помощью выражений (IV.2), (XI.7).

Обработку каротажных данных для оценки нефтегазонасыщенности песчано-глинистых коллекторов проводят в следующем порядке.

1. По комплексу геолого-геофизических данных в разрезе выделяют пласты-коллекторы, которые разделяют на неглинистые (чистые) и глинистые.

2. Для глинистых коллекторов определяют объемную глинистость $k_{гг}$.

3. Находят исходные данные коллекторов: ρ_p , $\rho_{в. ч}$ (удельное сопротивление неглинистой части пласта при водонасыщенности 100 %) и $\rho_{гг}$. Величину $\rho_{в. ч}$ определяют по значениям $P_{пред}$ и ρ_v : $P_{пред} — по k_{п. ч}$. Приближенное значение $\rho_{в. ч}$ можно вычислить по (1.29). За величину $\rho_{гг}$ принимают удельное сопротивление глин, вмещающих рассматриваемый пласт.

4. Значения $\rho_{вп}$ и $\rho_{нг}$ рассчитывают по формулам (1.42), (1.44), (1.52) и (1.53), руководствуясь характером размещения глинистого материала в пласте. При малых $k_{гг}$ глинистый материал чаще всего рассеян по породе. В случае $k_{гг} > 30$ % влияние различия в характере распределения глин на показания удельного сопротивления невелико и можно пользоваться любым вариантом. Если характер пласта не выяснен, целесообразно пользоваться средними значениями из двух вариантов.

5. Удельное сопротивление пласта ρ_p сравнивают с расчетными значениями $\rho_{нг}$ и $\rho_{вп}$ и оценивают характер насыщения пласта. Если ρ_p приближается по величине к $\rho_{нг}$ или $\rho_{вп}$, пласт считают соответственно нефтегазонасыщенным или водоносным.

Когда $\rho_{вп} < \rho_{п} < \rho_{нг}$, выясняют промышленную нефтегазоносность пласта. Для этого в формулах (I.52), (I.53) вместо $k_{во} = 0,1$ используют значение критической водонасыщенности $k_{во.кр} \approx 0,4$. Если в этом случае $\rho_{п} > \rho_{нг}$, пласт считается нефтегазоносным, при $\rho_{п} < \rho_{нг}$ — водоносным.

6. По формулам (XIII.22) и (XIII.23) подсчитывают коэффициент нефтегазонасыщенности пласта.

Пример. Необходимо определить характер насыщения пласта при следующих исходных данных: $\rho_{п} = 6$ Ом·м; $\rho_{в} = 0,025$ Ом·м; $\rho_{гп} = 2,5$ Ом·м; $k_{п.ч} = 0,2$; $I_{гп} = 7,6 \cdot 0,72 \cdot 10^{-14}$ А/кг; $I_{гч} = 6,8 \cdot 0,72 \cdot 10^{-14}$ А/кг; $I_{гпг} = 8,3 \cdot 0,72 \cdot 10^{-14}$ А/кг. Для этого пласта среднее значение $k_{гп.ср} = 0,65$; $\rho_{в.ч} = \rho_{п} k_{п.ч} = 0,025 \times 0,2 = 0,005$ Ом·м.

Относительная величина естественной гамма-активности J_{γ} , вычисленная по (IV.2), (X.7):

$$J_{\gamma} = (7,6 - 6,8) : (8,3 - 6,8) = 0,53;$$

$$k_{гп} = J_{\gamma} k_{гп.ср} = 0,53 \cdot 0,65 = 0,34.$$

Если за остаточную водонасыщенность чистой компоненты принять величину 0,1, то согласно (I.42), (I.52)

$$1/\rho_{вп} = 0,34 : 2,5 + (1 - 0,34) : 0,625 = 1,2;$$

$$\rho_{вп} = 0,83 \text{ Ом·м};$$

$$1/\rho_{нг} = 0,34 : 2,5 + 0,66 : 0,01 : 0,625 = 0,15;$$

$$\rho_{нг} = 6,6 \text{ Ом·м}.$$

Как видно, расчетная величина $\rho_{нг}$ приближается к значению $\rho_{п}$. Следовательно, пласт нефтегазоносный, можно предположить, что он характеризуется тонким чередованием прослоев песков и глин.

По (XIII.23) определяем $k_{нг} = 0,9(1 - 0,34) \approx 0,6$.

На основе рассмотренной выше методики рекомендованы количественные критерии для оценки характера насыщения песчано-глинистого пласта. На этих критериях базируется методика разделения пластов на нефтегазоносные и водоносные с помощью автоматической обработки геофизической информации.

ОЦЕНКА ПОРИСТОСТИ И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ И ПС

Электропроводность глинистых пород изменяется в зависимости от характера распространения в них глинистых частиц [см. (I.42) и (I.44)]. Этим определяется различный подход к оценке пористости и насыщенности слоистых песчано-глинистых пород и пород с рассеянным глинистым материалом.

СЛОИСТАЯ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТАЯ ПОРОДА

Эта порода представлена чередованием глинистых и чистых пород; глинистый материал расположен в виде тонких параллельных прослоев, чередующихся с прослоями чистых песков. В этом

случае глинистые и песчаные прослои образуют электрическую параллельную цепь. Если считать, что измерения выполняют вдоль напластования, то количественную оценку $k_{в}$, $P_{п}$, а следовательно, и $k_{п}$ глинистых нефтегазонасыщенных коллекторов проводят на основании уравнения (I.52), его производного

$$1/\rho_{пз} = k_{гп}/\rho_{гп} + (1 - k_{гп}) k_{в.пз}^2 / \rho_{ф} \quad (\text{XIII.24})$$

и соотношения (XIII.15), отражающего связь амплитуды аномалии $E_{псгп}$ в мощном глинистом песчанике с величинами $\rho_{п}$, $\rho_{пз}$, $k_{в.пз}$ и $k_{в}$. Система этих трех уравнений содержит четыре неизвестных: $k_{гп}$, P , $k_{в}$, $k_{в.пз}$ и для ее решения одно из них необходимо определить дополнительным способом. При решении уравнения (XIII.15) задаются наиболее вероятным значением $k_{в.пз}$. Величину $\alpha_{пс}$ рассчитывают по (I.25).

Для облегчения расчетов имеются специальные палетки (см. рис. 155; рис. 158), дающие возможность определять коэффициенты водонасыщенности и пористости слоистых глинистых песчаников. Эта задача решается, если известны следующие параметры коллектора: удельное сопротивление пластов $\rho_{п}$ и промытой части пласта $\rho_{пз}$, отношение $\rho_{ф}/\rho_{в}$ или $E_{псгп}$ против исследуемого пласта, а также $E_{пс}$ против чистых пластов (например, ближайшей части чистых песчаников в разрезе).

При построении левой части номограммы a (см. рис. 155) принимали, что между $k_{в.пз}$ и $k_{в}$ существует зависимость (XIII.7).

Если значение $k_{в.пз}$ не удовлетворяет этому уравнению, в величину $k_{в}$ вносят поправку по номограмме b .

Коэффициент водонасыщенности определяют в следующем порядке.

1. Для получения точки A на рис. 155 по левой шкале откладывают отношение $\rho_{пз}/\rho_{п}$, а по нижней шкале — $E_{псгп}$ с учетом $K_{псгп}$.

2. Через точку B с координатами $\rho_{пз}/\rho_{п} = 1$ и $E_{пс} = 0$, когда $k_{в} = 100\%$, и через точку A проводят вспомогательную прямую.

3. Через точку с абсциссой $E_{пс}$ (против чистых пластов) или $\rho_{ф}/\rho_{в}$ проводят вертикальную прямую до пересечения со вспомогательной прямой.

4. По правой части палетки a вносят поправку за остаточную нефтенасыщенность $k_{но}$ и отсчитывают $k_{в}$.

Пример. Для глинистого песчаника $\rho_{пз}/\rho_{п} = 2,5$; $E_{псгп} = -65$ мВ, для неглинистого пласта с такой же минерализацией пластовой воды расчетные значения $E_{пс} = -112$ мВ; $K_{псгп} = -80$ мВ, предполагаемое значение $k_{но} = 10\%$. Требуется определить нефтегазонасыщенность пласта. Пользуясь номограммой (см. рис. 155), находим точку D (на кривой палетки b) и определяем $k_{в} = 37\%$. Следовательно, $k_{нг} = 63\%$.

Для оценки пористости тонкослоистых песчано-глинистых пластов применяют палетку (см. рис. 158), составленную на основании уравнений (I.52), (XIII.15) и (XIII.24). При использо-

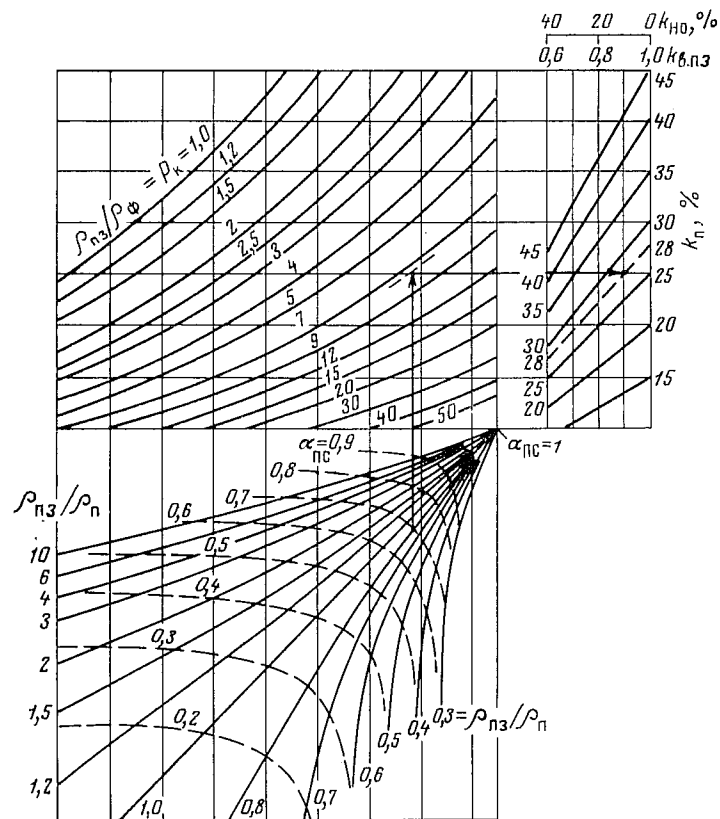


Рис. 158. Палетка для определения коэффициента пористости слоистых глинистых песчаников (по данным фирмы «Шлюмберже»).

вании этой палетки необходимо располагать исходными данными для исследуемого пласта $\rho_{п}$, $\rho_{пз}$, $\alpha_{пс}$, $P_{пз}$ и $k_{пз}$. Порядок пользования палеткой поясним на следующем примере.

Пример. Дано: $\rho_{п}=4,7$ Ом·м; $\rho_{пз}=3,75$ Ом·м; $E_{пс}=-78$ мВ; $\rho_{ф\tau}=0,5$ Ом·м; $\rho_{в\tau}=0,02$ Ом·м; $k_{пз}=10\%$; $E_{пс}=-112$ мВ. Определяем $\alpha_{пс}=78:112=0,7$; $\rho_{пз}/\rho_{п}=3,75:4,7=0,8$; $P_{пз}=\rho_{пз}/\rho_{ф\tau}=3,75:0,5=7,5$. По $\alpha_{пс}$ и $P_{пз}/\rho_{п}$ находим точку, соответствующую $P_{пз}=7,5$, затем по палетке (см. рис. 158) определяем $k_{пз}=28\%$.

ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫЕ ПОРОДЫ С РАССЕЯННЫМ ГЛИНИСТЫМ МАТЕРИАЛОМ

В песчано-глинистых породах с дисперсно рассеянным по объему породы глинистым материалом для определения $k_{п}$ и $k_{в}$ может быть применена методика, предложенная А. де Витте. Автор модели и методики интерпретации исходит из положения,

что в рассматриваемом случае поры чистого коллектора заполнены смесью пластовой воды и глинистых частиц. Глины в рассеянном состоянии в смеси с пластовой водой обладают проводимостью, подобно смеси электролитов.

Количественную интерпретацию данных каротажа производят на основании системы уравнений, составленных по аналогии с уравнениями (I.39), (I.40'), (XIII.15) для нефтегазонасыщенных песчано-глинистых коллекторов:

$$1/\rho_{п} = Ak_{в} + Bk_{в}^2/\rho_{в}; \quad (\text{XIII.25})$$

$$1/\rho_{пз} = Ak_{в, пз} + Bk_{в, пз}^2/\rho_{в}; \quad (\text{XIII.26})$$

$$E_{пс\tau} = -K_{пс\tau} \lg \frac{\rho_{ф}}{\rho_{в}} \frac{A\rho_{в}/Bk_{в} + 1}{A\rho_{ф}/Bk_{в} + 1}. \quad (\text{XIII.27})$$

Для водоносного пласта ($k_{в}=1$) уравнение (XIII.25) обращается в (I.39).

Уравнения (XIII.25) и (XIII.26) составлены по результатам измерения удельного сопротивления пород, содержащих рассеянный глинистый материал, при различном удельном сопротивлении поровой воды (пластовой воды $\rho_{в}$ и фильтрата $\rho_{ф}$). Выражение (XIII.27) характеризует изменение амплитуды аномалии $E_{пс\tau}$ в глинистом пласте за счет заполнения нефтью или газом части порового пространства и является аналогом уравнения (XIII.15). Система из трех уравнений (XIII.25) — (XIII.27) содержит четыре неизвестных: A , $k_{в}$, $k_{в, пз}$, $P_{пред}$. Поэтому при решении этой системы одним из неизвестных (часто $k_{в, пз}$) приходится задаваться, что вносит некоторую погрешность в конечные результаты.

Необходимость предварительного выбора (задания) величины $k_{пз}$ ($k_{в, пз}$) является существенным недостатком изложенных методик интерпретации диаграмм электрического каротажа для слоистого и рассеянного глинистого материала. Повышение точности оценки пористости и нефтегазонасыщенности глинистых песчаников по результатам электрометрических исследований может быть достигнуто путем детального изучения зависимости остаточной нефтенасыщенности от пористости $k_{пз}=1-k_{в, пз}=f(k_{пз})$ или $P_{пз}=f(k_{пз})$ (см. рис. 134). Эта зависимость описывается линейным уравнением

$$k_{в, пз} = b + ck_{пз}, \quad (\text{XIII.28})$$

где для песчано-алеврито-глинистых пород нижнего мела $b=0,5$; $c=1,065$.

Уравнения (I.30), (XIII.25) — (XIII.28) образуют алгебраическую систему с числом неизвестных величин, соответствующим числу уравнений. Решение такой системы осуществляется достаточно просто с использованием ЭВМ. При интерпретации вручную по экспериментальным данным (см. рис. 134) методом приближений вычисляют $P_{пз}(k_{пз})$. Полученные величины ис-

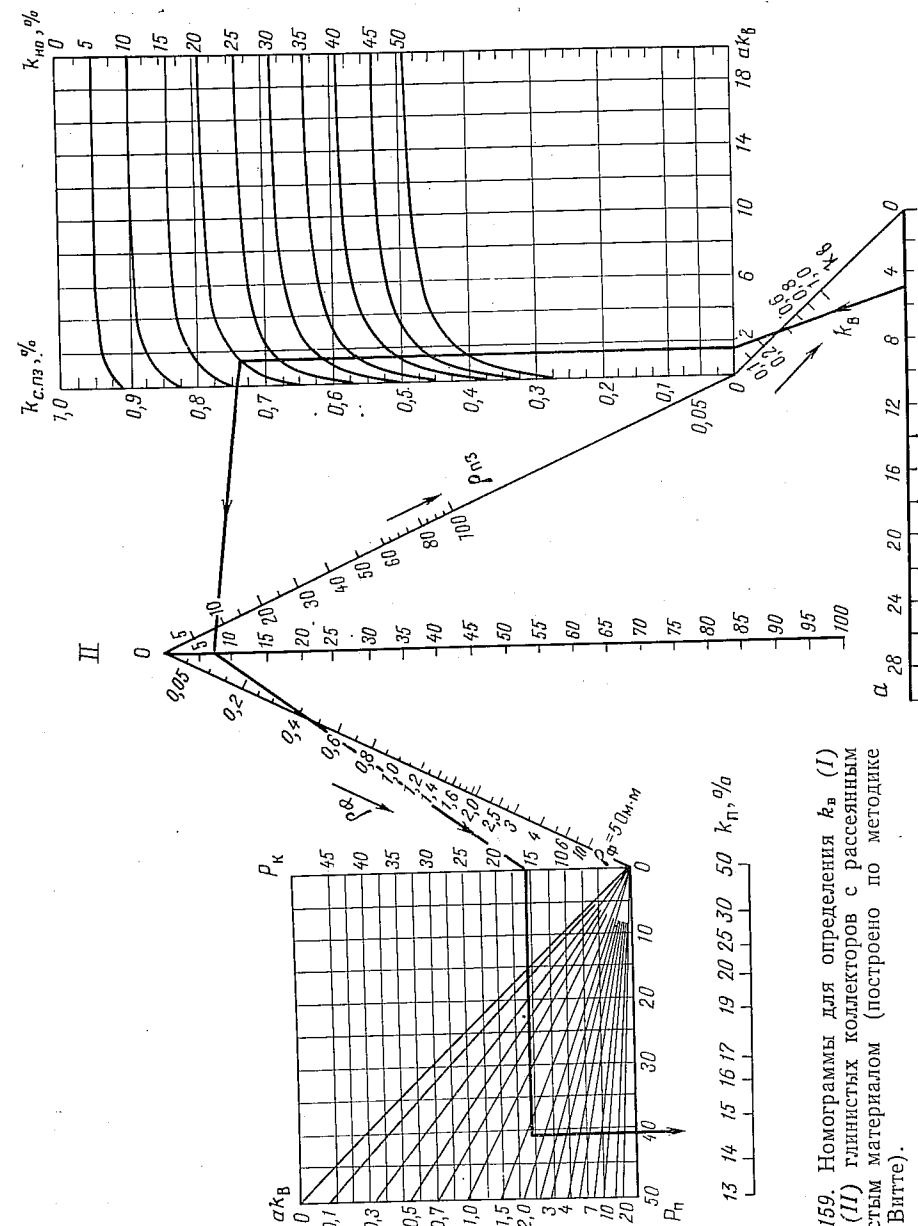
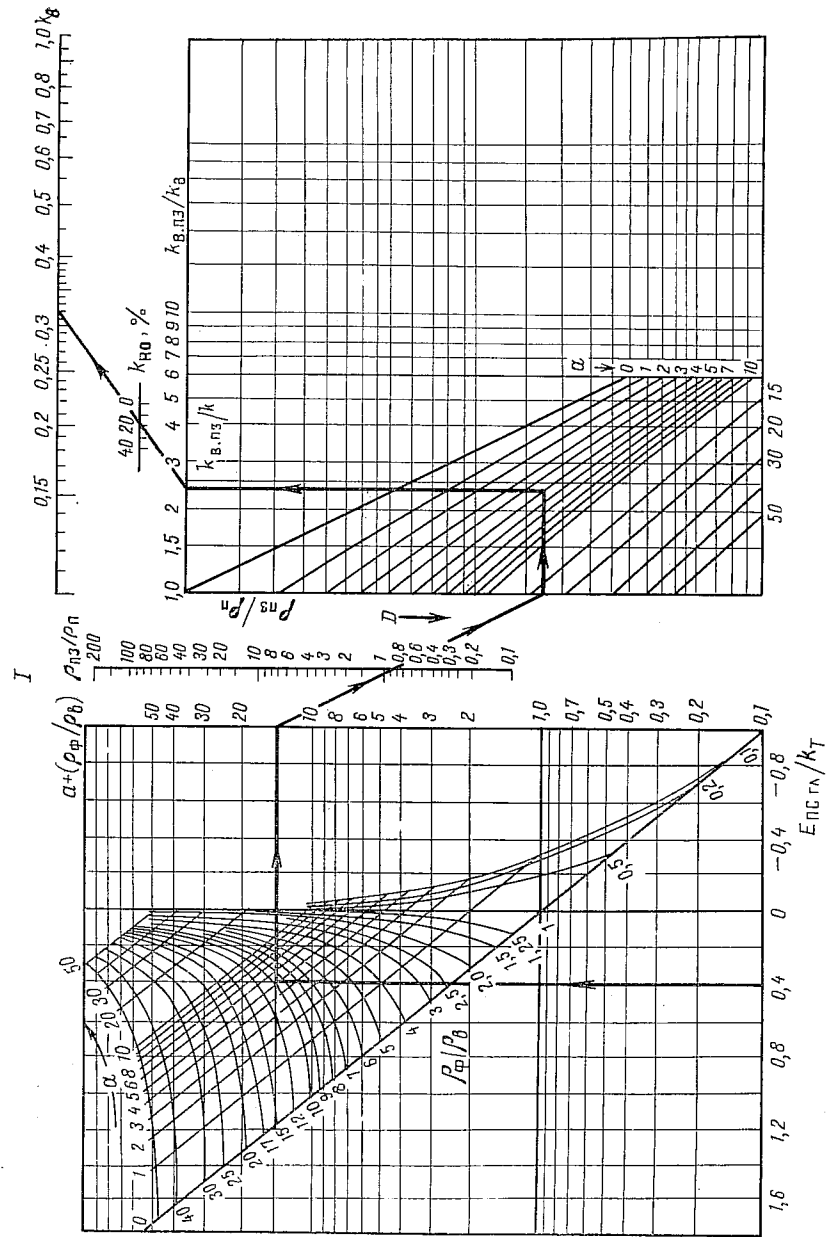


Рис. 159. Номограммы для определения k_B (I) и $k_{пс}$ (II) глинистых коллекторов с рассеянным глинистым материалом (построено по методике А. де Витте).

пользуют для определения значений k_v и $k_{п}$ по номограммам, изображенным на рис. 159, I и II. Методика построения номограмм и выполненные при этом расчеты изложены в [9].

Порядок пользования номограммами поясним на примерах: 1) определение k_v ; 2) определение $P_{пред}$ или $k_{п}$.

Пример 1. Дано: $\rho_{ф}/\rho_{в}=10$; $\rho_{пз}/\rho_{п}=0,8$; $E_{пс.г.л.}=-32$ мВ (при $T=60$ °С); $K_{пс.г.л.}=-80$ мВ. По левой части палетки (см. рис. 159, I) находим точку с абсциссой $E_{пс.г.л.}/K_{пс.г.л.}=32:80=0,4$. Восстанавливаем перпендикуляр до кривой с модулем $\rho_{ф}/\rho_{в}=10$. Этой точке соответствуют значения $a=5$ и $a+(\rho_{ф}/\rho_{в})=15$. Проводим горизонтальную линию и наклонную прямую, пересекающую шкалу отношений $\rho_{пз}/\rho_{п}$ в точке 0,8, до вертикальной линии D. Далее проводим горизонтальную прямую до пересечения с наклонной линией a. Абсцисса этой точки по верхней шкале дает значение $k_{в.пз}/k_{в}=0,24$.

Для оценки вероятного значения k_v задаемся величиной $k_{но}=20$ % или определяем ее по экспериментальной зависимости $P_{но}=f(k_{п})$ II и проводим линию через эту точку. По шкале k_v получаем искомую величину $k_v=0,34$, что служит основанием для отнесения рассматриваемого коллектора к числу нефтеносных.

Пример 2. Из предыдущего примера (см. рис. 159, I) $a=5$; $k_v=34$ %; $k_{но}=20$ %. По диаграммам отсчитываем $\rho_{пз}=10$ Ом·м, $\rho_{ф}=0,5$ Ом·м. На нижней шкале палетки II откладываем $a=5$. От этой точки проводим прямую линию через точку $k_v=0,34$ до пересечения со шкалой ak_v . Затем перемещаемся по вертикали до кривой со значением $k_{но}=20$ % и по прямой влево до пересечения с точкой $\rho_{пз}$ или, как в нашем случае, с $\rho_{пз}=10$ Ом·м и $\rho_{ф}=0,5$ Ом·м до пересечения со шкалой $P_{п}$. От этой точки передвигаемся по горизонтали до линии с ранее определенным шифром ak_v и вниз до шкалы, по которой отсчитываем $P_{пред}=42$. Если принять, что для рассматриваемого примера $P_{пред}=1/k_{п}$, то $k_{п}=14,5$ %.

ОЦЕНКА ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЛАСТА

Задача заключается в выделении в разрезе коллекторов, способных отдавать нефть или газ в промышленном количестве. Такая способность коллекторов определяется в первую очередь их нефтегазонасыщенностью и зависит от ряда причин: абсолютной проницаемости, относительной проницаемости для нефти, газа и воды, градиента давления, литологических и физико-химических свойств породы, нефти и др. В зависимости от проницаемости различных пластов, строения их порового пространства, глинистости и других факторов устанавливается различная связь между коэффициентом водонасыщенности k_v и промышленной нефтегазонасыщенностью.

Критические значения коэффициента водонасыщенности $k_{в.кр.}$, соответствующие максимальному содержанию пластовой воды, при котором из пласта все еще будут поступать свободные от воды нефть или газ, для данного пласта или типа пластов устанавливают, сопоставляя значения k_v с результатами опробования ранее пробуренных скважин. Если $k_v < k_{в.кр.}$, пласт следует считать промышленно продуктивным, при $k_v > k_{в.кр.}$ пласт водоносный или решение является сомнительным, требующим опробования.

Для оценки промышленной нефтегазонасности пласта прак-

тический интерес представляет также минимальная величина («критическое значение») коэффициента увеличения сопротивления $P_{п}$, когда пласт остается еще промышленно нефтегазонасыщенным. Значение $P_{п.кр.}$ для разных пластов определяется в соответствии с $k_{в.кр.}$. Если $P_{п}$ больше $P_{п.кр.}$, пласт следует считать нефтегазонасыщенным, а если меньше — водоносным или сомнительным (требующим дальнейшего изучения).

Из фактических данных известно, что чем больше зернистость породы и чем меньше содержание глинистого материала в ней, тем при больших значениях $P_{п}$ пласт начинает отдавать нефть или газ. С ухудшением коллекторских свойств пласта (увеличением глинистости) возрастает содержание связанной воды в пласте (увеличиваются $k_{в}$ и $k_{в.кр.}$) и соответственно снижаются значения $P_{п}$ и $P_{п.кр.}$. Мелкозернистые коллекторы, содержащие большое количество глинистого материала, могут отдавать нефть или газ при $P_{п}=2$ (майкопские песчаники Северного Кавказа). Для хорошо отсортированных пластов песчаника, например девонских отложений Башкирии и Татарии, промышленные притоки нефти можно получить при $P_{п} \geq 12$.

Известно также, что чем меньше $P_{п.кр.}$, тем менее благоприятны условия для определения нефтегазонасности по данным сопротивления пластов.

В некоторых районах для отдельных пластов или группы пластов, характеризующихся постоянством пористости, степени цементации, минерализации пластовой воды и других свойств, устанавливается тесная связь между промышленной нефтегазонасыщенностью пластов и их удельным сопротивлением $\rho_{п}$. Для таких пластов определяют минимальное (критическое) удельное сопротивление пласта $\rho_{п.кр.}$, при котором пласт промышленно нефтегазонасыщен. Оценка промышленной нефтегазонасности пласта в этих случаях в виде исключения возможна по $\rho_{п}$.

ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОД ПО УДЕЛЬНОМУ СОПРОТИВЛЕНИЮ

Погрешности определения пористости. Эти погрешности связаны с точностью нахождения относительного сопротивления $P_{пред}$. В благоприятных условиях для чистого песчаника ошибка оценки $P_{пред}$ не менее 10 %. Погрешность возрастает в следующих случаях: 1) в районах, где минерализация пластовой воды значительно изменяется по площади (из-за неточности определения $\rho_{в}$); 2) в нефтегазонасыщенных пластах вследствие неточной оценки коэффициентов водонасыщенности промытой зоны $k_{в.пз}$ или зоны проникновения $k_{в.зп}$; 3) в глинистых коллекторах из-за влияния поверхностной проводимости (особенно при отношении пресных пластовых вод), затруднений в оценке характера размещения глинистых частиц в породе и в определении величины $\rho_{в}$; 4) в пластах с малым (до 1 Ом·м) удельным со-

противлением, вследствие чего возникают технические трудности при его измерении.

На точность определения пористости влияет погрешность вычисления коэффициента цементации (показатель степени пористости m), величина которой составляет не менее 0,1. В продуктивных, сравнительно чистых песчаных коллекторах с пористостью 20—30 % относительная погрешность оценки пористости по удельному сопротивлению достигает 15—20 %. Для песчано-глинистых коллекторов эта погрешность заметно возрастает.

Погрешность определения нефтегазонасыщенности. Эта погрешность зависит главным образом от степени нефтегазонасыщенности коллектора. При высоких ($k_{нт} > 80\%$) значениях нефтегазонасыщенности неглинистых песчаных коллекторов погрешность не превышает 10 % даже в том случае, когда ошибка оценки коэффициента увеличения сопротивления $P_n = 30 \div 40\%$. С уменьшением нефтегазонасыщенности коллектора погрешность определения $k_{нт}$ возрастает и при $k_{нт} < 40\%$ (глинистые коллекторы) достигает 50 % и более.

Затруднения в определении коэффициента нефтегазонасыщенности возникают в следующих случаях: 1) в неоднородных пластах, представленных часто чередующимися пропластками различного удельного сопротивления, при очень глубоком проникновении фильтрата глинистого раствора в пласт и если оценка удельного сопротивления пласта ρ_n осложняется; 2) когда нет данных для достаточно точного определения величин $\rho_{нл}$; 3) при отсутствии тесной связи между степенью насыщения пор нефтью, газом или водой и коэффициентом увеличения сопротивления P_n песчано-глинистого коллектора.

Системы уравнений, используемые для оценки k_n и k_v песчаных коллекторов со слоистой и рассеянной глинистостью, принимаются по данным экспериментальных исследований без теоретических доказательств. Поэтому k_n и k_v определяются с помощью этих методов приближенно; относительная погрешность может достигать 15 % и более.

§ 44. РАЗДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНОСНЫХ И ГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Газоносные пласты по своему водородосодержанию w_r отличаются от нефтеносных или водоносных. Приближенное водородосодержание в газоносном пласте рассчитывается по формуле

$$w_r/w_v \approx 1,64 \cdot 10^{-2} p_{пл}, \quad (\text{XIII.29})$$

где w_v — содержание водорода в воде; $p_{пл}$ — давление, в МПа. Из расчетов следует, что при $p_{пл} = 30 \div 40$ МПа (на глубине 2,5—3 км) содержание водорода в газе составляет 50—60 % от содержания водорода в воде.

Газоносная и нефтеносная части пласта имеют практически одинаковые электрические характеристики, и методы ЭК не мо-

гут быть использованы для разделения нефтеносных и газоносных пластов и выделения газонефтяного контакта (ГНК). При небольшой глубине проникновения фильтрата ПЖ (10—20 см) выделение газонефтяного (ГНК) или газоводяного контакта проводят по снижению показаний на кривых НГК и НКТ против нефтеносной или водоносной части пласта. Более надежные результаты получают при использовании двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа, когда показания длинного (более глубинного) зонда дают возможность судить о характере насыщения пласта, а показания короткого (малоглубинного) — об однородности пласта.

Достаточно хорошие результаты могут быть также получены при повторных замерах НГК или НКТ одним и тем же зондом в скважине, обсаженной колонной. Такой пример показан на рис. 160. Первый замер выполнен в открытом стволе скважины, второй — в колонне через 30 дней после ее цементации. В результате частичного расформирования зоны проникновения и естественного перераспределения флюида газонасыщенный пласт отметился четким максимумом при повторном замере кривой НКТ.

В случае наличия в коллекторе глинистого материала для определения газожиждкостного контакта более надежные результаты можно получить при использовании различных модификаций импульсного нейтронного каротажа. Один из таких способов заключается в измерении в скважине двух дифференциальных кривых с различными временными задержками, например $t_2 = 800$ и 1300 мкс. При этом интерпретация геофизических данных сводится к следующему. Выбирают заведомо нефтеносный опорный пласт с литологией, близкой к литологии исследуемого интервала. Показания против опорного пласта на двух временных задержках нормируют и сравнивают с этими же показаниями против исследуемого интервала. В результате нефтеносные пласты, близкие по литологии и характеру насыщенности к опорным, отмечаются отсутствием приращений показаний на диаграммах, зарегистрированных при различных задержках. Газоносные пласты будут характеризоваться положительным приращением на кривой с большим временем задержки, водоносные — при соблюдении тех же условий — отрицательными приращениями. Плотные пласты на диаграммах ИННК могут отметиться, как и нефтегазонасыщенные, т. е. наличием положительного приращения или отсутствием приращения. Для выделения в разрезе плотных пород и исключения их из объекта исследования используют данные микрокаротажа и других видов геофизических исследований.

На рис. 161 показано выделение в разрезе газоносных пластов по описанной методике. В качестве опорного пласта выбран слабоглинистый нефтеносный песчаник (1809—1817 м) с массовой глинистостью $C_{гл.м} \approx 0,12$. В интервале 1803—1809 м залегает газоносная часть этого пласта приблизительно той же

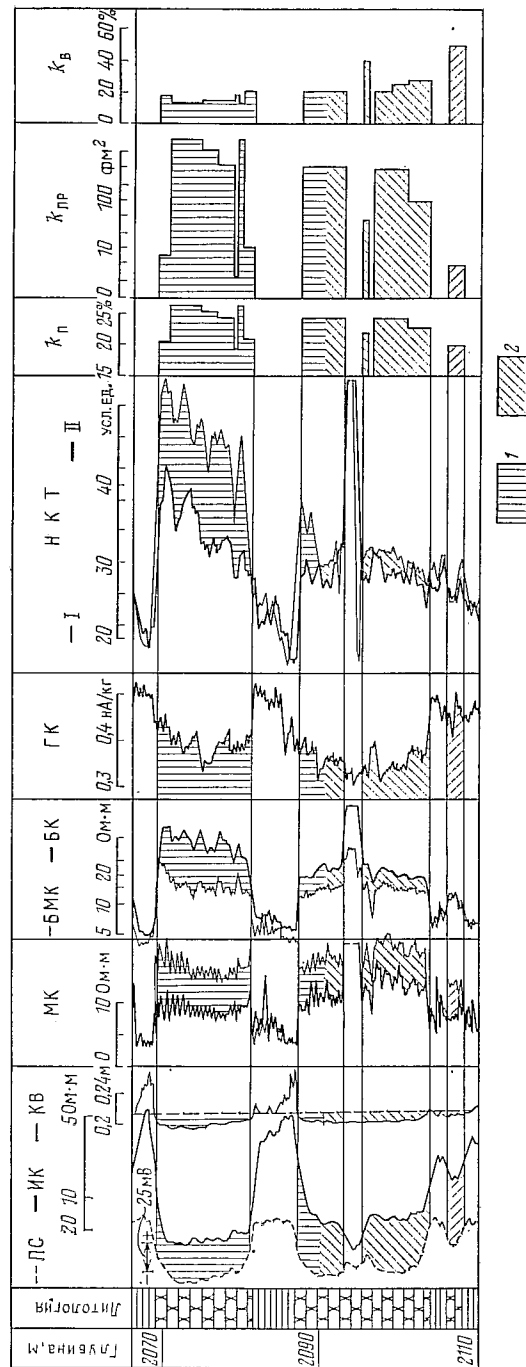


Рис. 160. Пример выделения газонасыщенных интервалов пласта по повторному измерению НКТ. I — замер выполнен в открытом стволе скважины; II — повторный замер в обсаженной скважине; 1 — газ; 2 — нефть

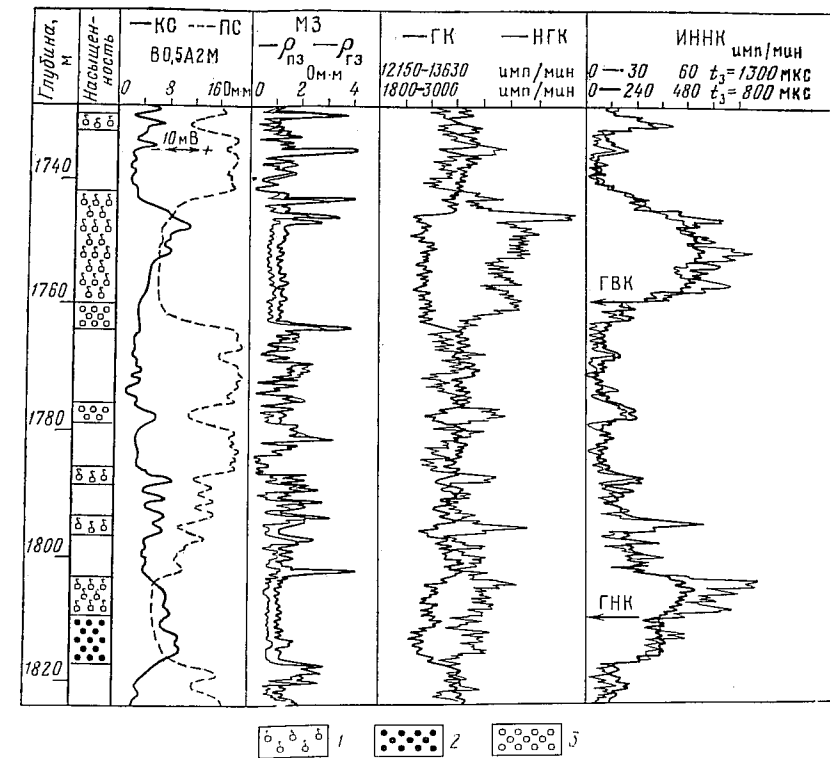


Рис. 161. Пример выделения газонасыщенных интервалов с помощью методики двух временных задержек.

Песчаники и алевролиты: 1 — газонасыщенные; 2 — нефтенасыщенные; 3 — водонасыщенные; замеры ИННК выполнены в обсаженной скважине по истечении 1 года после измерений КС, ПС, МЗ, ГЛ и НГЛ

литологии (песчаник) с $C_{гп.м} \approx 0,13$. Против газонасыщенного пласта зафиксировано четкое положительное приращение на кривой ИННК, полученной при $t_3 = 1300$ мкс. В интервалах 1786—1788 и 1790—1792 м увеличения показания на кривых приращений ИННК отсутствуют, что объясняется значительной глинистостью здесь коллектора. Пласт на глубинах 1742—1763 м отмечается как газоводонасыщенный, на глубине 1760 м в нем выделяется газовой контакт ГВК. Верхняя часть пласта более глинистая и характеризуется отсутствием приращения; здесь же положительным приращением отмечается плотный прослой (1744,4—1746,8 м).

Эффективность методики двух задержек в сильной степени зависит от глинистости исследуемых пластов. При $C_{гп.м} > 20\%$ эта методика неприменима. Неоднозначность результатов может быть обусловлена и такими факторами, как неоднородность литологии, коллекторских свойств и насыщенности пород.

В карбонатных коллекторах разделить газоносную и водоносную (нефтеносную) части пласта по кривым нейтронного каротажа затруднительно. Это объясняется относительно низкой пористостью карбонатных пород по сравнению с терригенными и, следовательно, меньшим различием водоносной (нефтеносной) и газоносной частей пласта по водородосодержанию.

§ 45. ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЫ

В продуктивных нефтенасыщенных пластах между предельно нефтенасыщенной частью пласта и водонасыщенной находится зона постепенного замещения нефти водой — переходная зона. Ее возникновение вызвано тем, что распределение воды и нефти в пласте происходит под влиянием гравитационных и капиллярных сил; последние в гидрофильном коллекторе (наиболее распространенный случай) вызывают сохранение остаточной воды в нефтяной залежи.

В тонких капиллярах образуется вогнутый мениск. В жидкости под мениском капиллярное давление отрицательно. Под его влиянием жидкость всасывается в капилляр до тех пор, пока масса столбика жидкости не уравновесит действующее капиллярное давление (в Па):

$$\rho_{\text{кап}} = (\delta_{\text{в}} - \delta_{\text{н}}) gh = 2\sigma/r, \quad (\text{XIII.30})$$

где g — ускорение свободного падения в м/с^2 ; h — высота капиллярного поднятия жидкости в м; σ — поверхностное натяжение в Н/м ; r — радиус кривизны поверхности в м. При плоской поверхности раздела ($r = \infty$) капиллярного давления нет.

На рис. 162 показан профиль поверхности жидкости, смачивающей стенки трубок. Для подавляющего большинства коллекторов смачивающей жидкостью является вода. Чтобы в поровом канале, полностью насыщенном жидкостью, началось вытеснение последней, необходимо на концах канала приложить разность давлений, называемую давлением вытеснения, которая равна капиллярному при 100 %-ной насыщенности породы жидкостью.

Капиллярное давление $\rho_{\text{кап}}$ соответствует разности давлений, возникающей в капиллярном канале, между уровнями контактных поверхностей, разделяющих две жидкости (нефть и воду). Вблизи водонефтяного контакта, когда $k_{\text{в}} = 100\%$, $\rho_{\text{кап}} = 0$. Выше этого уровня капиллярное давление равно разнице гидростатических давлений столбов нефти и воды. Непосредственно над водной поверхностью нефтенасыщенность мала,

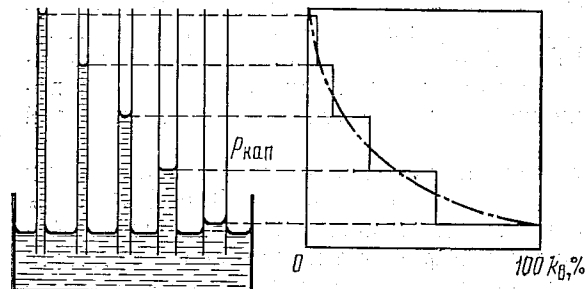


Рис. 162. Схема, показывающая соотношение между капиллярным давлением $\rho_{\text{кап}}$ и коэффициентом водонасыщенности $k_{\text{в}}$ в зависимости от размеров пор коллектора.

Штрихпунктирной линией показан профиль, характеризующий зависимость $\rho_{\text{кап}}$ от $k_{\text{в}}$

нефть находится в наибольших порах в виде крупных шариков, имеющих малую кривизну поверхностей контакта (отсюда низкие капиллярные давления). Вверх от водонефтяного контакта нефтенасыщенность в переходной зоне увеличивается и нефть попадает в более мелкие поры и прослойки пород, водонефтяные поверхности имеют большую кривизну, а капиллярное давление выше.

В соответствии с изменением коэффициента водонасыщенности в переходной зоне изменяется и удельное сопротивление пород — от величины $\rho_{\text{вп}}$ для водонасыщенности, равной 100 %, до значения $\rho_{\text{нт}}$, соответствующего максимальной предельной нефтегазонасыщенности пласта. С использованием зависимости между $k_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{п}}$ Н. Н. Сохраниным установлены следующие закономерности изменения этих величин в переходной зоне:

$$k_{\text{в}} = Az^{-1/m}; \quad (\text{XIII.31})$$

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вп}} A^{-n} z^{n/m}, \quad (\text{XIII.32})$$

где A , m , n — постоянные для заданного пласта, зависящие соответственно от структуры порового пространства, свойств нефти и воды; z — расстояние от границы 100 %-ной водонасыщенности пласта до некоторой точки в переходной зоне.

Для однородного пласта $n \approx m$; при этом обогащение нижней части пласта остаточной водой будет охарактеризовано закономерным снижением удельного сопротивления пласта. Схематические расчетные кривые изменения $k_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{п}}$ в переходной зоне однородного пласта согласно формулам (XIII.31) и (XIII.32) показаны на рис. 163.

Наличие переходной зоны на диаграммах $\rho_{\text{к}}$, полученных потенциал-зондом или по кривым ИК, выявляют по асимметрии этих диаграмм против продуктивного пласта (см. рис. 31 и 49).

Переходная зона может быть небольшой по высоте для высокопористых и хорошо проницаемых пород и значительной в породах с низкой проницаемостью. В зависимости от литологических свойств пласта и его проницаемости, а также от физико-химических свойств нефти и пластовой воды высота $h_{\text{пз}}$ переходной зоны изменяется в пределах 1—10 м и более.

Проницаемость породы, как и капиллярное давление, зависит от диаметра капилляров пористой среды. Породы с низкой проницаемостью характеризуются высокими капиллярными давлениями и значительными по высоте переходными зонами. Эту взаимосвязь используют как основание для определения проницаемости по методу сопротивления. На рис. 164 приведены кривые изменения высоты переходной зоны, полученные в лаборатории для доломита различной проницаемости. С помощью таких кривых можно оценить вероятность получения нефти или воды в том или ином интервале.

В переходной зоне с учетом изменения фазовой проницаемости и распределения водонасыщенности принято условно выделять следующие поверхности раздела: первую (нижнюю),

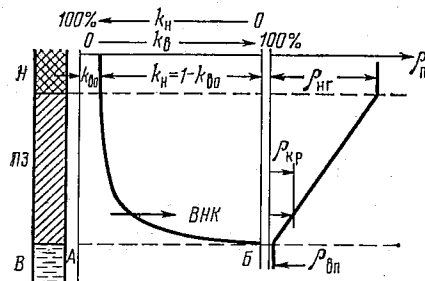


Рис. 163. Кривые изменения k_n и ρ_n в переходной зоне однородного пласта.

В — полностью водоносная часть ($k_n = 100\%$); ПЗ — переходная зона; Н — нефтеносная часть пласта (с коэффициентом остаточной водонасыщенности $k_{в.к}$); АВ — граница, ниже которой нефтенасыщенность отсутствует ($k_n = 100\%$); ВНК — условный водонефтяной контакт

ниже которой пласт полностью водонасыщен, вторую, ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю, хотя в коллекторе содержится некоторое количество остаточной нефти (область связанной нефти); третью, ниже ее подошвы залегает область водонасыщенности, из которой можно получить и нефть, и воду; четвертую (верхнюю), ниже которой фазовая проницаемость для воды равна нулю (область связанной воды), выше этой поверхности нефтенасыщенность в пласте максимальна и сохраняется неизменной при постоянстве коллекторских свойств пород.

Резкой границы между указанными поверхностями не существует. Поэтому понятие о водонефтяном контакте условно. Для практических целей за уровень водонефтяного контакта рекомендуется принимать такой уровень в переходной зоне, для которого нефтенасыщенность и удельное сопротивление равны критическим, т. е. являются наименьшими для заданного пласта, когда в первоначальный период эксплуатации еще получают притоки практически безводной нефти. Согласно условию выделения ВНК его уровень может быть отождествлен с третьей поверхностью раздела. По фактическим данным установлено, что уровень ВНК для большинства месторождений расположен на 1—1,5 м выше нижней границы переходной зоны.

§ 46. ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД

При выделении в разрезе нефтегазонасыщенных коллекторов проницаемость имеет решающее значение. Между пористостью и проницаемостью в общем случае явной зависимости не на-

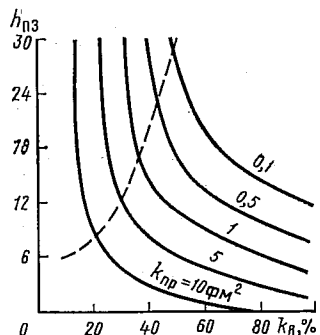


Рис. 164. Зависимость высоты $h_{пз}$ переходной зоны от проницаемости для доломитов с межзерновой пористостью.

Пунктирная линия — граница критической водонасыщенности $k_{в.к.кр}$ для фиксированной проницаемости

блюдается. Проницаемость зависит от свойств как породы, так и фильтрующегося флюида, а также от характера движения жидкости. Ее подразделяют на физическую (абсолютную), фазовую (эффективную) и относительную. Физическая проницаемость соответствует проницаемости породы при фильтрации через нее однородной жидкости или газа химически инертных по отношению к твердой фазе. Оценка коэффициента физической проницаемости $k_{пр}$ может быть получена согласно закону линейной фильтрации Дарси

$$v_f = k_{пр} (\Delta p / \mu L) = Q / S,$$

где v_f — скорость фильтрации однородной жидкости (газа); $\Delta p / L$ — градиент давления (Δp — перепад давления в Па; L — длина пористого образца в м); μ — удельная вязкость жидкости (газа) в Па·с; Q — объемный расход жидкости (газа) в единицу времени в $\text{м}^3/\text{с}$ через сечение S в м^2 пористой среды. Отсюда

$$k_{пр} = Q \mu L / S \Delta p. \quad \text{(XIII.33)}$$

Единицей измерения коэффициента проницаемости является м^2 (мкм^2 , пм^2 , фм^2). На практике $k_{пр}$ часто оценивают в дарси ($1 \text{ Д} = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1 \text{ пм}^2$) или миллиарди (1 мД = $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$), $1 \text{ фм}^2 = 0,981 \text{ мД}$.

Проницаемость пород-коллекторов изменяется в широких пределах — от долей до 2000—3000 фм^2 и более. При фильтрации в породе-коллекторе нефтегазоводяных смесей проницаемость для каждой фазы (нефти, газа, воды) будет отличаться от абсолютной и может быть определена согласно (XIII.33); например, для нефти $k_{пр.н} = q_n \mu_n \Delta L / S \Delta p$, где q_n и μ_n — соответственно расход и удельная вязкость нефти.

Сумма фазовых проницаемостей всегда меньше абсолютной, что вызвано взаимным влиянием фаз в одновременном потоке различных флюидов. На практике часто вместо фазовой определяют относительную проницаемость $k_{пр.от.н}$, равную отношению фазовой проницаемости к физической.

Величина относительной проницаемости зависит от фазовых характеристик смеси, смачиваемости породы (гидрофильная, гидрофобная, промежуточная) и конфигурации пор. На рис. 165 приведены зависимости относительной проницаемости от нефте- и водонасыщенности. Как видно, при

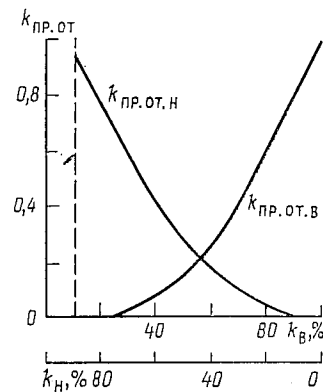


Рис. 165. Зависимости относительной проницаемости от нефте- и водонасыщенности.

минимальной (остаточной) нефте- или водонасыщенности $k_{пр.от.н} = k_{пр.н}/k_{пр}$ стремится к нулю. В этих условиях будет наблюдаться фильтрация лишь одной фазы. Таким образом, располагая данными об остаточной и действительной насыщенности пород-коллекторов, можно прогнозировать ожидаемый из них продукт (нефть, вода или нефть с водой).

ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО УДЕЛЬНОМУ СОПРОТИВЛЕНИЮ

Определение проницаемости нефтеносных пластов по удельному сопротивлению базируется на оценке остаточной водонасыщенности $k_{во}$ или коэффициента увеличения сопротивления P_n . При наличии в пласте подошвенной воды метод применим лишь в верхней части пласта, расположенной на значительном (более нескольких метров) расстоянии по вертикали от границы 100%-ной водонасыщенности пласта. В этом случае сделано допущение, что удельная поверхность породы является основным фактором, определяющим величину ее проницаемости, а содержание остаточной воды пропорционально удельной поверхности. Таким образом, малопроницаемые коллекторы, которые состоят из тонкозернистых алевроитовых и глинистых частиц, характеризуются высоким содержанием остаточной воды по сравнению с более проницаемыми коллекторами, состоящими из крупнозернистых фракций, чистых от примеси глин. Остаточная вода не участвует в движении жидкости в коллекторе, но, являясь проводником электрического тока, обуславливает величину удельного сопротивления нефтенасыщенного пласта. Оценку проницаемости по удельному сопротивлению производят на основании экспериментальной кривой зависимости $P_n = f(k_{пр})$ для конкретного нефтеносного пласта или группы пластов. Значение P_n вычисляют по измеренным удельным сопротивлениям в скважине, проницаемость $k_{пр}$ определяют на керне.

Аналогичная методика, основанная на связи коэффициентов проницаемости и пористости с остаточной водонасыщенностью $k_{во}$, рекомендуется фирмой Шлюмберже:

$$k_{пр}^{1/2} = 250 k_n^3 / k_{во}. \quad (XIII.34)$$

Для определения $k_{во}$ используют коэффициент P_n в зоне предельной нефтенасыщенности.

Опробование методик определения проницаемости нефтеносных пластов по коэффициентам P_n или $k_{во}$ показало, что точность методик невелика. Погрешность даже в наиболее благоприятных условиях достигает 35—50 %. В общем случае расхождение данных о проницаемости пластов, полученных по геофизическим исследованиям и кернам, значительно больше. Нередко эти данные различаются в несколько раз. Столь большая погрешность оценки проницаемости нефтеносных пластов по методу сопротивления обусловлена, как показал С. Г. Комаров,

не исходными геофизическими данными, а недостаточно тесной связью $k_{во}$ с проницаемостью пласта. Эта зависимость для различных пород изменяется от физических и физико-химических свойств нефти, воды и газа, от литологии, условий формирования залежи и других факторов, которые трудно учесть.

Таким образом, определить проницаемость по удельному сопротивлению с нужной для практики точностью в общем случае трудно. Эта методика не находит широкого применения. Ее используют для оценки среднего значения проницаемости по всему пласту в случае мощных и литологически однородных нефтеносных пластов.

ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ГРАДИЕНТУ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

Согласно расчетным кривым, показанным на рис. 163, в однородном пласте удельное сопротивление переходной зоны изменяется практически прямолинейно от значений $\rho_{нт}$ против предельно нефтенасыщенной части пласта до $\rho_{вп}$ в зоне его 100 %-ной водонасыщенности. В этом случае для оценки проницаемости пород используют величину градиента удельного сопротивления, который выражается как отношение приращения удельного сопротивления пласта $\Delta\rho_n$, измеренного на разных уровнях, к разности этих уровней Δh . Удельное сопротивление пласта в переходной зоне на расстоянии h от уровня полного водонасыщения

$$\rho_n = \rho_{вп} + \Delta\rho_n h / \Delta h. \quad (XIII.35)$$

Подставив (XIII.35) в (I.50), считая показатель насыщения $n \approx 2$, получаем

$$k_n = \sqrt{\frac{\rho_{вп}}{\rho_{вп} + h \Delta\rho_n / \Delta h}} = \sqrt{\frac{1}{1 + h \Delta\rho_n / \rho_{вп} \Delta h}} = \sqrt{\frac{1}{1 + ah}}, \quad (XIII.36)$$

где $a = \Delta\rho_n / \rho_{вп} \Delta h$ — приведенный градиент удельного сопротивления.

На основании экспериментальных гидродинамических данных установлено, что в переходной зоне под действием капиллярного давления $p_{кап}$ происходит подъем пластовой воды на высоту, отсчитываемую от нижней границы переходной зоны,

$$h = c p_{кап} / (\delta_v - \delta_n), \quad (XIII.37)$$

где c — постоянная величина; δ_v и δ_n — плотности пластовой воды и нефти.

На высоте h коэффициент водонасыщенности

$$k_n = \sqrt{1 / (1 + F p_{кап})}, \quad (XIII.38)$$

где

$$F = k_{\text{пр}}^{1/2}/b; \quad (\text{XIII.39})$$

b — постоянная величина.

Сравнивая уравнения (XIII.36) и (XIII.38), запишем $\sqrt{1/(1+ah)} = \sqrt{1/(1+Fr_{\text{кап}})}$, и, подставив в это равенство значения h и F из уравнений (XIII.37) и (XIII.39), получим

$$\sqrt{\frac{1}{1+acp_{\text{кап}}/(\delta_{\text{в}}-\delta_{\text{н}})}} = \sqrt{\frac{1}{1+k_{\text{пр}}^{1/2}p_{\text{кап}}/b}},$$

откуда $abc/(\delta_{\text{в}}-\delta_{\text{н}}) = k_{\text{пр}}^{1/2}$ или $k_{\text{пр}} = (bc)^2 a^2 / (\delta_{\text{в}}-\delta_{\text{н}})^2$. Обозначив постоянную величину $(bc)^2$ через M , получим $k_{\text{пр}} = Ma^2/(\delta_{\text{в}}-\delta_{\text{н}})^2$.

При измерении $k_{\text{пр}}$ в м^2 , а в м^{-1} , $\delta_{\text{в}}$ и $\delta_{\text{н}}$ в г/см^3 для гидрофильных песчано-глинистых пород постоянная $M = (10 \div 20) \times 10^6 \text{ г/см}^3$ и определяется экспериментально.

Определение проницаемости по градиенту сопротивления возможно для гидрофильных достаточно мощных песчано-глинистых коллекторов, обладающих переходной зоной, фиксируемой на диаграммах электрического каротажа. Описанная методика оценки проницаемости использована при исследовании продуктивных девонских песчаников Туймазинского месторождения, где были получены положительные результаты.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Гидродинамический каротаж (ГДК) разработан во ВНИИГИСе [17]. Исследования проводятся аппаратурой ГДК-1, опускаемой в скважину на каротажном кабеле типа КТБ в комплексе с обычным наземным промыслово-геофизическим оборудованием. Регистрация диаграмм осуществляется с помощью наземного пульта опробователя ПО и фоторегистратора каротажной станции. Прибор рассчитан на работу в скважинах диаметром 190—280 мм при максимальном внешнем давлении 60 МПа и рабочей температуре 120 °С. Число исследований приточных участков за один спуско-подъем в скважину составляет не менее 20 при притоке жидкости и 15 при притоке газа. Для изучения одного участка отбирается до 800 см^3 флюида. Предел допустимой погрешности средств измерения $\pm 2,5\%$.

В процессе исследования устанавливаются следующие гидродинамические параметры пласта: коэффициент проницаемости, пластовое давление, эффективная мощность отдающей части пласта, профиль отдачи или приемистости пласта, положение водонефтяного и газожидкостного контактов и др. Затраты времени на исследование одного участка составляют в среднем 3—5 мин.

Измерения ГДК-1 проводятся после геофизических измерений и выделения в разрезе интервалов, подлежащих дальней-

шему изучению. Результаты исследования регистрируются в виде диаграммы давления характерной формы, которая изменяется в зависимости от проницаемости пласта, соотношения давлений в пласте и скважине, надежности работы прибора. На результаты измерений оказывает влияние глубина проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт на момент проведения замера.

Методика определения проницаемости заключается в следующем. На пласт воздействуют максимальной депрессией, равной по величине пластовому давлению и обеспечивающей очистку прискважинной зоны пласта от глинистых частиц, проникших в пласт при бурении. После этого с помощью прибора производят отбор ограниченных объемов флюида, чаще всего фильтрата, при несколько пониженных депрессиях. Проведением отбора флюида при нескольких постоянных, но различных по величине депрессиях удается учесть отклонение фильтрации от линейного режима и вычислить абсолютное значение коэффициента проницаемости. Типичные диаграммы давления, получаемые аппаратурой ГДК-1, показаны на рис. 166.

Расчет коэффициента абсолютной проницаемости в случае ламинарного режима в общем виде производится по формуле

$$k_{\text{пр}} = \frac{\mu V_1 V_2 (V_1 \Delta t_2 - V_2 \Delta t_1)}{A (\Delta p_2 \Delta t_2^2 V_1^2 - \Delta p_1 \Delta t_1^2 V_2^2)}, \quad (\text{XIII.40})$$

где $V_1, V_2, \Delta t_1, \Delta t_2$ — объемы отобранной жидкости и время ее отбора при депрессиях соответственно Δp_1 и Δp_2 ; μ — вязкость жидкости; A — геометрический коэффициент, равный 10,7 для круглого и 15,2 для щелевидного отверстия стока. При $V_1 = V_2 = V_{\text{ж}}$ формула (XIII.40) будет иметь вид

$$k_{\text{пр}} = \frac{\mu V_{\text{ж}} (\Delta t_2 - \Delta t_1)}{A (\Delta p_2 \Delta t_2^2 - \Delta p_1 \Delta t_1^2)}, \quad (\text{XIII.41})$$

где $V_{\text{ж}}$ — объем отобранной жидкости при любой пониженной депрессии.

Проницаемость, определенная по (XIII.40) и (XIII.41), будет абсолютной только в случае водоносного пласта. При исследовании нефтеносного пласта с остаточной нефтенасыщенностью в зоне проникновения определяется коэффициент фазовой проницаемости по воде (фильтрату промывочной жидкости). Определение абсолютной проницаемости достигается введением соответствующей поправки за остаточную нефтенасыщенность.

Как видно из рис. 167, в водоносных пластах значения эффективной водопроницаемости, определенные по ГДК и по усредненным данным керна, практически совпадают (расхождения не превышают 10—20%), а в нефтеносных пластах эффективная проницаемость оказывается существенно заниженной и тем больше, чем выше остаточная нефтенасыщенность. По дан-

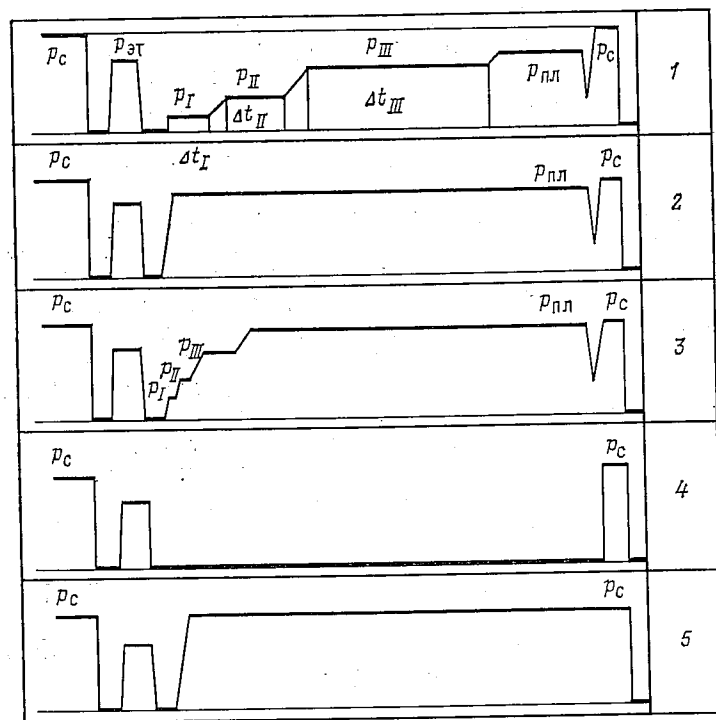


Рис. 166. Диаграммы давления, получаемые аппаратурой ГДК-1.

p_c , $p_{пл}$, $p_{эт}$ — давления соответственно скважинное, пластовое, эталонное; p_I , p_{II} , p_{III} — давления при ограниченном объеме отбора флюида в периоды Δt_I , Δt_{II} , Δt_{III} ; условия измерений: 1 — пласт с низкой проницаемостью, 2 — пласт с высокой проницаемостью; 3 — $p_{пл} \approx p_c$, 4 — непроницаемый пласт; 5 — отсутствие герметичности стока жидкости

ным исследования кернов остаточная нефтенасыщенность продуктивных пластов колеблется в пределах 14—35 %. В отдельных случаях, как следует из показаний ГДК, остаточная нефтенасыщенность может достигать 40 %.

Данные ГДК успешно применимы для определения контактов: газ — нефть, газ — вода, нефть — вода. При этом руководствуются следующими особенностями гидродинамического каротажа. При опробовании пластов приборами ГДК используют значительные депрессии. Это способствует эффективному поступлению газа в измерительный баллон, что ведет к завышению коэффициентов относительной проницаемости. $k_{пр.эф}$, рассчитанные по ГДК для газоносных пластов, на порядок и более завышены относительно $k_{пр.эф}$ таких же водонасыщенных пластов. Завышение $k_{пр.эф}$ в газоносных пластах вызвано значительно меньшей вязкостью газа по сравнению с жидкостью (нефтью, водой), в то время как в ГДК при расчетах $k_{пр.эф}$ вязкость принимается равной единице.

Рис. 167. График соотношений эффективной водопроницаемости, определенной по данным гидродинамического каротажа и абсолютной проницаемости керна (по данным А. И. Фионова, А. В. Бубеева).

Пласты: 1 — нефтеносные; 2 — водоносные

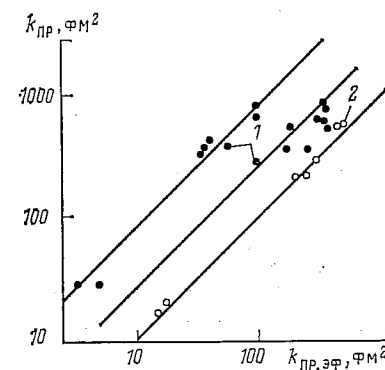
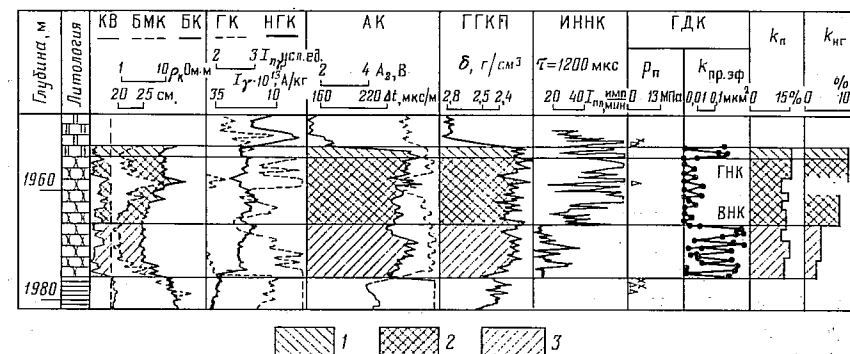


Рис. 168. Пример определения положения контактов газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) по данным ГДК (ВНИГИК).

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода



В результате при переходе от газонасыщенной части пласта к нефтенасыщенной условная расчетная величина $k_{пр.эф}$ резко снижается, что служит признаком для выделения ГНК. При переходе от нефтенасыщенной части пласта к водонасыщенной расчетные значения $k_{пр.эф}$ снова возрастают, так как фазовая проницаемость воды при низких температурах выше фазовой проницаемости нефти, что служит основанием для выделения границы водонефтяного контакта (рис. 168). По данным ВНИГИК, погрешность в определении местоположения границ ГНК и ВНК при этом не превышает $\pm 0,4$ м.

ГДК достаточно эффективен при изучении терригенных разрезов в тех случаях, когда забойное давление не превышает 50 МПа, а температура не более 70 °С. Это подтверждается результатами опробования на месторождениях Волго-Уральской нефтегазосной провинции, Мангышлака и Якутии. В карбонатном разрезе применение ГДК ограничено из-за наличия трещинных и кавернозных коллекторов, затрудняющих герметизацию интервала отбора флюида.

В заключение следует отметить, что проницаемые интервалы в разрезе скважин выделяются методами ГИС достаточно надежно. Однако возможности этих методов для количественной

оценки фильтрационных свойств пород, а следовательно, и проницаемости продуктивных пластов пока недостаточны. Погрешности определения проницаемости по результатам геофизических исследований значительны и существенно превышают допускаемые при определении коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности.

Глава XIV МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Широкое внедрение методов законтурного заводнения при эксплуатации нефтегазовых месторождений вызвало необходимость непрерывного контроля режима разработки залежи. Из многочисленных задач, решаемых в этой области геофизическими методами, основными являются: 1) контроль за продвижением фронтов нефтегазонасыщенности и перемещением водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов; 2) выявление обводненных слоев и прослоев; 3) определение характера жидкости, притекающей к забою; 4) оценка приемистости пластов и интенсивности притока жидкости из различных их частей; 5) установление интервалов затрубной циркуляции; 6) контроль технического состояния скважин и ряд других задач, возникающих в процессе разработки залежи.

Первоначальное положение водонефтяного и газоводяного контактов в необсаженной скважине устанавливают по данным электрического каротажа. В скважинах, обсаженных колонной, основные сведения о перемещении водонефтяного и газожидкостного (газ — вода и газ — нефть) контактов получают по данным радиоактивного каротажа и в ряде случаев термометрических измерений.

Геофизические исследования для контроля разработки залежи проводятся в скважинах эксплуатационного фонда: фонтанирующих, оборудованных глубинными насосами, нагнетательных, контрольных пьезометрических и остановленных на ремонт. Исследование таких скважин облегчается тем, что современные приборы (диаметром 25—50 мм) дают возможность проводить измерения через колонну насосно-компрессорных труб в процессе фонтанирования или через серповидный зазор между штангами глубинного насоса и обсадной колонной.

Геофизические исследования в скважинах эксплуатационного фонда обычно начинают с термометрических измерений во избежание нарушения теплового равновесия в скважине из-за перемешивания жидкости прибором и кабелем. Затем проводят другие предусмотренные программой работ операции. Для привязки кривых, полученных разными методами, к глубинам

и для уточнения положения границ пластов диаграммы радиоактивного каротажа (ГК, ИНК, НК) сопоставляют с диаграммами электрического каротажа.

§ 47. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ТЕРМОМЕТРИИ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

По данным термометрии в неперфорированных пластах прослеживают местоположение закачиваемых вод по площади и возможный их переток в затрубном пространстве. В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов обводнения (отдающих жидкость в эксплуатационной и поглощающих — в нагнетательной скважине), а также при ре-

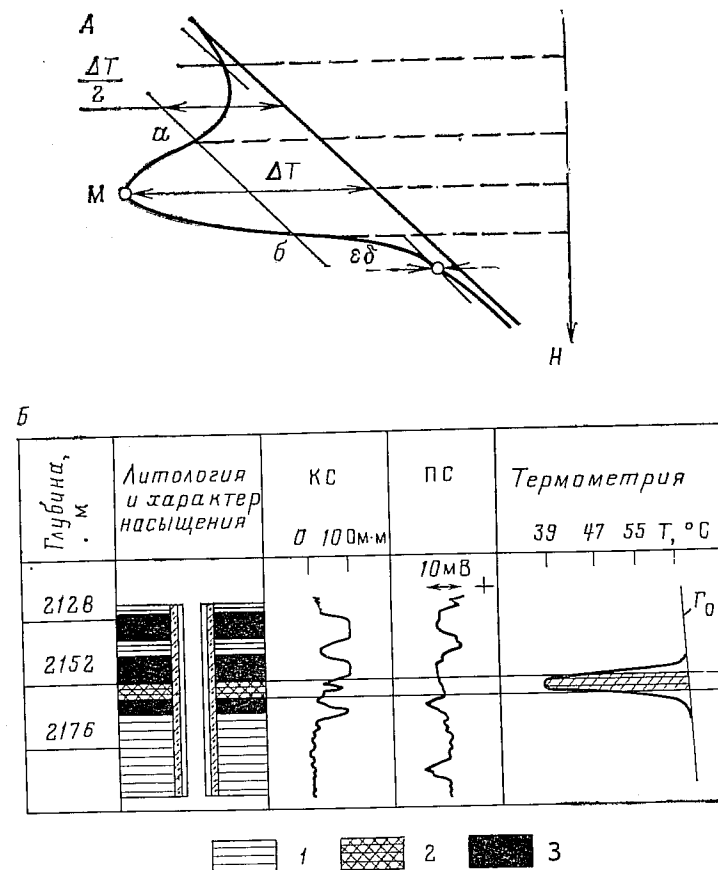


Рис. 169. Определение положения обводненного пласта в интервале прохождения температурного фронта нагнетаемых вод.
А — типовая термограмма; Б — пример комплексного использования данных ГИС для выявления характера насыщения и интервала прорыва закачиваемых вод по пласту.
1 — глина; 2 — обводненный интервал; 3 — нефтенасыщенный пласт; Γ_0 — геотерма

шении других геолого-технических задач, связанных с исследованием технического состояния скважин. Решение перечисленных задач производится путем сравнения геотермы (базисной температурной кривой, замеренной в простаивающей скважине, удаленной от мест отбора флюида и закачки, находящейся в режиме теплового равновесия с окружающими породами) с термограммами исследуемых скважин.

Проследивание фронта распространения по пласту закачиваемой воды базируется на различии температуры нагнетаемой жидкости и пластовых вод. Обводненный пласт, в который обычно закачивается вода с меньшей температурой, чем температура пластовой воды, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой (рис. 169).

Обводненный пласт, как это схематически изображено для типовой термограммы (рис. 169, А), определяется по положению точки М, характеризующейся минимальной температурой ΔT . Границы распространения температурного фронта нагнетаемых вод определяются проведением вспомогательной прямой аб. Вспомогательная прямая проводится параллельно геотерме на расстоянии $\Delta T/2$ от нее с учетом погрешности записи термограммы. Границы температурного фронта соответствуют точкам пересечения а и б. В наклонных скважинах геотерма, являющаяся типовой для данного района, перестраивается с учетом угла наклона скважины. На рис. 169, Б приведен пример установления интервала прорыва закачиваемых вод по пласту по комплексу ГИС; против обводненного пласта зарегистрирована отрицательная температурная аномалия.

Общим признаком затрубной циркуляции между пластами-коллекторами является резкое понижение геотермического градиента в интервале перетока, вплоть до нулевых значений. В за-

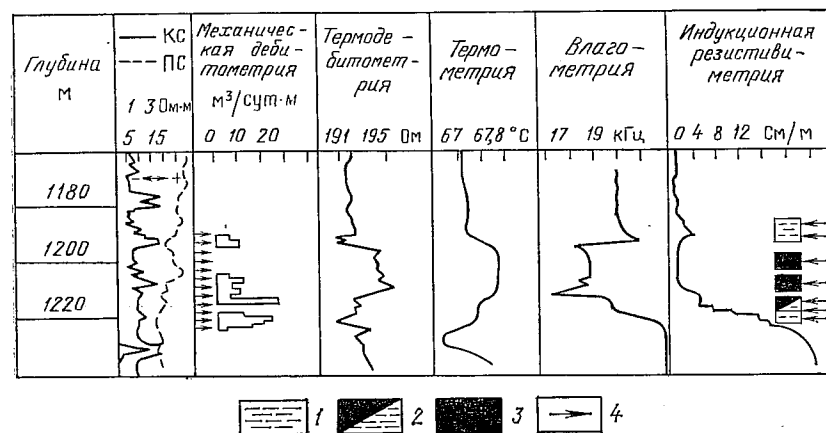


Рис. 170. Результаты комплексных промысловых исследований. Притоки: 1 — воды; 2 — нефти с водой; 3 — нефти; 4 — интервалы перфорации

висимости от местоположения пласта-источника изменяется расположение термограммы относительно геотермы. Термограммы могут располагаться выше, ниже и пересекать геотермы.

Наличие в скважине притока газа или нефти фиксируется температурной аномалией за счет эффекта, вызванного дросселированием газа или нефти в продуктивном пласте (эффект Джоуля — Томпсона) (см. § 23). Поступление газа в скважину фиксируется заметным снижением температуры, при движении нефти на фоне изменения геотермического градиента за счет дроссельного эффекта возникают небольшие положительные аномалии. Измерение таких низких перепадов температур возможно термометрами с порогом чувствительности 0,02—0,03 °C.

На рис. 170 приведен пример выявления интервалов пласта, отдающих нефть и воду, по комплексу ГИС, в том числе по термометрии. Нефтеотдающие интервалы отмечаются положительными приращениями температуры, обводнившиеся — пониженными значениями относительно соседних участков.

§ 48. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО И ГАЗОЖИДКОСТНОГО КОНТАКТОВ И КОНТРОЛЬ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

Для выделения ВНК и ГЖК в обсаженных скважинах применяют импульсные методы нейтронного каротажа ИННК, ИНГК и стационарные НГК, НКТ. В отдельных случаях для этой цели можно использовать диаграммы ГК и ГГК.

Основные положения интерпретации заключаются в том, что против нефтеносной части пласта значения НГК ниже, чем против водоносной. По кривым НКТ и ИНК нефтегазоносные пласты отмечаются повышенными значениями по сравнению с водоносными. Из-за малой глубинности методов радиоактивного каротажа измерения эффективны в скважинах, простоявших после цементирования некоторое время, достаточное для расформирования зоны проникновения. Это время меняется от 2—3 нед. для высокопористых песчаных пластов до 1 года и более для карбонатных пород средней пористости (см. рис. 72).

Определение водонефтяного контакта стационарными нейтронными методами возможно при высокой (более 100—250 г/л) хлоронасыщенности однородных нефтеносных песчаных пластов. Показания НГК против водоносной части пласта завышаются при этом в среднем на 15—20 %, а показания НКТ занижаются на ту же величину. Однако эти методы малоэффективны при определении положения ВНК в скважинах, не обсаженных колонной или только что вышедших из бурения из-за проникновения в пласт фильтрата пресной ПЖ; в пластах, вскрытых перфорацией, — вследствие перемешивания пластовой воды с ПЖ, находящейся в скважине, а также из-за наличия конусов обводнения.

Определить местоположение водонефтяного контакта в литологически неоднородном пласте с изменчивой продуктивностью и в карбонатном разрезе также трудно. Для карбонатного разреза это вызвано: большим сечением захвата ($\sigma_z = 0,435$ б или $0,435 \cdot 10^{-28} \text{ м}^2$) кальцита, дающим при захвате нейтронов примерно то же излучение, что и хлор; меньшей пористостью карбонатных пород по сравнению с терригенными, а следовательно, и меньшим хлоросодержанием в единице объема породы, что также снижает эффективность стационарных методов НГК и НКТ. При определении местоположения ВНК и контроле за его продвижением значительно более результативными являются импульсные методы нейтронного каротажа (см. гл. IV). Различия в показаниях ИНК против нефтеносной и водоносной частей пласта почти в 10 раз больше, чем на диаграммах НГК и НКТ. В высокопористых и однородных пластах импульсным методом возможно контролировать перемещение ВНК даже при относительно невысокой (30—35 г/л) минерализации пластовых вод, что недостижимо для стационарных нейтронных методов.

Основные задачи, решаемые методами ИНК, заключаются в изучении изменений во времени характера насыщения неперфорированных и перфорированных пластов. Импульсные нейтронные методы в комплексе с другими исследованиями используются также для определения затрубного движения воды, ревизии скважин старого фонда, контроля за выработкой основных объектов эксплуатации и поисков пропущенных нефтеносных пластов.

В неперфорированных пластах определение ВНК после расформирования зоны проникновения при сохранении цементного кольца (отсутствие циркуляции жидкости за колонной) не вызывает затруднений (рис. 171). Как видно, ВНК надежно отмечается по диаграммам ИНГК на глубинах 1705 м по первому замеру 1 и по второму 2 через два года (в начальный период эксплуатации ВНК по данным электрического каротажа находился на глубине 1706 м). Показания ИНГК на водонефтяном контакте изменяются в 5—10 раз.

Контроль разработки перфорированных пластов с подошвенной водой заключается в определении текущего положения ВНК и в выяснении причин обводнения. Обводнение скважин через перфорационные отверстия возможно из-за: 1) естественного подъема ВНК в процессе эксплуатации и достижения им перфорационных отверстий; 2) подтягивания конуса подошвенной воды; 3) притока воды по прискважинной части коллектора через некачественное цементное кольцо; 4) вытеснения нефти вдоль напластования водой по наиболее проницаемым пластам. Все эти случаи поддаются изучению импульсными методами.

На рис. 172 приведены примеры исследования ИНГК обводненных перфорированных пластов. На рис. 172, а представлен однородный нефтенасы-

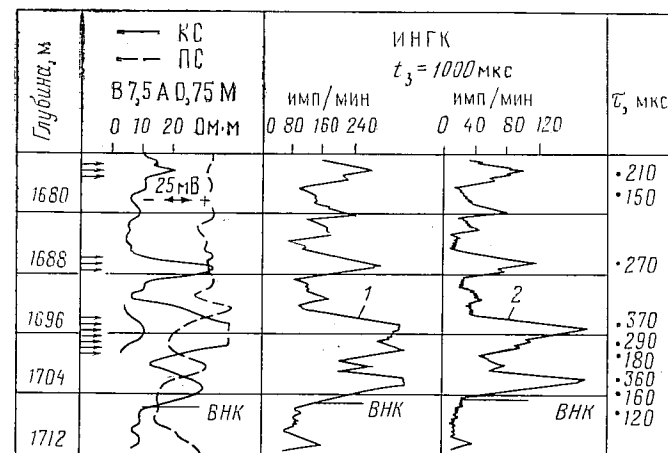


Рис. 171. Определение водонефтяного контакта в неперфорированной части пласта (скважина фонтанирующая).

Замеры ИНГК: 1 — первый; 2 — повторный; τ — время жизни тепловых нейтронов; стрелками показаны интервалы перфорации

щенный пласт, перфорированный на 9 м выше уровня подошвенной воды (ВНК). Менее чем через 1 год после перфорации из пласта вместе с нефтью получили 5—7 % пластовой воды. По данным ИНГК и значениям τ часть пласта, расположенная ниже перфорационных отверстий, отмечается как водоносная. По геолого-промысловым материалам такой быстрый подъем ВНК исключается. Поэтому остается предположить, что вокруг скважины образовалась промытая зона в результате движения подошвенной воды по каналам и трещинам в цементном камне. Аналогичная форма кривой ИНГК и распределение величин τ возможны и при подтягивании конуса обводнения. Однако в случае конуса обводнения радиус промытой зоны пласта с приближением к интервалу перфорации уменьшается и может стать меньше радиуса исследований ИНГК.

Пример подтягивания конуса обводнения показан на рис. 172, б. Водонефтяной контакт отмечен здесь по кривой сопротивления на глубине 1744 м, интервал перфорации 1726,5—1730 м. Скважина фонтанировала с дебитом 70 м³/сут при 30 %-ном содержании воды. Как видно из рис. 172, б, ниже перфорационных отверстий показания ИНГК и величина τ постепенно снижаются, достигая на границе ВНК параметров, свойственных водоносному пласту. Такого рода показания характерны при наличии конуса обводнения.

Рисунок 172, в иллюстрирует выделение обводненного участка в интервале 1712—1715 м в результате последовательных измерений диаграмм ИНГК в течение трех лет. Увеличение водосодержания в нефти в пределах 1—13 % сопровождалось снижением τ в диапазоне 290—185 мкс.

Обводнение нефтяных пластов опресненной водой существенно снижает эффективность разделения нефтеносных и водоносных пластов импульсными методами. При законтурном и внутриконтурном обводнении возможно горизонтальное перемещение нефти и пластовой воды. Это характерно в первую очередь для литологически неоднородных пластов. В результате ранее водоносные или обводненные пласты могут оказаться неф-

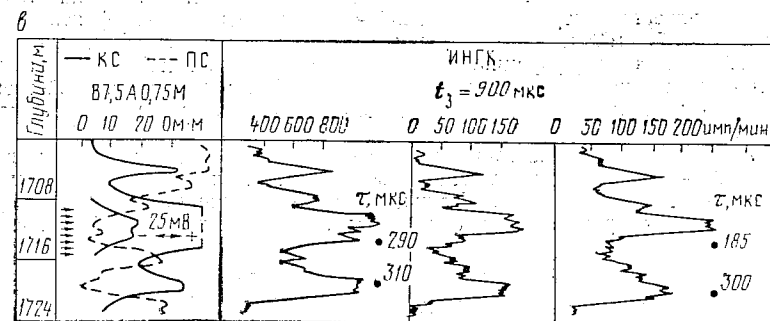
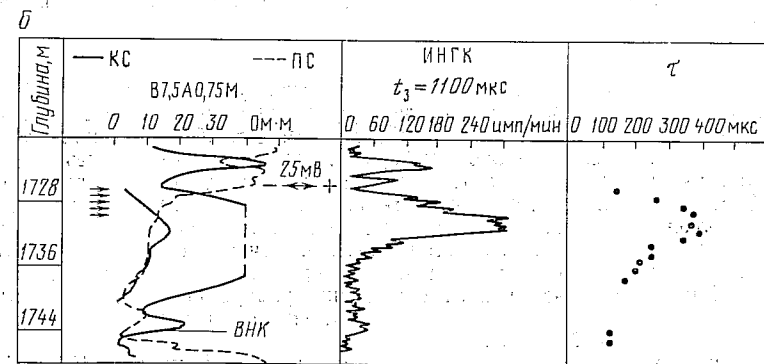
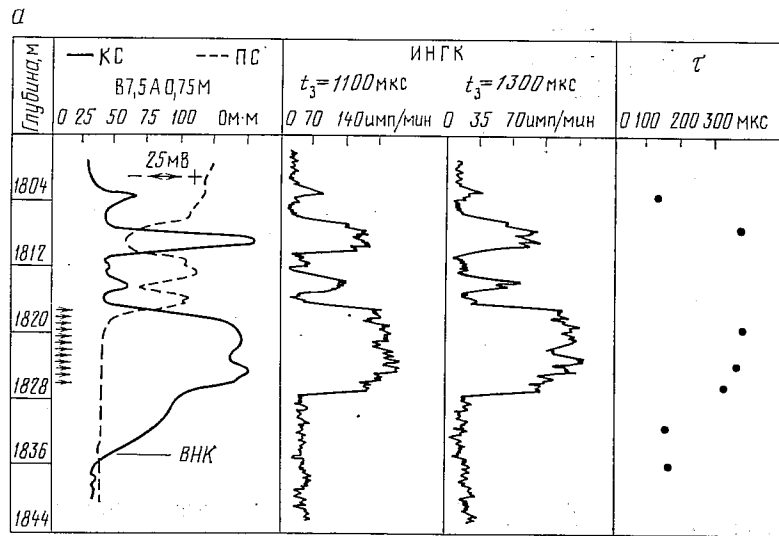


Рис. 172. Различные случаи обводнения скважин через перфорационные отверстия.

а — однородный нефтеносный пласт, обводненный ниже 1828 м; б — подтягивание конуса обводнения; в — выделение интервала проникновения воды в нефтеносный пласт (1712—1715 м)

тенасыщенными, а высокоминерализованные пластовые воды — замещенными пресными. На диаграммах ИНК нефтеносные пласты, как и насыщенные пресной водой, будут отмечаться практически одинаковыми высокими показаниями.

Для решения этой задачи применяют различные приемы. Один из них основан на свойствах цементного камня аккумулялировать хлор из пластовых вод и сохранять повышенное осолонение после замещения пластовой воды нефтью (отсутствие десорбции ионов хлора). При замещении пластовых минерализованных вод пресными происходит вымывание солей из цементного камня, что вызывает его опреснение. Сохранение осолоненного цемента против нефтеносного пласта при используемых задержках t_3 мало влияет на показания ИНК и пласт отмечается максимальными значениями. Слой цемента имеет превалирующее влияние на показания НГК и НКТ из-за малого радиуса исследования, и его осолонение приведет к тому, что независимо от характера насыщенности пласт зафиксируется как водоносный. Это различие в показаниях стационарных и импульсных нейтронных методов положено в основу как оценки характера насыщенности пласта, так и выявления затрубного движения воды.

Решение этой задачи возможно также путем комплексирования импульсных нейтронных методов с другими геофизическими исследованиями — дебитометрией, плотнометрией, влагометрии, резистивиметрии и т. п.

Рассмотрим это на конкретных примерах.

Рисунок 173 иллюстрирует использование фактора осолонения цемента для оценки характера насыщенности пласта. По данным БКЗ водонефтяной контакт в продуктивном пласте отмечен на глубине 1698 м. По диаграммам НГК и НКТ уровень ВНК через год поднялся до глубины 1696,5 м, т. е. нефтенасыщенность оказалась присущей лишь самой верхней части пласта (0,5—1 м ниже кровли). Вся нижняя его часть по данным НГК и НКТ характеризуется как хлорсодержащая за счет минерализованной пластовой воды или осолоненного цемента. Данные ИННК, полученные через 2 года после ввода скважины в эксплуатацию, являются недостаточно убедительными, но дают возможность предположить наличие нефти в пласте. Последующие измерения, выполненные через год после проведения ИННК методом ИНГК, и превышение величин τ , определенных по ИНГК, над значениями τ , вычисленными по ИННК, дали возможность охарактеризовать весь пласт как нефтенасыщенный (произошло замещение пластовой воды нефтью). Это подтвердилось его испытанием и получением притока нефти 60 м³/сут при содержании в нефти минерализованной воды до 10 %.

На рис. 174 приведен пример интерпретации комплекса наблюдений, выполненных в скважине, фонтанирующей с дебитом 50 м³/сут при содержании в нефти 18 % воды плотностью 1,07 г/см³. Исследования плотномером типа ГПП показывают, что из интервалов 1666,8—1672 и 1678,4—1682,4 м поступает жидкость плотностью 0,98 г/см³, что связано с прорывом здесь опресненной воды. Эти выводы четко подтверждены диаграммами, полученными расходомером РГД и одноэлектродным резистивиметром. Только по диаграмме ИНГК разделить нефтеносную часть пласта и водоносную, содержащую опресненную воду, не представляется возможным.

Определение газонефтяного контакта (условной границы, выше которой при эксплуатации получают нефть

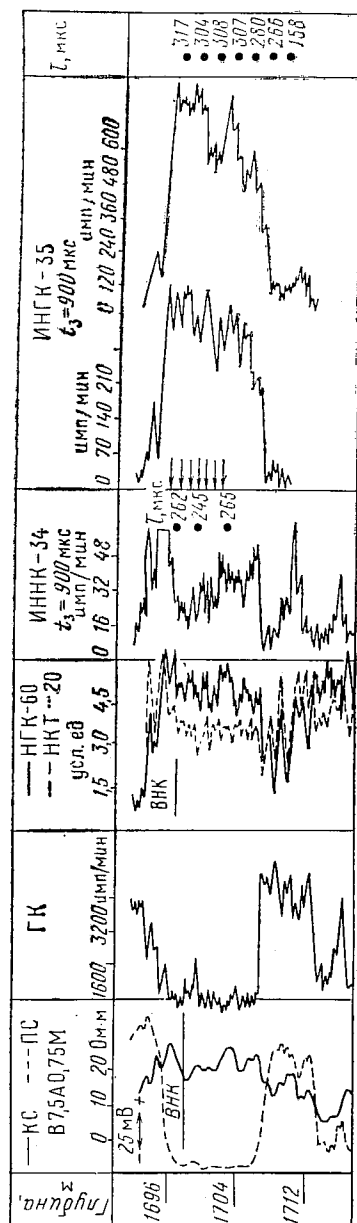


Рис. 173. Определение характера насыщенности перфорированных пластов комплексом импульсных и стационарных методов нейтронного каротажа.

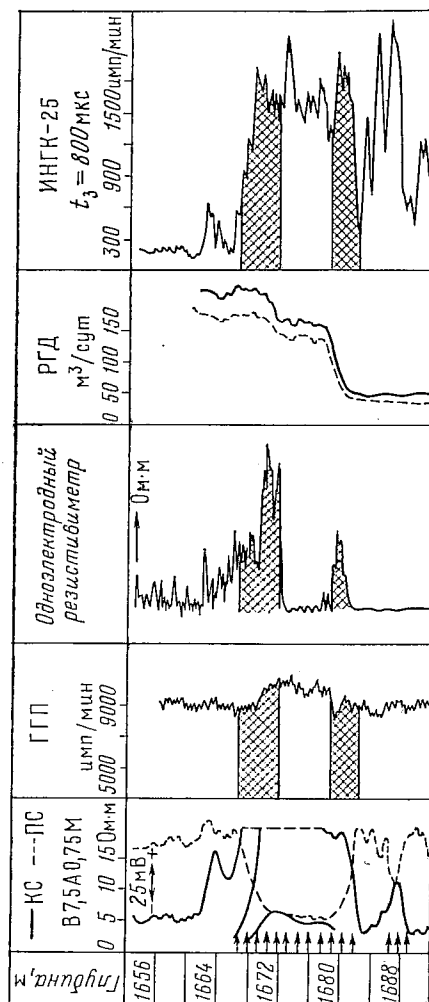


Рис. 174. Выделение интервалов обводнения в нефтеносных пластах, обводняющихся опресненной водой

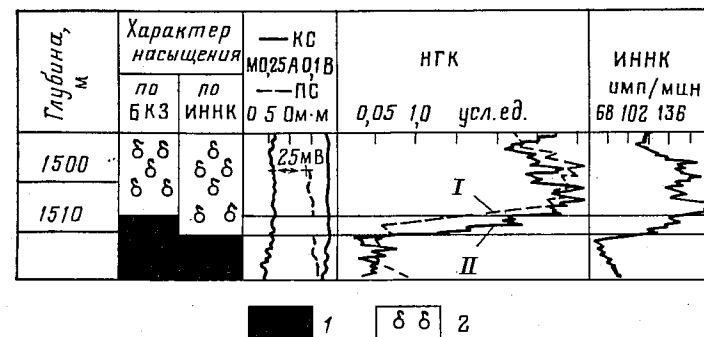


Рис. 175. График изменения уровня ГНК во времени.

Замеры НГК:

I — первый; *II* — повторный; пласты: *1* — нефтеносный; *2* — газоносный

со свободным газом, ниже—нефть без свободного газа) осуществляется в неперфорированном интервале пласта по кривым радиоактивного каротажа (НГК, НКТ, ГК, ИНК).

На кривой ИНК газонасыщенная часть пласта отмечается повышением показаний (увеличением времени жизни тепловых нейтронов τ) по сравнению с показаниями против нефтенасыщенной или водонасыщенной (независимо от концентрации соли в воде) частей пласта. Положение ГНК устанавливают путем сравнения двух измерений НГК, НКТ, ГГК или ИНК, выполненных в разное время. По смещению одной кривой относительно другой судят об изменении положений ГНК во времени. Более надежные результаты при этом получают в обсаженных скважинах после истечения времени, достаточного для расформирования зоны проникновения и установления в пласте естественного режима распределения флюида.

На рис. 175 показан пример перемещения ГНК во времени. При первом замере, выполненном на начальном этапе эксплуатации, граница ГНК по кривой НГК соответствует глубине 1508 м. При втором замере в связи с увеличением в процессе эксплуатации газовой шапки граница ГНК, как видно по кривым НГК и ИННК, снизилась до глубины 1510 м.

§ 49. РАСХОДОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Расходомертия заключается в измерении скорости перемещения жидкости в колонне скважины спускаемыми в нее на каротажном кабеле приборами, получившими название расходомеров. С их помощью решаются следующие основные задачи: в действующих скважинах выделяют интервал притока или поглощения жидкости, в остановленных выявляют наличие перетока жидкости по стволу скважины между перфорированными пластами, изучают суммарный дебит или расход жидкости отдельных пластов, разделенных неперфорированными интерва-

лами строят профили притока или приемистости по отдельным участкам пласта или для пласта в целом.

Различают гидродинамические и термокондуктивные расходомеры, которые по условиям измерения делятся на пакерные и беспакерные.

Измерительным элементом гидродинамического расходомера является турбинка с лопастями, расположенная в канале так, что через нее проходит поток жидкости, заставляющий ее вращаться. При вращении турбинка приводит в действие магнитный прерыватель тока, по показаниям которого определяют частоту ее вращения. Чем выше дебит, тем быстрее вращается турбинка и тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Частота импульсов преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения и по линии связи поступает на поверхность, где фиксируется регистрирующим прибором.

Применяют пакерные, с управляемым пакером и беспакерные приборы. Пакерный прибор РГД-5 дает возможность измерять весь приток жидкости в эксплуатационной колонне нагнетательной скважины диаметром 146—168 мм. Спуск беспакерного прибора или с управляемым пакером ДГД-8 возможен также при наличии в колонне насосно-компрессорных труб диаметром 50,8—63,5 мм. Для градуирования расходомеров каждый комплект глубинных приборов снабжается градуировочной характеристикой — зависимостью показаний прибора n (об/мин) от расхода жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$).

Гидродинамический расходомер опускается в скважину до кровли верхнего перфорированного интервала, и при открытом пакере регистрируются показания калибратора, нулевые линии и показания суммарного дебита. Затем при закрытом пакере прибор опускается на забой. Запись диаграммы производится непрерывно при подъеме прибора с прикрытым пакером до воронки насосно-компрессорных труб со скоростью 60—80 м/ч в масштабе глубин 1:200. На участках кривой с резкими изменениями дебита производят точечные измерения через 0,4 м, на участках кривой с малыми изменениями дебита — через 1—2 м. Определения выполняют с полностью открытым пакером. По непрерывным измерениям диаграмм расходомерии качественно оценивают места притока (приемистости), а также выявляют нарушения герметичности колонны в неперфорированных интервалах. По данным точечных измерений, проводимых последовательно и равномерно в заданных точках, дается количественная оценка распределения расхода жидкости по пластам и строится интегральная расходограмма. Полученная кривая показывает количество жидкости, проходящей через сечение скважины на различных глубинах (рис. 176, кривая 1).

Интегральная кривая характеризует суммарный дебит всех пластов, расположенных ниже данной глубины. В интервалах притока на такой кривой наблюдается рост показаний, а в ин-

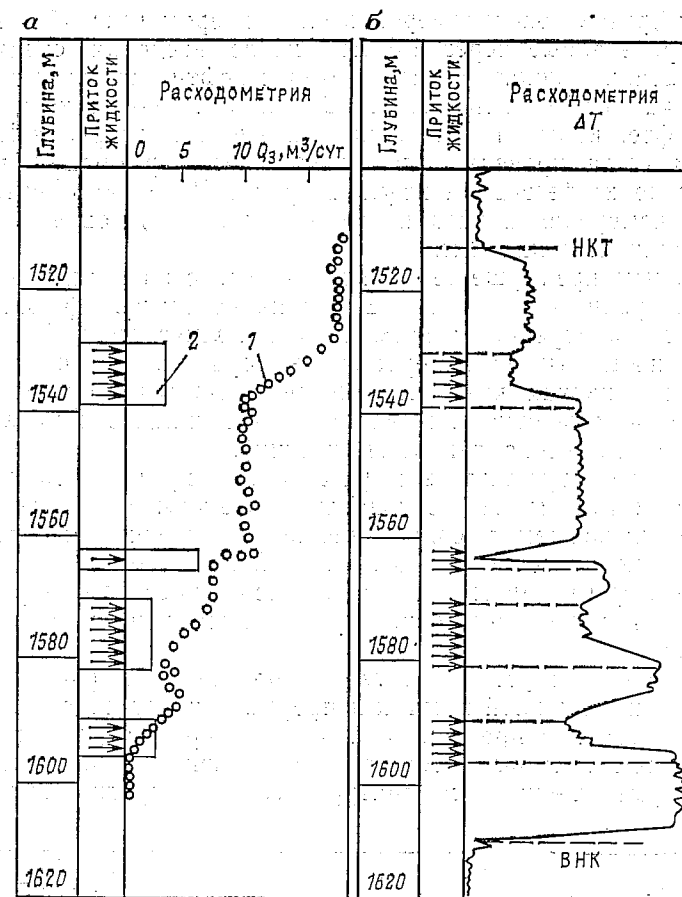


Рис. 176. Примеры расходограмм, зарегистрированных гидродинамическими (а) и термокондуктивными (б) расходомерами:

1 — интегральная; 2 — дифференциальная; характеризующая интенсивность притока на единицу мощности пласта; НКТ — башмак насосно-компрессорных труб; ВНК — водонефтяной контакт

тервалах поглощения — их уменьшение. Интегральная расходограмма служит для построения дифференциальной зависимости (см. рис. 176, кривая 2), характеризующей интенсивность притока (поглощения) на единицу мощности пласта.

Из анализа расходограмм следует, что не все проницаемые прослойки, выделяемые в разрезе по геолого-геофизическим данным, работают. Отсутствие поступления нефти из пласта в скважину возможно из-за малой проницаемости и градиента перепада давления в пласте, загрязнения прискважинной зоны, неполноценной перфорации колонны и др. В примере исследования

профиля притока расходомером и плотномером (рис. 177) измерения, проведенные через 1,5 мес после введения скважины в эксплуатацию, показали, что в отдаче нефти участвует только верхняя часть пласта мощностью 2,6 м. Для улучшения поступления нефтей из пласта в колонну скважины в интервале 1325—1333,5 м была проведена дополнительная перфорация, в результате дебит безводной нефти возрос с 39 до 60 м³/сут. Повторные измерения показали, что мощность отдающего интервала увеличилась на 7,2 м.

Основным преимуществом гидродинамических расходомеров является сравнительно небольшое влияние состава флюида на результаты измерений и возможность количественной оценки притока жидкости из интервала перфорации. Недостатки их следующие: низкая чувствительность к малым дебитам (1—5 м³/сут), частые отказы из-за наличия в жидкости механических примесей (песка, глинистых частиц).

Термокондуктивные расходомеры с термодинамическим датчиком СТД основаны на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещенного в поток, от средней линейной скорости потока. Они предназначены для исследования фонтанирующих скважин через насосно-компрессорные трубы и глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство.

Измерительная установка термокондуктивного расходомера состоит из помещенной в поток непрерывно подогреваемой электрическим током спирали и скважинного термометра для измерения ее температуры. Место притока флюида в скважину отмечается уменьшением температуры. Термокондуктивные расхо-

домеры (СТД), достаточно чувствительные к притокам с малым дебитом, надежны в эксплуатации и нечувствительны к выносу песка потоком жидкости. Однако с помощью этих расходомеров нельзя проводить количественные оценки интенсивности потока при неоднородных жидкостях. Профиль притока можно получить только при однокомпонентной жидкости.

Расходограммы, полученные приборами СТД, имеют более сложную форму (см. рис. 176, б), чем расходограмма, полученная гидродинамическим расходомером. По разнице между показаниями против нижнего и верхнего интервалов (непосредственно после минимума) количественно определяют, используя градуировочную кривую, дебит однокомпонентной жидкости, текущей по стволу скважины. Если в скважине течет многофазная смесь, то из-за чувствительности показаний к характеру флюида интервалы притока выделяются без количественного определения их дебитов, лишь качественно. Используя чувствительность термокондуктивных расходомеров к характеру флюида, по комплексу расходограмм, полученных гидродинамическим и термокондуктивным приборами, можно судить о составе жидкости. В действующих скважинах в зависимости от решаемых задач и конкретных геолого-технических условий применяют тот или иной тип расходомера или совместно.

§ 50. ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ФЛЮИДОВ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Изучение состава флюидов в стволе скважины проводят методами электрометрии, радиометрии и термометрии. От применяемых для этой цели измерительных глубинных установок требуется, чтобы радиус исследований не превышал радиуса ствола колонны. Полученные данные о составе флюидов в стволе скважин служат дополнительными материалами для контроля их технического состояния и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Резистивиметрия скважины заключается в измерении удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину. Эти работы проводятся чаще всего для определения мест притока воды в скважину с помощью резистивиметров. Для исследования фонтанирующих скважин создан одноэлектродный резистивиметр, предназначенный для определения в действующих скважинах нефтеводораздела и мест притока в колонну воды различного удельного сопротивления (разной минерализации). Показания резистивиметра сильно зависят от характера водонефтяной смеси, которая может быть гидрофильной (вода образует непрерывную фазу, а нефть присутствует в виде капель) и гидрофобной (вода содержится в нефти в виде капель). Переход гидрофильной смеси в гидрофобную отмечается на диаграмме четко выраженным увеличением удельного сопротивления. Такой переход отмечается при критическом

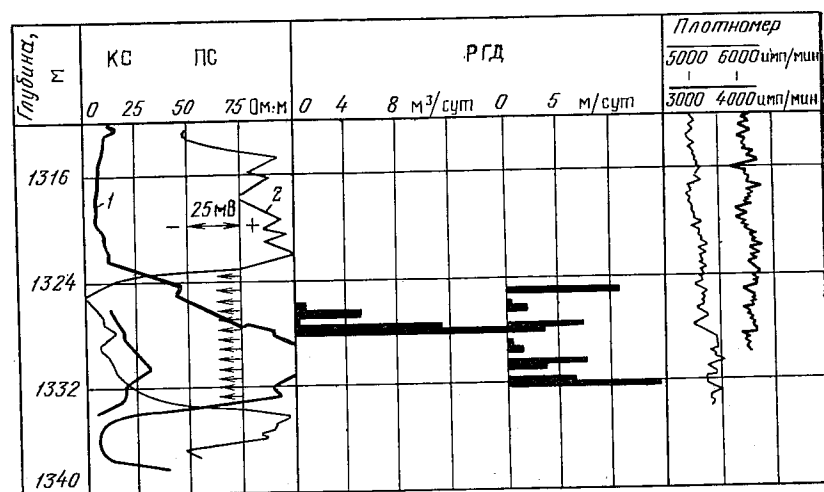


Рис. 177. Исследование профиля притока гидродинамическим расходомером.
1 — КС-зонд N7,5M0,75A; 2 — ПС

содержании нефти в воде (30—60 %) и может соответствовать притокам нефти в скважину.

Использование резистивиметра в действующей скважине имеет ряд ограничений, связанных с эмульсионной структурой жидкости притока. Этот метод следует рассматривать как вспомогательный, несущий в ряде случаев дополнительную информацию (см. рис. 174).

Влагометрия скважины заключается в измерении содержания воды в жидкости, заполняющей скважину. Резкое различие между диэлектрической проницаемостью воды ($\epsilon' \approx 80$) и нефти ($\epsilon' \approx 2 \div 6$) (см. гл. III) дает возможность создать по этому принципу прибор диэлектрического влагомера ВГО. Чувствительным элементом такого прибора является проточный конденсатор, между обкладками которого при движении прибора по скважине протекает исследуемый флюид. Регистрация кривой влагомером производится при его подъеме со скоростью 100—500 м/ч; горизонтальный масштаб колеблется в пределах 0,5—1 кГц/см.

Для определения содержания воды (в %) в смеси жидкости влагомер перед измерением градуируют. Для этого строят график зависимости частоты измеряемого сигнала f от содержания воды; с увеличением содержания воды показания влагомера растут.

В примере выделения заводняемого пласта с использованием влагомера ВГД и расходомера РГД (рис. 178) перфорированы три пласта, общий приток жидкости составлял 360 м³/сут. По показаниям влагомера в интервале нижнего пласта обводненность потока достигала 88 %, снижаясь в пределах верхних пластов до 55 %. При проведении ремонтных работ и отключении нижнего обводняющего пласта скважина стала давать безводную нефть с дебитом 200 м³/сут.

К недостаткам влагомеров относятся зависимость результатов измерений от степени дисперсности нефти и воды в скважине, резкое снижение чувствительности к изменению водосодержания в тех случаях, когда водосодержание более 50 %, чувствительность ВГД к механическим примесям. Однако, несмотря на эти недостатки, замеры влагомером дают дополнительную информацию при контроле за обводнением перфорированных скважин.

Измерение плотности жидкости в скважине производится с помощью гамма-плотнометра (ГГП), основанного на измерении интенсивности поглощения гамма-квантов флюидом, заполняющим скважину (гамма-гамма-каротаж в его селективной модификации, см. § 13).

Прибор содержит источник мягкого гамма-излучателя (препарат ^{170}Tm) с энергией менее 100 кэВ и расположенный на расстоянии 0,3—0,4 м от него индикатор, регистрирующий интенсивность гамма-лучей. При такой интенсивности источника влияние стенок скважины сведено к минимуму. Гамма-плотно-

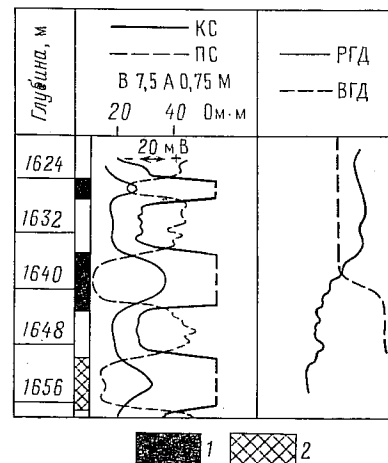


Рис. 178. Выделение заводняемого пласта по исследованиям влагомером и расходомером (по Б. М. Орлинскому, В. М. Арбузову).

1 — нефтеносный пласт; 2 — заводняемый пласт; РГД и ВГД — проведено через 12 лет после ввода скважины в эксплуатацию

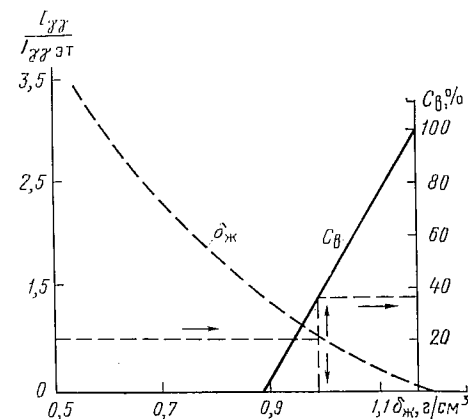


Рис. 179. Номограмма для определения плотности жидкости $\rho_{ж}$ и содержания воды $C_{в}$ по значению $I_{\gamma\gamma}/I_{\gamma\gamma\text{эт}}$

меры рассчитаны на диапазон изменения плотности жидкости 0,7—1,2 г/см³. Точность измерений $\pm 0,01$ г/см³, что соответствует 5 %-ной обводненности нефти с плотностью 0,8 г/см³ водой плотностью 1 г/см³. Регистрация кривой прибором ГГП производится со скоростью от 50 до 100 м/ч. На кривых, полученных плотномером, переход от воды к нефти отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения. С помощью градуирования прибора показания интенсивности рассеянного гамма-излучения, зарегистрированные в скважине, переводятся в значения плотности.

Плотность жидкости определяют по следующей схеме. По измеренной диаграмме отсчитывают значение $I_{\gamma\gamma}$. Затем вычисляют отношение $I_{\gamma\gamma}/I_{\gamma\gamma\text{эт}}$, где $I_{\gamma\gamma\text{эт}}$ — показания прибора при эталонировании (среднее значение из двух измерений, выполненных на пресной воде — $\delta_{в} = 1$ г/см³, до замера в скважине и после него).

На рис. 179 приведена номограмма $I_{\gamma\gamma}/I_{\gamma\gamma\text{эт}} = f(\delta_{ж}C_{в})$ для определения плотности жидкости $\rho_{ж}$ и содержания воды $C_{в}$ в действующей скважине по диаграммам плотнометра. Пользование номограммой пояснено линиями и стрелками.

Плотномер применяется в эксплуатационных скважинах при решении следующих задач: 1) определения плотности жидкости в стволе скважины; 2) выявления интервалов разгазирования жидкости в стволе скважины; 3) выяснения наличия притока

жидкости через нарушение колонны; 4) определения нефтеводораздела в стволе скважины и интервалов обводнения пластов, вскрытых перфорацией, минерализованными и пресными водами (см. рис. 174).

Кислородный нейтронно-активационный каротаж (КНАК) основан на активации ядер кислорода быстрыми нейтронами, испускаемыми скважинным генератором нейтронов. При активации кислорода ^{16}O в результате ядерной реакции возникает радиоактивный изотоп азота ^{16}N с периодом полураспада $T_{1/2} = 7,352$ с. Ядро ^{16}N подвергается β -распаду и снова превращается в ядро ^{16}O . Этот процесс влечет за собой излучение γ -квантов с высокой энергией, равной 6,13 и 7,12 МэВ. Нефть и газ представляют собой смесь углеводородов с очень малым содержанием кислорода.

В пластах, цементном кольце и колонне, окружающих скважину, содержание кислорода изменяется в относительно узких пределах, а энергия активированных радиоактивных изотопов, возникающих в этой среде, как и естественного гамма-излучения, обычно не превышает 3 МэВ. В связи с этим по интенсивности жестких гамма-излучений, регистрируемых в скважине, можно судить о концентрации в окружающей среде кислорода, а следовательно, и воды. Малая глубинность метода, радиус которой в воде не превышает 20 см, дает возможность исследовать состав флюида в колонне и в затрубном пространстве; независимость результатов исследований от минерализации воды расширяет возможности метода.

Измерение КНАК комплексируют обычно с одновременным замером ИНГК и определяют параметр η — отношение скорости счета, измеренной КНАК, к скорости счета ИНГК на минимально возможной задержке. Величина параметра η зависит не только от содержания кислорода, но и от скорости и направления движения активизированных ядер относительно индикатора гамма-излучения. В связи с этим для получения количественной зависимости величины η от дебита воды Q_B вводится относительный параметр $\eta_{отн} = \eta/\eta_0 = f(Q_B)$, где η_0 , η — параметры, определяемые соответственно для неподвижной воды и подвижной с дебитом Q_B . Для количественной оценки Q_B по $\eta_{отн}$ строят градуировочный график (рис. 180).

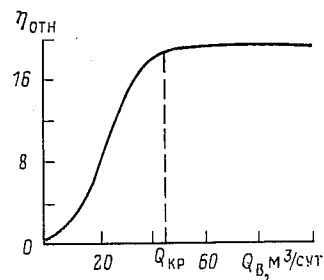


Рис. 180. Пример градуировочной зависимости $\eta_{отн} = f(Q_B)$.

КНАК применяется для решения следующих задач: определения границы подвижной и застойной воды; выделения интервалов притока воды в скважину; выявления интервалов затрубной циркуляции воды.

К недостаткам метода относятся: трудность учета влияния окружающих пород; ограниченность диапазона

измеряемых дебитов; зависимость показаний метода от состава жидкости, скорости и направления движения жидкости в скважине. Допустимая погрешность измерения при активационном каротаже не должна превышать 3%; регистрация кривой в скважине ведется со скоростью 100—110 м/ч.

Глава XV

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

В СССР и за рубежом разработаны и применяются различные системы автоматизированного сбора и интерпретации материалов ГИС. Системы базируются на применении вычислительных машин различного класса — больших, средних, малых, мини- и микро-ЭВМ. В практике обработки и интерпретации материалов ГИС применяются микрокалькуляторы. В недалеком будущем широкое применение найдут персональные ЭВМ, которые при ультрамалых габаритах обладают значительными вычислительными мощностями и предназначены для персонального использования инженерами-интерпретаторами.

Автоматизированная обработка и интерпретация данных ГИС представляет собой замкнутый технологический процесс и состоит из двух этапов: сбора данных ГИС в цифровой форме; обработки и интерпретации данных ГИС. Дополнительным этапом в этой схеме является сбор геологической информации. К ней относятся: описание литологии пород и их петрофизические характеристики, определенные по кернам и шламу, сведения о процессе бурения скважины (параметры ПЖ, диаметр долота, характеристика процесса бурения и т. п.), параметры пластовых вод, результаты опробования разреза скважины и т. п. Эта информация записывается на носители данных ЭВМ в территориальный банк данных и вводится в обработку по мере необходимости.

§ 51. СХЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

В настоящее время используют две основные схемы.

Первая схема основана на централизации обработки данных ГИС в ряде крупных вычислительных центров (ВЦ), которые линиями связи соединены с геофизическими предприятиями или группами каротажных партий, осуществляющими цифровую регистрацию данных каротажа. На рис. 181 приведена такая

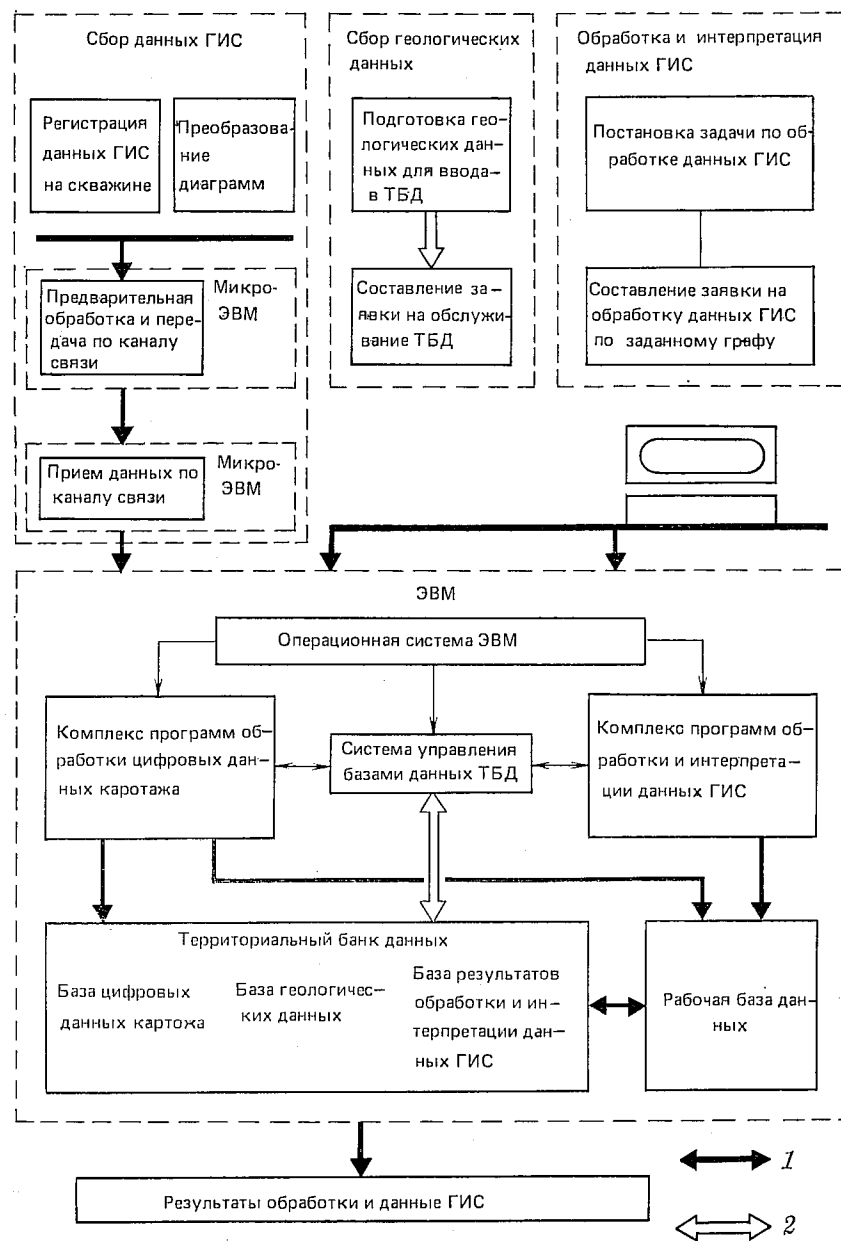


Рис. 181. Схема автоматизированной обработки и интерпретации данных ГИС.

Потоки данных: 1 — ГИС; 2 — прочих

схема, применяемая в Министерстве нефтяной промышленности. Исходные данные каротажа в цифровой форме получают или путем регистрации на скважине, или путем преобразования диаграмм на специализированных устройствах. Носителем данных является магнитная лента. Исходные данные либо непосредственно передаются в ВЦ, либо на малом ВЦ предприятия, оснащенного микро-ЭВМ, эти данные сначала подвергаются предварительной обработке, а затем по линии связи (телефонной или радиорелейной) передаются на приемный узел ВЦ. Принятые данные вводятся в ЭВМ и подвергаются редактированию. В результате формируются цифровые каротажные кривые, которые записываются в специализированную базу территориального банка данных. При решении различных геологических задач цифровые каротажные кривые, хранящиеся в банке данных, подвергаются обработке.

В основе второй схемы лежит принцип иерархического построения системы. В соответствии с этим принципом осуществляется последовательная по глубине обработка данных ГИС на ВЦ различной мощности в зависимости от уровня геофизического предприятия в организации геофизической службы. В геофизических конторах применяются вычислительные комплексы на базе мини- или микро-ЭВМ, в геофизических экспедициях создаются ВЦ на базе малой ЭВМ ЕС-1022, в геологическом управлении — ВЦ с более мощной ЭВМ и т. д.

В последние годы развивается новое направление — создание систем автоматизированного сбора и обработки данных на основе использования компьютеризированных каротажных станций. Компьютеризованная каротажная станция — это комплекс аппаратных средств для проведения геофизических работ в скважине с записью данных каротажа на магнитной ленте (иногда используется магнитный диск) под управлением встроенной бортовой микро-ЭВМ. Эти станции выполняют также ряд важных дополнительных функций: а) предварительную обработку зарегистрированных данных и формирование кондиционных цифровых каротажных кривых; б) воспроизведение кривых в виде диаграмм заданного формата; в) экспресс-обработку комплексов кривых по упрощенному алгоритму с целью получения предварительных геологических выводов о разрезе. Сформированные цифровые каротажные данные в дальнейшем подвергаются детальной обработке в ВЦ.

На рис. 182 показана технологическая схема централизованной обработки и интерпретации данных ГИС, внедренная в МНП.

Основой этой схемы является мощная ЭВМ третьего поколения ЕС-1061, размещенная в ВЦ геофизического треста. В качестве дополнительного устройства ЭВМ имеет пункт сбора, контроля и приемопередачи каротажных данных (ПСКПКС), оборудованный микро-ЭВМ ВТ-20А. Подобный пункт ПСКПКС содержится также в каждой промыслово-геофизической конторе. Связь пункта ВЦ треста с пунктами многих ПГК, входящих

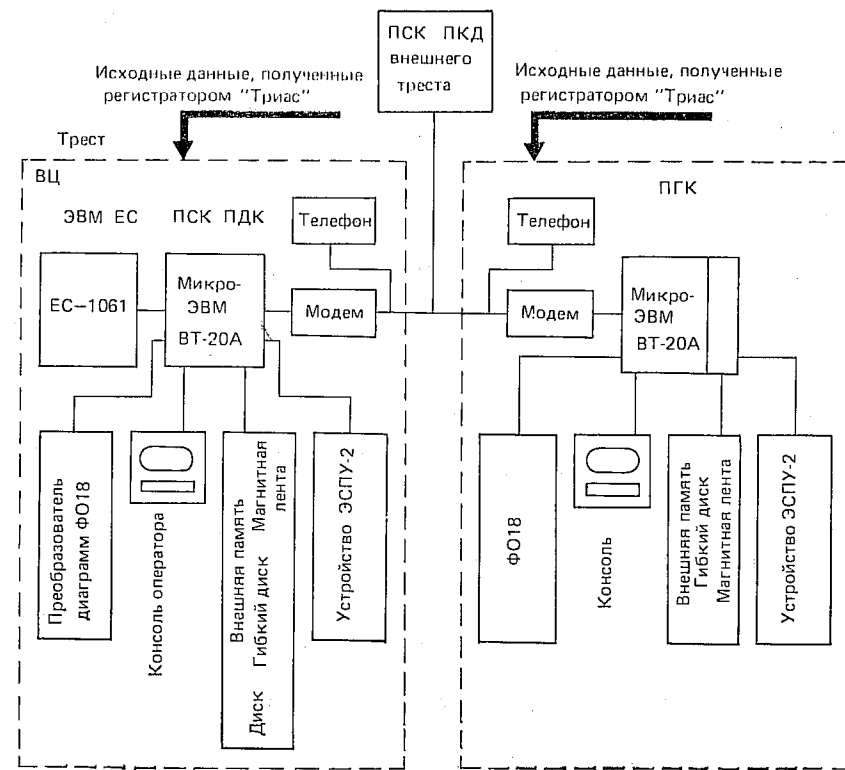


Рис. 182. Технологическая схема централизованной обработки и интерпретации данных ГИС, внедренной в МНП

в состав треста, осуществляется по коммутируемой телефонной линии. Пункт ВЦ треста имеет связь с аналогичными пунктами других трестов. Так образуется единая сеть вычислительных центров отрасли, между которыми возможен обмен данными ГИС. На ЭВМ ВЦ треста эксплуатируется специализированное математическое обеспечение, которое включает: систему автоматизированной первичной обработки цифровых данных каротажа (АСПОЦДК), систему обработки и интерпретации данных ГИС (АСОИГИС), систему управления базами данных территориального банка данных (ТБД), созданного на базе СУБД ИНЕС-2м.

В среде ПСКПКД эксплуатируется специализированный комплекс программ, обеспечивающий выполнение процедур предварительной обработки данных ГИС, а также передачи этих данных и результатов обработки и интерпретаций по каналам связи. Задачами предварительной обработки данных ГИС являются: а) редактирование исходных цифровых данных каротажа и формирование цифровых каротажных кривых (ЦКР); б) накопление и хранение ЦКР на томах магнитных лент;

в) воспроизведение ЦКР с помощью устройства ЭСПУ-2; г) обработка ЦКР, например данных профилометрии, введение поправок в кривые за скважину и т. п.; д) форматизация ЦКР для передачи по каналу связи.

§ 52. СБОР ДАННЫХ ГИС В ЦИФРОВОЙ ФОРМЕ

Сбор данных ГИС в цифровой форме включает следующие процедуры: 1) регистрацию данных ГИС в цифровой форме в процессе каротажа; 2) преобразование аналоговых диаграмм в цифровую форму; 3) первичную обработку данных ГИС — редактирование исходных цифровых данных, полученных в процессе регистрации или преобразования, формирование и запись на носитель ЭВМ цифровых каротажных кривых; 4) накопление и хранение ЦКР в территориальном банке геолого-геофизических данных, выбор комплексов кривых из банка и передача их обрабатывающим программам, решающим различные геологические задачи.

ЦИФРОВАЯ КАРОТАЖНАЯ КРИВАЯ И ЕЕ РЕГИСТРАЦИЯ

С математической точки зрения каротажная кривая описывается как функция $g=f(h)$, где g — измеряемый геофизический параметр, h — глубина скважины. Как и любая эмпирическая зависимость, эта функция может быть представлена в двух формах: в аналоговой (графической) и дискретной или цифровой (табличной).

В дискретной форме аналогом диаграммы является цифровая каротажная кривая, которая состоит из заголовка и числового массива каротажной кривой. Заголовок содержит почти те же данные, что и диаграмма. Числовой массив представляет собой функцию $g=f(h)$, заданную в табличной форме.

Существуют два способа представления в цифровой форме функции $g=f(h)$. Первый состоит в том, что g_i , $i=1, 2, \dots, n$ определяются вдоль ствола скважины от подошвы интервала к кровле через заданный шаг по глубине Δh (система равномерного квантования). При втором способе применяется система неравномерного квантования, когда минимизируется число отсчетов g_i по заданному закону при условии, что по таблице (g_i, h_i) можно восстановить кривую с требуемой точностью. Система неравномерного квантования применяется крайне редко.

Шаг квантования Δh является важнейшим параметром преобразования кривой в цифровую форму по системе равномерного квантования. Он выбирается исходя из условия минимальной потери точности при замене аналоговой кривой последовательностью отсчетов.

Согласно теореме Котельникова, любая непрерывная функция $f(t)$, спектр которой не содержит частот выше ω , может быть

заменена совокупностью значений этой функции $f(t_i)$, если выполняется условие

$$\Delta t = t_{i+1} - t_i \leq 1/2\omega. \quad (\text{XV.1})$$

На основе теоремы Котельникова можно оценить величину шага квантования при преобразовании кривой в цифровую форму с учетом изложенного требования.

Так как $\Delta t = \Delta h/v$ и $\omega = 1/T = v/h_{\min}$, где v — скорость проведения каротажа, $h_{\min}$ — минимальная мощность прослоя, подлежащего выделению на кривой, получим

$$\Delta h \leq h_{\min}/2. \quad (\text{XV.2})$$

Если на кривой целесообразно достоверно выделять прослой мощностью 0,2 м и более, шаг квантования не должен превышать 0,1 м. При преобразовании кривых с шагом квантования Δh точность их взаимной увязки по глубине, если они были зарегистрированы одновременно, составляет величину Δh .

Существуют два способа представления данных каротажа в цифровой форме: регистрация и преобразование.

Регистрация является основным способом получения данных ГИС в цифровой форме. Преобразование применяется для пополнения этих данных при некачественной цифровой регистрации и для представления в цифровой форме фоновых материалов ГИС.

РЕГИСТРАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

Регистрация данных ГИС в цифровой форме осуществляется регистраторами «Триас», которые входят в состав каротажных станций.

Регистратор «Триас» обеспечивает выполнение следующих операций: а) преобразование в цифровую форму измерительных аналоговых сигналов, поступающих с измерительной системы каротажной станции; б) формирование данных о глубине; в) группирование информации в соответствии с форматом записи и запись ее на магнитную ленту; г) воспроизведение информации с магнитной ленты. В составе регистратора имеются специальные устройства для передачи и приема данных по линии связи. Регистратор «Триас» обеспечивает преобразование данных каротажа по системе равномерного квантования с шагом 0,01, 0,1 и 0,2 м. Носителем данных является магнитная лента. На магнитной ленте записываются: а) метки данных; б) данные проверок настройки измерительной системы каротажной станции; в) данные каротажа, отсчеты глубины, метки глубины. При одном цикле каротажных работ в скважине в пределах заданного интервала разреза регистрируется набор файлов (НФТР). Файл (ФТР) представляет собой логически организованную совокупность записей на одной или нескольких катушках (томах) магнитной ленты, сформированную при одном

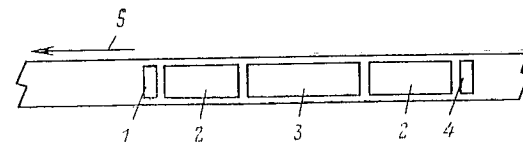


Рис. 183. Структура файла на магнитной ленте.

1 — метка начала файла; 2 — зона проверок калибровок; 3 — зона каротажа; 4 — метка конца файла; 5 — направление движения магнитной ленты

спуско-подъеме каротажного прибора в скважине. Файл (рис. 183) содержит метку начала 1 зоны проверок нулей и калибровок измерительной системы каротажа 2, записанные при настройке аппаратуры перед началом каротажа и в процессе проверки ее функционирования после каротажа, зону каротажа 3 и метку конца файла 4. Для каждого файла оператор составляет заголовок на специальном бланке.

Цифровая регистрация каротажной кривой выполняется двумя способами: запись одним каналом регистратора полностью сформированного геофизического параметра; запись в нескольких каналах серии элементарных сигналов, создаваемых измерительной системой каротажа (например, сигналов тока и потенциала для кривой БК), по которым при обработке файла на ЭВМ вычисляется искомый геофизический параметр.

Процесс каротажа в скважине, как правило, осложняется многими факторами, обусловленными, например, неравномерностью движения прибора по стволу, неустойчивостью работы измерительной аппаратуры, плохим качеством магнитной ленты вследствие ее износа и др. В таких условиях ФТР кроме полезной информации содержит помехи, которые требуется обнаружить и устранить в процессе обработки на ЭВМ.

Редактирование файла на ЭВМ предусматривает процедуры преобразования данных, записанных на магнитной ленте, в цифровые каротажные кривые. Выполняются следующие вычислительные функции: а) монтаж зоны каротажа файла по показаниям глубин и магнитным меткам; б) масштабирование кривой для представления в принятых единицах измерения, при этом по данным зон проверок, содержащихся в файле, определяются зависимости показаний, накопленных в каналах регистратора, от истинных показаний каротажа; в) поиск и устранение ошибочных значений (сбоев) в числовом массиве кривой; г) представление ЦКР в заданном формате и запись ее на носителе данных ЭВМ.

ПЕРВИЧНАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ ГИС

На рис. 184 показана схема функционирования автоматизированной системы первичной обработки цифровых данных каротажа (АСПОЦДК). Входными данными системы являются: 1) заявка на выполнение вычислительных процедур; 2) наборы

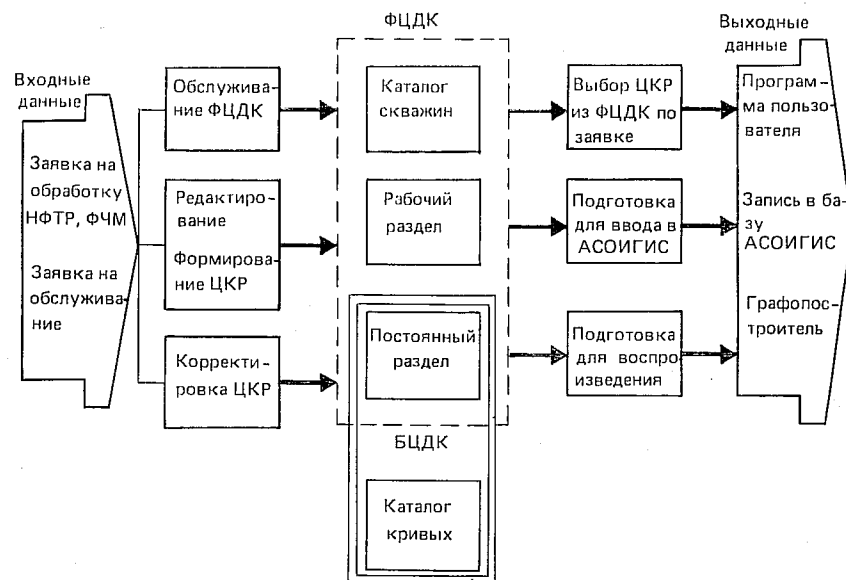


Рис. 184. Схема функционирования АСПОЦДК.

файлов, получаемых регистратором «Триас»; 3) данные цифрового преобразования каротажных кривых — файлы числовых массивов (ФЧМ).

АСПОЦДК осуществляет: а) создание и обслуживание на ВЦ геофизического предприятия фонда цифровых данных каротажа (ФЦДК); б) первичный ввод ЦКР, сформированных на этапе редактирования НФТР и ФЧМ, в ФЦДК; в) накопление, хранение и корректировку ЦКР в ФЦДК; г) выбор комплексов ЦКР из фонда и передачу для обработки в программу пользователя; д) подготовку комплексов кривых для ввода в базу данных АСОИГИС; е) графическое воспроизведение комплексов ЦКР.

Информационной базой АСПОЦДК является фонд цифровых данных каротажа, который состоит из трех компонентов: каталога скважин, рабочего и постоянного разделов, в которых накапливаются ЦКР. В каталоге скважин содержатся сведения по скважинам, которые обслуживаются геофизическим предприятием. Сообщение о скважине включает: инвентарное имя, которое присваивается скважине в ФЦДК, общие сведения о скважине, а также служебная информация, которая используется при эксплуатации системы. Рабочий раздел ФЦДК используется для первичного сбора цифровых данных ГИС. Введение в структуру ФЦДК рабочего раздела объясняется тем, что процесс формирования ЦКР (регистрация, преобразование, редактирование) может сопровождаться появлением ошибок. На этапе хранения в рабочем разделе кривые подвергаются контролю,

из фонда выбраковываются и удаляются некачественные данные или осуществляется их корректировка.

Конечный результат при функционировании АСПОЦДК — создание постоянного раздела фонда, представляющего собой совокупность наборов данных на томах магнитных лент, в каждом из которых содержатся данные ГИС по одной скважине. В постоянный раздел ЦКР переписываются из рабочего раздела. Постоянный раздел ФЦДК вместе со специальным каталогом кривых, сформированным в среде ИНЕС-2М, образует базу цифровых данных каротажа (БЦДК), которая является компонентом территориального банка геолого-геофизических данных.

ФЦДК — источник данных ГИС при выполнении различных процедур обработки. Выбор кривых из фонда осуществляется по специальной заявке, в которой можно указать все возможные запросы интерпретатора на данные ГИС. Выбранные кривые записываются на рабочий диск, где в дальнейшем могут обрабатываться программами пользователя. АСПОЦДК реализует специальные вычислительные процедуры для подготовки данных ГИС к последующему вводу в базу данных АСОИГИС и для воспроизведения комплексов кривых в графической форме.

§ 53. ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

Схема обработки и интерпретации данных ГИС, осуществляемая системой АСОИГИС, приведена на рис. 185.

Система АСОИГИС состоит из базы данных и комплекса программных средств, осуществляющих управление базой данных и вычислительным процессом, а также реализующих собственно обработку данных ГИС при решении геологических задач.

База данных является ядром системы и содержит информацию, вовлекаемую в вычислительный процесс. В ней хранятся следующие группы данных: а) данные управления функционированием программ (описатели программ, описатели документов АСОИГИС и др.); б) данные управления процессами обработки (вычислительные процедуры АСОИГИС, определяющие стандартные графы обработки данных ГИС, макеты представления заключений по результатам обработки, макеты документов АСОИГИС, хранящие устойчивые петрофизические характеристики и другие параметры, используемые при обработке данных ГИС по региону, площади или группе скважин); в) палетки, используемые обрабатываемыми программами; г) цифровые каротажные кривые; д) документы, содержащие петрофизические константы и другие параметры, которые используются в обработке; е) результаты обработки в форме массивов и таблиц.

База данных состоит из нескольких подбаз: основной для всех пользователей системы и набора постоянных подбаз поль-

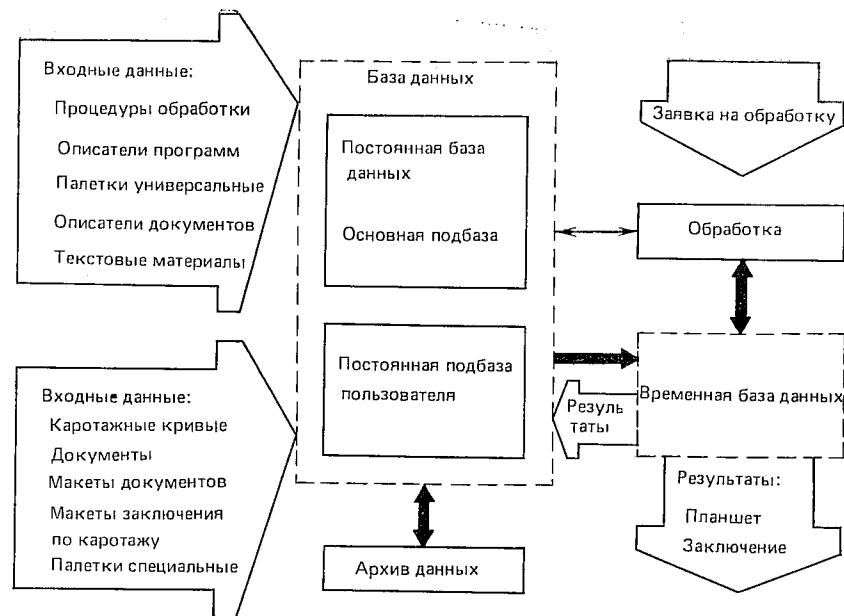


Рис. 185. Структурная схема АСОИГИС.

зователей. Подбазы обеспечивают независимость пользователей при решении задач обработки и интерпретации материалов ГИС. В АСОИГИС имеются два компонента базы данных: постоянная база и временная база. Постоянная база данных предназначена для долговременного хранения информации. Временная база создается в период выполнения обработки. Требуемые для реализации вычислений данные переписываются в нее из постоянной базы или вводятся извне сервисными программами АСОИГИС перед началом работы обрабатывающих программ. После завершения задания временная база уничтожается. В базе данных геофизическая и геологическая информация по скважине хранится в форме двух компонентов: массив, документ. Массив представляет собой совокупность данных одного формата, например числовой массив каротажной кривой или совокупность значений Δt по пластам, выделенным в разрезе скважины. Таблица пластовых данных $\{T_{ij}\}$, содержащая n строк ($i=1, 2, \dots, n$) и m столбцов ($j=1, 2, \dots, m$), в которой строки соответствуют обрабатываемым пластам, а столбцы — геофизическим параметрам, хранится в базе данных как совокупность массивов, каждый из которых содержит данные по j -му столбцу.

В форме массивов в базе хранятся также любые тексты.

Документ — это совокупность параметров, которые определяют различные геофизические и геологические характери-

стики. В документе могут содержаться как цифровые, так и текстовые данные. Запись в базу данных массивов и документов, их чтение из базы осуществляются сервисными и обрабатывающими программами геофизической библиотеки.

Массивы и документы в базе имеют имена и рассматриваются как отдельные данные. Имя данного состоит из двух частей: имени и ключей. Имя — составное и содержит три части: старшую, среднюю и младшую.

Ключи представляют собой дополнительные признаки, уточняющие имя. Например, цифровая каротажная кривая БК по скв. 15 пл. Брагунская, зарегистрированная в интервале глубин 5200—5620 м, может быть записана в базу с именем БРАГУНЫ — 15.К-БК и ключами 5200, 5620. После введения в кривую БК поправок за диаметр скважины она может быть вновь записана в базу с именем БРАГУНЫ — 15.К-ДС.БК и ключами 5200, 5620. При этом исходная кривая в базе сохраняется, но специальной процедурой может быть удалена из нее.

Обработка данных ГИС в системе АСОИГИС выполняется по программам геофизической библиотеки. Последовательность ввода программ в вычислительный процесс задается в форме заявки на специальном входном языке системы и определяет граф обработки данных ГИС. Каждая программа требует выбора из базы определенного набора исходных данных и в процессе вычислений порождает новую информацию, которая записывается в базу. Перечень входных и выходных данных, а также дополнительные сведения, определяющие варианты работы программы, содержатся в описателе программы, который хранится в базе данных. Руководствуясь этим описателем, с помощью специальных сервисных средств программа осуществляет самостоятельный обмен информацией с базой данных. При составлении заявки на обработку пользователь системы — геофизик, располагая описателями программ, указывает в заявке сведения, уточняющие описатель, чем и обеспечивается настройка программы на обработку данных по конкретной скважине.

Приведем пример, иллюстрирующий этот процесс. Составим заявку на определение пористости по данным АК (Δt) и коэффициента водонасыщенности k_b по данным кривой БК (ρ_{BK}).

Для решения нашей задачи необходимо использовать программу с именем GSKPAK для определения k_d и программу с именем GSKWBK для определения k_b . Описатели программ для АСОИГИС имеют следующий вид.

Программа GSKPAK

1. PGM GSKPAK
2. GETM PREF = NO.K—
3. GETP PREF = #PGM
4. PUTM PREF = NO.KPM

SWTH = (Z2, Z3) 1 = AK
1 = DTF 2 = DTSK
SWTH = (Z2, Z3) 1—KP

В списке PGM указано имя программы. В списке GETM указано, что в программу вводится кривая Δt с именем NO.K-AK и ключами Z2, Z3. В списке GETP перечисляются параметры $\Delta t_{ж}$ (DTF) и $\Delta t_{ск}$ (DTSK), которые используются в программе при расчете пористости по АК:

$$k_n = (\Delta t - \Delta t_m) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_m).$$

В списке PUTM указано имя, с которым вычислительная кривая k_n будет записана в базу данных: NO.KPM.KP, ключи Z2, Z3.

Программа GSKWBK

1. PGM GSKMBK

2. GETM	PREF = NO.KPM PREF = NO.K-DS	SWTH = (Z2, Z3)	1 = KP 2 = BK
3. GETP	PREF = #PGM	1 = RW 2 = A 3 = M 4 = N	
4. PUTM	PREF = NO.GSKWBK	SWTH = (Z2, Z3)	1 = KW

В списке GETM перечисляются две входные кривые: k_n с именем NO.KPM.KP и $\rho_{нБК}$ с именем NO.K-DS.BK (в кривую BK предварительно уже внесена поправка за d_c). Ключи кривых совпадают и равны Z2, Z3. В списке GETP приведены параметры: ρ_b (RW), коэффициенты уравнений

$$P = a/k_n^m(A, M); \quad P_n = 1/k_n^n(N).$$

В списке PUTM указано имя кривой k_n NO.GSKWBK.KW с ключами Z2, Z3, которая вычисляется программой по формуле

$$k_n = \left(\frac{a\rho_b}{k_n^m \rho_{нБК}} \right)^{1/n}.$$

Заявка на обработку материалов Δt и $\rho_{нБК}$ по скв. 15 пл. Брагунская в интервале 5200—5620 м при $\Delta t_{ж} = 620$ мкс/м, $\Delta t_m = 156$ мкс/м, $\rho_b = 0,02$ Ом·м, $a = 1$, $m = 2,05$, $n = 2$ имеет вид

1. GLBVVAL NO = БРАГУНСКАЯ-15 Z2 = 5200 Z3 = 5620
DTF = 620 DTSK = 156 RW = 0,02 A = 1 M = 2,05 N = 2

2. PGM GSKPAK

3. PGM GSKWBK

4. END

В списке GLBV перечисляются значения параметров, содержащихся в описателях программ, в результате программы настраиваются на обработку конкретных данных по скважине. Заявка задает последовательное выполнение двух программ GSKPAK и GSKWBK. Конец заявки определяется параметром END.

Обработка данных ГИС в системе АСОИГИС включает три этапа: предварительную обработку данных ГИС; обработку и интерпретацию данных ГИС; оформление результатов обработки.

На этапе предварительной обработки в каротажные кривые вводятся поправки, учитывающие различные искажающие факторы. Так, например, в кривые БК вводится поправка за влияние скважины, в кривые ГК, НГК, ННК — за инерционность аппаратуры (поправка за $\sigma\tau$), в кривые НГК, ГК — за гаммафон и т. п. Затем кривые увязываются по глубине и, если требуется, все они приводятся к одной вертикальной разрешающей способности. Осуществляется расчленение кривых на однородные по свойствам пласты, против них на кривых отсчитываются показания и формируется таблица $\{T_{ij}\}$, которая записывается в базу данных в виде набора массивов. Обработывается комплекс кривых БКЗ и в таблицу $\{T_{ij}\}$ заносятся сведения об удельном электрическом сопротивлении разреза. Каротажные кривые и таблица показаний $\{T_{ij}\}$ воспроизводятся в графической форме для анализа предварительной обработки данных ГИС и документирования исходных данных.

Этап обработки и интерпретации данных ГИС включает два подэтапа: определение параметров обработки и собственно обработку. При определении параметров обработки обычно выполняются два вычислительных процесса: нормализация кривых и построение графиков сопоставления геофизических параметров. Нормализация кривых сводится к приведению их к единому масштабу для графического сопоставления на диаграмме с учетом зависимости этих показаний против опорных пластов. Анализ нормализованных кривых позволяет провести качественную интерпретацию данных ГИС. Графики сопоставления данных каротажа строятся на АЦПУ двух видов: двумерных и трехмерных. По ним уточняются показания в опорных пластах, определяются фактические значения граничных показаний каротажа. Это дает возможность разделять породы по литологии (например, коллектор — неколлектор — глина) и по насыщенности (нефть — газ — вода). Они позволяют оценивать достоверность данных ГИС и выбирать граф дальнейшей обработки геофизических данных. Приведенный пример (рис. 186) иллюстрирует возможность построения объемной модели с количественной характеристикой содержания в породах флюида и литологических разностей.

Обработка данных ГИС осуществляется с целью оценки коллекторских свойств и нефтенасыщенности разреза. АСОИГИС реализует все известные в настоящее время методы количественной и качественной интерпретации и представляет геофизику возможность проводить обработку данных ГИС по любым заданным им графам, включая в них требующиеся программы из библиотеки геофизических программ. Эта библиотека постоянно развивается. В ее рамках существуют программные комплексы,

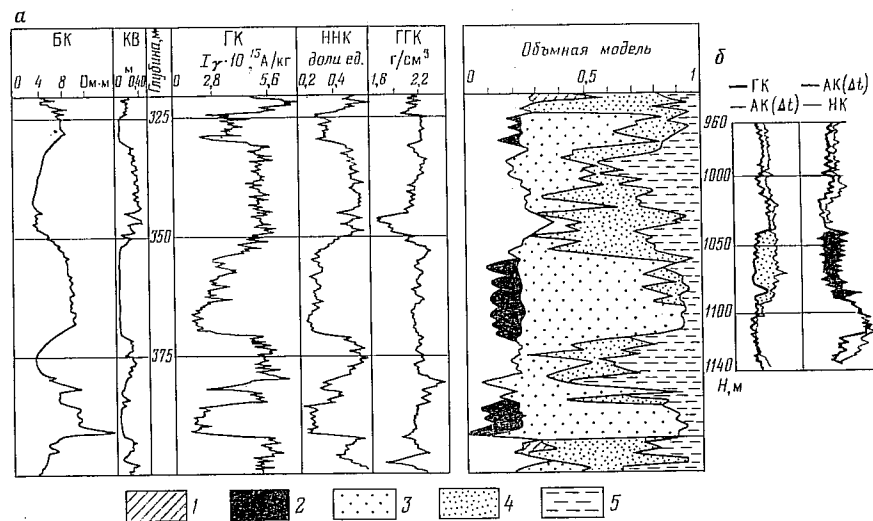


Рис. 186. Результаты обработки данных ГИС.

а — заключение по каротажу в графическом виде; б — качественная обработка методом нормализации по литологии: 1 — вода; 2 — нефть; 3 — песчаник; 4 — алевроит; 5 — глина

обеспечивающие специализированную обработку данных, например комплекс ГЕОГИК для реализации графов непрерывной интерпретации, АИГИГС для обработки данных каротажа в глубоких и сверхглубоких скважинах, НАКЛОНОМЕТРИЯ — для обработки данных наклонометрии и т. п.

Результаты обработки в АСОИГИС оформляются в виде: а) планшетов, на которых могут быть изображены исходные, промежуточные и окончательные данные в произвольном формате, определяемом геофизиком; б) табличного заключения, печатаемого на АЦПУ; в) записей всех данных по скважинам на архивных магнитных лентах. Результаты, полученные в ВЦ, передаются заказчикам как непосредственно, так и по каналам связи.

Важнейшая особенность автоматизированной обработки и интерпретации геолого-геофизических данных в системе АСОИГИС состоит в том, что она открывает возможность реализации весьма детальной и математически обоснованной обработки исходной информации при решении геологических задач. Применение ЭВМ стимулирует разработку и использование принципиально новых способов обработки данных ГИС — цифровой фильтрации, регрессионного анализа, нелинейного программирования и др. Она способствует развитию теории методов ГИС и интерпретации их результатов и использует достижения в этой области при практической обработке и интерпретации геофизических исследований скважин.

§ 54. ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

В зависимости от задач, решаемых бурением (разведочное, эксплуатационное), и типа геологического разреза для каждого нефтегазоносного района устанавливают определенный комплекс геофизических исследований. Комплексы определяются также характером промывочной жидкости, применяемой в процессе бурения (глинистый раствор, вода, глинисто-известковый раствор, раствор на нефтяной основе и т. п.). При отклонении от общепринятых условий бурения изменяется и комплекс геофизических исследований. Значительный объем геофизических исследований проводят в эксплуатационных скважинах в целях контроля за разработкой залежи, ревизии фонда старых скважин, выявления зон затрубной циркуляции и др. (табл. 10).

Таблица 10. Основные методы геофизических исследований скважин и решаемые задачи

Вид каротажа	Метод	Измеряемый параметр	Задачи
Электрический	Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации	Электрохимические и электрокинетические потенциалы	Оценка минерализации пластовых вод, глинистости, разделение глинистых и неглинистых пластов, оценка мощности
	Каротаж обычными (трехэлектродными) зондами и БКЗ	Кажущееся удельное электрическое сопротивление	Определение: а) удельного сопротивления пород; б) нефтегазонасыщенности пласта; в) пористости; г) водонефтяного контакта в необсаженной скважине; д) границ пластов
	Боковой каротаж	То же	То же: при исследовании тонких пластов, а также пластов высокого удельного сопротивления и при солевой ПЖ
	Микрокаротаж и боковой микрокаротаж	»	Выделение проницаемых зон в породах с межзерновой пористостью. Оценка $\rho_{пл}$ и $\rho_{зп}$ для определения пористости пород, выделения границ пластов
	Индукционный каротаж	Кажущаяся удельная электрическая проводимость	То же: при пресной ПЖ, промывочной жидкости на нефтяной основе и в сухих скважинах
	Диэлектрический каротаж	Диэлектрическая проницаемость	Оценка нефтенасыщенности пород с пресной пластовой водой; выявление прорывов пресных вод в продуктивные пласты; при исследовании скважин, пробуренных на непроницающей промывочной жидкости

Продолжение табл. 10

Вид каротажа	Метод	Измеряемый параметр	Задачи
Радиоактивный	Гамма-каротаж	Естественная радиоактивность (гамма-активность)	Оценка глинистости пород; выделение глинистых и неглинистых пластов
	Плотностной гамма-гамма-каротаж	Интенсивность рассеяния гамма-квантов	Определение пористости, газонасыщенных интервалов, плотности и литологии пород
	Нейтронный гамма-каротаж	Интенсивность вторичного гамма-излучения	Оценка пористости, литологии пород, ГЖК, ВНК в обсаженных и необсаженных скважинах (в благоприятных условиях)
	Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам	Плотность тепловых нейтронов	То же
	Нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам	Плотность надтепловых нейтронов	Оценка пористости, литологии пород, ГЖК, ВНК в обсаженных и необсаженных скважинах (в благоприятных условиях)
	Импульсный нейтронный каротаж	Среднее время жизни тепловых нейтронов	Определение положения ГЖК и ВНК; оценка водонасыщенности пород; просмотр фонда старых обсаженных скважин
Акустический	Ядерный магнитный каротаж	Индекс свободного флюида и время продольной релаксации	Оценка содержания в пластах свободного флюида (воды, нефти), способного перемещаться при реальных градиентах давления
	По скорости	Скорость распространения упругой волны	Определение пористости и литологии пород
Акустический	По затуханию	Интенсивность ослабления и затухания упругой волны	Выявление трещиноватых зон; оценка литологии
Другие виды	Кавернометрия	Диаметр скважины	Измерение диаметра скважины; выделение проницаемых интервалов по наличию глинистой корки; оценка литологии; расчет необходимого объема цемента
	Профилеметрия	То же	Измерение по глубине конфигурации сечения ствола скважины; выявление желобов
	Наклонометрия	Азимут и угол наклона пластов	Выявление нарушений и несогласий в залегании пластов; оценка элементов залегания пластов

Продолжение табл. 10

Вид каротажа	Метод	Измеряемый параметр	Задачи
Другие виды	Инклинометрия	Азимут и угол отклонения ствола скважины от вертикали	Определение азимута и угла наклона скважины
	Каротаж в действующих скважинах	Плотность тепловых нейтронов, температура, скорость притока жидкости, ее плотность и удельное сопротивление	Контроль за обводнением пластов, передвижением ВНК и ГЖК; выявление обводненных слоев и прослоев
	Акустический каротаж цементного кольца	Интенсивность ослабления и затухания упругой волны	Контроль качества цементирования обсадных колонн
	Газовый каротаж	Газосодержание раствора, шлама и механическая скорость бурения	Прямой метод оценки нефтегазонасыщенности пластов, контроль бурения
	Опробование пластов приборами на кабеле	Компонентный состав газов и химический состав пластового флюида и фильтрата промысловой жидкости в пробе, отобранной пробоотборником	Установление возможности получения притока из пласта и определения характера его насыщенности; определение газового фактора и гидродинамических параметров пластов
	Опробование пластов испытателями на бурильных трубах	Дебит пласта; забойное давление, проницаемость пород	Расчет пластового давления, определение проницаемости пласта и его однородности, характера пластовой жидкости
	Гидродинамический каротаж	Пластовое давление, проницаемость пород	Определение характера насыщения пласта, положения ГВК и ВНК, проницаемости пород

§ 55. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ГИС

Высокая геологическая эффективность ГИС находится в прямой зависимости от качества геофизических измерений в скважине. Искажение диаграмм может быть вызвано следующими причинами: превышением скорости перемещения глубинной установки по стволу скважины; неточной привязкой регистрируемой

кривой к глубинам; ошибкой в установлении масштабов; смещением нулевой линии в процессе регистрации кривой; неблагоприятными условиями измерения (неоднородность ПЖ, высокая минерализация ПЖ, большая толщина глинистой корки и т. д.).

Для обеспечения высокого качества геофизических кривых должны быть соблюдены следующие условия:

1) диаграммная лента размечается метками глубин с расстоянием между метками, не превышающими 100 мм;

2) даже самый короткий интервал исследований должен содержать хотя бы одну метку глубин;

3) на диаграммах, зарегистрированных в разное время, но в одной и той же скважине, расхождение в глубинах не должно превышать установленных технической инструкцией для заданной глубины исследований;

4) диаграммная лента должна содержать метки времени для определения скорости перемещения кабеля в процессе регистрации; допустимая максимальная скорость не должна снижать амплитуду регистрируемой аномалии более чем на 5 % для электрического каротажа и на 10 % для остальных методов по сравнению с амплитудой кривой, зарегистрированной при неподвижном кабеле;

5) отметки проверки нулевой линии и стандарт-сигнала должны фиксироваться по всему исследуемому интервалу через каждые 500 мм диаграммной ленты;

6) выбор масштаба регистрации кривых должен обеспечивать нормальную дифференциацию кривых, позволяющую делать безошибочный отсчет в любой части диаграммы; интервалы кривой, выходящие за пределы ширины стандартной каротажной бумаги, переписываются в масштабе 1:5; 1:25; разрывы в регистрации кривых не допускаются;

7) сведения о скважине и режимах записи, требуемые технической инструкцией, должны быть указаны в заголовках диаграмм; подчистки или исправления на первичных диаграммах не допускаются; каждая диаграмма должна быть подписана оператором.

Для оценки качества диаграммного материала пользуются следующими критериями: воспроизводимость диаграмм при повторной их регистрации; сопоставимость их между собой; выполнение всех требований, предусмотренных Технической инструкцией [16].

Каротажные диаграммы, зарегистрированные в скважине, передаются в установленные сроки в интерпретационное бюро, где оценивается качество кривых. Все качественные кривые подвергаются обработке и интерпретации вручную или с помощью ЭВМ.

1. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслового геофизических данных.— М.: Недра, 1984.

2. Бродский П. А., Фионов А. И., Тальнов В. Б. Опробование пластов приборами на кабеле.— М.: Недра, 1974.

3. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов.— М.: Недра, 1978.

4. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин/ Л. И. Померанц, М. Т. Бондаренко, Ю. А. Гулин, В. Ф. Козяр.— М.: Недра, 1981.

5. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика/ Под ред. В. М. Запорожца.— М.: Недра, 1983.

6. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. 2-е изд., перераб.— М.: Недра, 1982.

7. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа.— М.: Недра, 1970.

8. Ивакин В. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический метод исследования скважин.— М.: Недра, 1978.

9. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин.— М.: Недра, 1972.

10. Итенберг С. С., Дахильгов Т. Д. Геофизические исследования в скважинах.— М.: Недра, 1982.

11. Итенберг С. С., Шнурман Г. А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов.— М.: Недра, 1984.

12. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. Изд. 2-е, перераб. и доп.— М.: Недра, 1973.

13. Латышова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин.— М.: Недра, 1975.

14. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток)/И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин, Ф. Х. Еникеева и др.— Калинин: изд. ВНИГИК, 1984.

15. Сохранов Н. Н., Аксельрод С. М. Обработка и интерпретация с помощью ЭВМ результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин.— М.: Недра, 1984.

16. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах.— М.: Недра, 1985.

17. Фионов А. И., Бубеев А. В. Методическое руководство по применению аппаратуры гидродинамического каротажа в необсаженных скважинах, бурящихся на нефть и газ.— Уфа: 1983.

А

Абсолютная радиоактивность 121
Автоматизированная система обработки и интерпретации данных ГИС (АСОИГИС) 352
— — первичной обработки цифровых данных каротажа (АСПОЦДК) 352
Акустический каротаж 147
— — по затуханию 155
— — по скорости 154
Амплитуда отклонения кривой ПС 26
Аппаратура акустического каротажа (АК) 153

Б

База данных 357
Безводные промывочные жидкости 12
Боковое каротажное зондирование (БКЗ) 62
Боковой каротаж (БК) 69
— микрокаротаж (БМК) 85

В

Вектор ядерной намагниченности М 161
Вертикальная характеристика зондов 76
— — — индукционного каротажа 97
— — — электрического каротажа сопротивлений 75
Влагометрия скважин 346
Влияние скважины на показания ИНК 142
Водонефтяные инвертные эмульсии 12
Временные измерения 246
Время жизни тепловых нейтронов 139
Время поперечной релаксации T_2 163
— продольной релаксации T_1 161, 162
Выделение в продуктивной части разреза переходной зоны 322
— в разрезе скважин нефтегазо-насыщенных коллекторов 319
— карбонатных коллекторов 242
— коллекторов по керновым и геофизическим данным 240
— терригенных коллекторов 232
— трещинно-каверновых пород 243
Высокопористые (поровые) карбонатные коллекторы 242, 243

Выявление (прогнозирование) зон АВПД 177

Г

Газовоздушная смесь 197
Генератор нейтронов 134
Геолого-технологическая информация 208
Геолого-технологические методы исследования скважин 195
Геометрический фактор бокового каротажа 73
— — индукционного каротажа 96
Геотермическая ступень 169
Геотермический градиент 169
Геотермия 169
Гиромагнитное отношение 160
Глинистая корка 8
Глинистость 47
— массовая 46
— объемная 47
— относительная 47
Глинистые коллекторы 239
— минералы 251, 252
Глубина (глубинность) исследования 57
— — при акустическом каротаже 159
— — при гамма-каротаже 119
— — при диэлектрическом каротаже 118
— — при импульсном нейтронном каротаже 143
— — при каротаже сопротивлений 58
— — при нейтронном каротаже со стационарным источником 136
— — при плотностном гамма-каротаже 127
Градиент давления 178
— удельного сопротивления 327

Д

Давление (напряжение) 53
Двойной электрический слой 18
Двухзондовый глубинный прибор (РГП-2) 128, 129
Двухминеральный метод 288
Дегазатор 197
Дегазация ПЖ 197
Диффузионно-адсорбционная активность 20
Диэлектрическая проницаемость горных пород 110

З

Зона кольматации 8
— — окаймляющая (кольцевая) 12
— — промытая 11
— — проникновения фильтра 9
Зонды каротажа 55
— — акустического 152
— — бокового многоэлектродного 71
— — — трехэлектродного 70
— — градиент 56
— — индукционные 95
— — потенциал 57
Зональные карты 229

И

Излучатели колебаний при акустическом каротаже 153
Измерения диаграмм ядерно-магнитного каротажа 161
Изорезистивная методика 109
Индекс свободного флюида (ИСФ) 164
Интервальное время ΔT 155
Интерпретация данных газового каротажа 204
— — гамма-каротажа 121
— — диэлектрического каротажа 115
— — диаграмм БМК 89
— — диаграмм бокового каротажа (БК) 76
— — индукционного каротажа 100
— — микрокаротажа 86
— — ядерно-магнитного каротажа 164
— — наклонограмм 186
— — оперативная 6
— — сводная 6
— — кривых НГК и ННК способами опорного пласта 269
Использование данных термометрии при контроле разработки залежи 333
Исходные данные при выборе комплекса ГИС 363

К

Кавернометрия и профилометрия 174
Кажущаяся электрическая проводимость 96
Кажущееся удельное сопротивление 56
Каротаж волновой диэлектрический (ВДК) 113
— — газовый в процессе бурения 195
— — газовый после бурения 203
— — гамма (ГК) 118
— — гамма-гамма (ГГК) 125
— — гидродинамический (ГДК) 328
— — диэлектрический (ДК) 110
— — диэлектрический волновой 113
— — диэлектрический индуктивный

(ДИК) 113
— — импульсный нейтрон-нейтронный (ИННК) 139
— — импульсный нейтронный гамма (ИНГК) 141
— — импульсный нейтронный (ИНК) 138
— — индукционный (ИК) 91
— — кислородный нейтронно-активационный (КНАК) 348
— — комплексный газовый 204
— — механический 196
— — многозондовый нейтрон-нейтронный (МННК) 137
— — нейтронный (НК) 131
— — нейтронный гамма (НГК) 134
— — нейтрон-нейтронный по тепловым нейтронам (ННКТ) 136
— — нейтрон-нейтронный по надтепловым нейтронам (НННН) 136
— — нейтронный со стационарным источником нейтронов 134
— — плотностной гамма-гамма (ГГКП) 127
— — потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) 13
— — радиоактивный 118
— — сопротивления 54
— — селективный гамма-гамма (ГГКС) 130
— — спектральный гамма 124
— — электрический (ЭК) 7
— — электромагнитный (ЭМК) 7
— — ядерно-магнитный (ЯМК) 160
Коллекторы нефти и газа 235
Компонентный газовый анализ 198, 199
Комптон-эффект 126
Контроль обводнения скважины 335
— — разработки нефтяных и газовых месторождений 332
Корреляционные схемы 215
— — локальные 217
— — региональные 221
Корреляция диаграмм ГИС 215
— — при несогласном залегании пластов 217
— — при разрывных нарушениях 221
— — при рецессии и подводных перепадах 217
— — при согласном, параллельном и непараллельном залегании слоев 217
— — при фациальном замещении и выклинивании 229
Коэффициент водонасыщенности 51
— — диффузии нейтронов 139
— — диффузионного потенциала 16
— — диффузионно-адсорбционной ЭДС 17
— — зонда 56
— — нефтегазонасыщенности 51

- относительного сопротивления 44
- поглощения упругих волн 156
- поправочный за мощность пласта 27
- пористости 235
- предельного относительного сопротивления 47
- разбавления 197
- снижения амплитуды ПС за глинистость 30
- увеличения сопротивления 51
- Кривая ПС против пород различной литологии 31
- Критический угол падения волны 149

Л

- Ларморова частота 160
- Литолого-геофизические карты 229
- Литофациальные карты 227
- разрезы 226
- Люминесцентно - битуминологический анализ 209

М

- Малопористые (трещинно-каверновые) карбонатные коллекторы 243
- Метод изучения местных тепловых полей 171
- Методика каротажа — испытание — каротаж 250
- Методика определения проницаемости по ГДК 229
- Методы двух жидкостей 248
- Микрокаротаж (МК) 93
- Микроустановки (микрозонды) 84

Н

- Нормальный геолого-геофизический разрез 221

О

- Обработка данных ГИС в системе АСНИГИС 357
- материалов БКЗ 67
- Определение водонефтяного контакта (ВНК) 335
- газонефтяного контакта 339
- глубин при газовом каротаже 201
- литологии пород 290
- минерализации пластовых вод 33
- относительного сопротивления P_n для глинистого коллектора 261
- относительного сопротивления P_n для неглинистого коллектора 260
- угла и азимута падения пластов (наклонометрия) 183, 184
- фракционного состава песчано-алевритовых пород 284
- глинистости по гамма-каротажу 251
- — карбонатных пород 256

- нефтегазонасыщенности глинистых коллекторов с межзерновой пористостью 261
- — чистых неглинистых коллекторов с межзерновой пористостью 261
- пористости и литологии карбонатных пород 286
- — — пород путем решения систем уравнений 289
- — по данным акустического каротажа 272
- — — гамма-гамма - каротажа (ГГКП) 262
- — — двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа 269
- — — нейтронного каротажа (НК) 265
- — пород с учетом их литологии 286
- — карбонатных пород по данным сопротивления и ГГК 294
- Опробование пластов приборами на каротажном кабеле (ОПК) 188
- скважин испытателями пластов на трубах 194
- Основные технологические параметры, измеряемые при газовом каротаже 196
- Относительная проницаемость 325
- Оценка нефтегазонасыщенности песчано-глинистых коллекторов универсальным методом 308
- проницаемости пород 324

П

- Палетки БКЗ 63
- Параметры, характеризующие газонесодержание пластов 197
- Первичная обработка данных ГИС на ЭВМ 355
- Песчаные и алевритовые коллекторы 238
- Пластовая скорость распространения упругой волны 155
- Поверхностная проводимость 47
- Повторные измерения в скважинах 246
- Погрешность 317
- Пористость коллекторов 258
- Потенциалы диффузионно-адсорбционные 15
- окислительно - восстановительный 14
- самопроизвольной поляризации (ПС) 13
- суммарные $E_{ПС}$ в скважине 23
- фильтрационные 21
- Приведенная емкость обмена 20
- Приведенные газопоказания 198
- Привязка шлама к истинным глубинам 210

- Признаки затрубной циркуляции 334
- Применение акустического каротажа 159
- бокового каротажа 83
- гамма-каротажа 123
- геохимических и геолого-технологических методов исследования скважин 211
- диаграмм ПС 37
- диэлектрического каротажа 116
- импульсного нейтронного каротажа 145
- индукционного каротажа 103
- каротажа сопротивлений обычными зондами 69
- метода изучения местных тепловых полей 171
- стационарных методов НК 138
- ядерно-магнитного каротажа 160
- Принцип взаимности 56
- измерений диэлектрической проницаемости 110, 111
- Прогнозная оценка характера насыщения пластов по данным газового каротажа и ГИС 206
- Прогнозирование пластового давления 181
- Проникновение фильтра 9
- повышающее 11
- понижающее 11
- Проницаемость абсолютная (физическая) 325
- относительная фазовая (эффективная) 325
- Профильный разрез 230
- геолого-геофизический 230
- сейсмо-геологический 230
- Прямые качественные признаки коллекторов 236
- Пункт сбора, контроля и приема-передачи каротажных данных ПСКПКД 351

Р

- Радialная характеристика зондов 75
- — бокового каротажа 75
- — индукционного каротажа 97
- Радиационное (вторичное) гамма-излучение 141
- Радиоактивность 118
- горных пород 122
- природных вод 123
- Радиус исследования зондов 57
- Разделение нефтеносных и газоносных пластов 318
- Распространение упругих волн в скважине 150
- Расходомер гидродинамический 342
- термокондуктивный 344
- Расходомер скважин 341

- Расчленение разрезов скважин 213
- Регистратор «Триас» 354
- Регистрация данных ГИС в цифровой форме 354
- Резистивметр 91
- Резистивметрия скважин 345

С

- Сбор данных ГИС в цифровой форме 353
- Сводный геолого-геофизический разрез 225
- Сигнал свободной прецессии (ССП) 163
- Скин-эффект 93, 98
- Смачиваемость породы (гидрофильная, гидрофобная, промежуточная) 325
- Смешанные (трещинно-каверновые) карбонатные коллекторы 245
- Составление литолого-стратиграфической колонки 213
- Спин 160
- Способ нормализации 299
- Стандартный зонд 69
- Статистическая флуктуация 120
- Структурный коэффициент 44
- Суммарные газопоказания 198
- Существенные значения 60
- кажущихся сопротивлений обычными зондами 60
- кажущихся сопротивлений при БК 73

Т

- Термометрия скважин 168
- Тип волн 148
- головная 149
- отраженная 149
- падающая 150
- продольная P и поперечная S 148
- проходящая 150, 151
- Типовой геолого-геофизический разрез 222

У

- Удельное электрическое сопротивление 37
- — — водных растворов 40
- — — нефтегазонасыщенных пород 50
- — — пород неглинистых гранулярного строения 43
- — — содержащих глинистый материал 46
- — — трещиноватых и кавернозных пород 49
- Универсальный способ интерпретации кривых сопротивления 104
- Унификация стратиграфических границ 234

Уравнение среднего времени 155

Ф

Фазовая (эффективная) проницаемость 325

Фактические кривые БКЗ 67

Фактические кривые сопротивления 61

Физическая проницаемость 325

Фильтрационные потенциалы 21

Форма кривых кажущегося сопротивления 58

— — — акустического каротажа 157

— — — бокового каротажа 73

— — — индукционного каротажа 98

— — — каротажа обычными зондами 58

— — — радиоактивного каротажа 146

Х

Характерные признаки выделения глинистых коллекторов 239

— типы наклонограмм 187

Хроматограмма 199

Хроматограф 198

Ц

Цифровая каротажная кривая и ее регистрация 353

Ш

Шаг квантования 353

Э

Экстремальная кривая зондирования 67

Экстремальные сопротивления 60

Электрон-позитронные пары 125

Электропроводность раствора 40

Эффект Джоуля — Томпсона 171

— свободной прецессии протонов 161

Эффективное давление (напряжение) 53

Эффективный диаметр зоны проникновения 10

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 3

ЧАСТЬ I

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ОСНОВЫ ПЕРВИЧНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПОЛУЧАЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ 6

Глава I. Электрический каротаж 7

§ 1. Геолого-геофизические условия проведения каротажа 7

§ 2. Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации 13

§ 3. Удельное сопротивление водных растворов и горных пород 37

Глава II. Основные способы измерения кажущегося удельного сопротивления горных пород и определение их истинного удельного сопротивления (каротаж сопротивления) 54

§ 4. Каротаж обычными зондами 55

§ 5. Боковой каротаж 69

§ 6. Измерение кажущегося удельного сопротивления микроустановками 84

§ 7. Индукционный каротаж 91

§ 8. Универсальные способы интерпретации кривых сопротивления 104

Глава III. Диэлектрический каротаж 110

§ 9. Диэлектрическая проницаемость горных пород и принцип ее измерений 110

§ 10. Волновой диэлектрический каротаж 113

Глава IV. Радиоактивный каротаж 118

§ 11. Гамма-каротаж 118

§ 12. Спектральный гамма-каротаж 124

§ 13. Гамма-гамма-каротаж 125 v39

§ 14. Нейтронный каротаж 131

§ 15. Импульсный нейтронный каротаж 138

§ 16. Форма кривой при радиоактивном каротаже 145

Глава V. Акустический каротаж 147

§ 17. Физические основы 148

§ 18. Акустический каротаж по скорости 154

§ 19. Акустический каротаж по затуханию 155

Глава VI. Ядерно-магнитный каротаж 160

§ 20. Физические основы 160

§ 21. Интерпретация диаграмм ЯМК 164

Глава VII. Термометрия скважин 168

§ 22. Метод естественного теплового поля Земли (геотермия) 169

§ 23. Методы изучения местных тепловых полей 171

Глава VIII. Другие виды каротажа	174
§ 24. Кавернометрия и профилометрия	174
§ 25. Выявление зон аномально высокого давления и оценка давлений	177
§ 26. Определение падения пластов (наклонометрия)	183
§ 27. Опробование пластов в процессе бурения приборами на каротажном кабеле и испытателями пластов на трубах	188

Глава IX. Геохимические и геолого-технологические методы исследования скважин	195
§ 28. Газовый каротаж в процессе бурения	195
§ 29. Газовый каротаж после бурения	203
§ 30. Интерпретация данных газового каротажа	204
§ 31. Геолого-технологическая информация в процессе бурения	208

ЧАСТЬ 2

ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ КАРОТАЖА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИИ РАЙОНА, ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ И НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ	213
---	-----

Глава X. Изучение геологического строения нефтяных и газовых месторождений и нефтегазоносных областей	213
---	-----

§ 32. Изучение литологии и последовательности залегания пластов	213
§ 33. Геологические построения	226

Глава XI. Выделение коллекторов	235
---	-----

§ 34. Коллекторы нефти и газа и принципы их выделения по данным ГИС	235
§ 35. Выделение терригенных коллекторов	237
§ 36. Выделение карбонатных коллекторов	242
§ 37. Определение глинистости коллекторов	251

Глава XII. Определение пористости коллекторов	258
---	-----

§ 38. Определение пористости по данным электрического каротажа	259
§ 39. Определение пористости по данным радиоактивного каротажа	262
§ 40. Определение пористости пород по данным акустического каротажа	272
§ 41. Комплексная интерпретация результатов каротажа	276
§ 42. Оценка пористости карбонатных пород по комплексу методов сопротивления и нейтронного гамма-каротажа	294

Глава XIII. Определение нефтегазоводонасыщенности коллекторов	303
---	-----

§ 43. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности	303
§ 44. Разделение нефтеносных и газоносных пластов	318
§ 45. Выделение переходной зоны	322
§ 46. Оценка проницаемости пород	324

Глава XIV. Методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений	332
--	-----

§ 47. Использование данных термометрии при контроле разработки залежи	333
---	-----

§ 48. Определение положения водонефтяного и газожидкостного контактов и контроль обводнения скважин	335
§ 49. Расходомерия скважин	341
§ 50. Исследование состава флюидов в стволе скважины	345

Глава XV. Автоматизированная обработка и интерпретация результатов геофизических исследований скважин	349
---	-----

§ 51. Схемы автоматизированной обработки и интерпретации данных ГИС	349
§ 52. Сбор данных ГИС в цифровой форме	353
§ 53. Обработка и интерпретация данных ГИС	357
§ 54. Обоснование комплекса геофизических исследований скважин	363
§ 55. Основные требования к качеству измерений при ГИС	365

Список литературы	367
Предметный указатель	368

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Семен Самуилович Итенберг

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

Редактор издательства *И. П. Иночкина*
Технический редактор *Л. А. Мурашова*
Корректор *Г. Л. Петушкова*

ИБ № 5496

Сдано в набор 10.10.86. Подписано в печать 12.01.87. Т-01606. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага типографская № 1. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 23,5. Усл. кр.-отт. 23,5. Уч.-изд. л. 25,66. Тираж 6 100 экз. Заказ 2645/9423—3. Цена 1 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.